SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG Blendgutachten
Solarpark Amberg

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage in der Nähe von Amberg in der Oberpfalz (Bayern)

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: 20220914.002446DJ | 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
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 Standort e für die Analyse 11
3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren 12
4 Ergebnisse 16
4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B 299 Nordwest 17
4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B 299 Einmündung Höhengauer Weg 18
4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Höhengauer Weg Südost 19
4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke 20
4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich 21
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 24
6 Schlussbemerkung 24
7 Anhang ..... 25 - 37

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D3 | 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 potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Amberg

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Amberg“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen 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“ (seit 2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie[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 Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Amberg“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt u.a. für Verkehrsteilnehmer auf der B299 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle 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: 20220914.002446D3 | 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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet westlich der Ortschaft Neubernricht, ca. 4,5 km nördlich von Amberg in der Oberpfalz (Bayern). Westlich der Fläche verläuft die Bundesstraße 299 und die Bahnstrecke Amberg–Schnaittenbach (Hirschauer Bockl). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche westlich der Ortschaft Neubernricht, ca. 4,5 km nördlich von Amberg in der Oberpfalz (Bayern). Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	49.482°N, 11.850°O 384 m ü.N.N.
Abstand zur B299	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 260 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

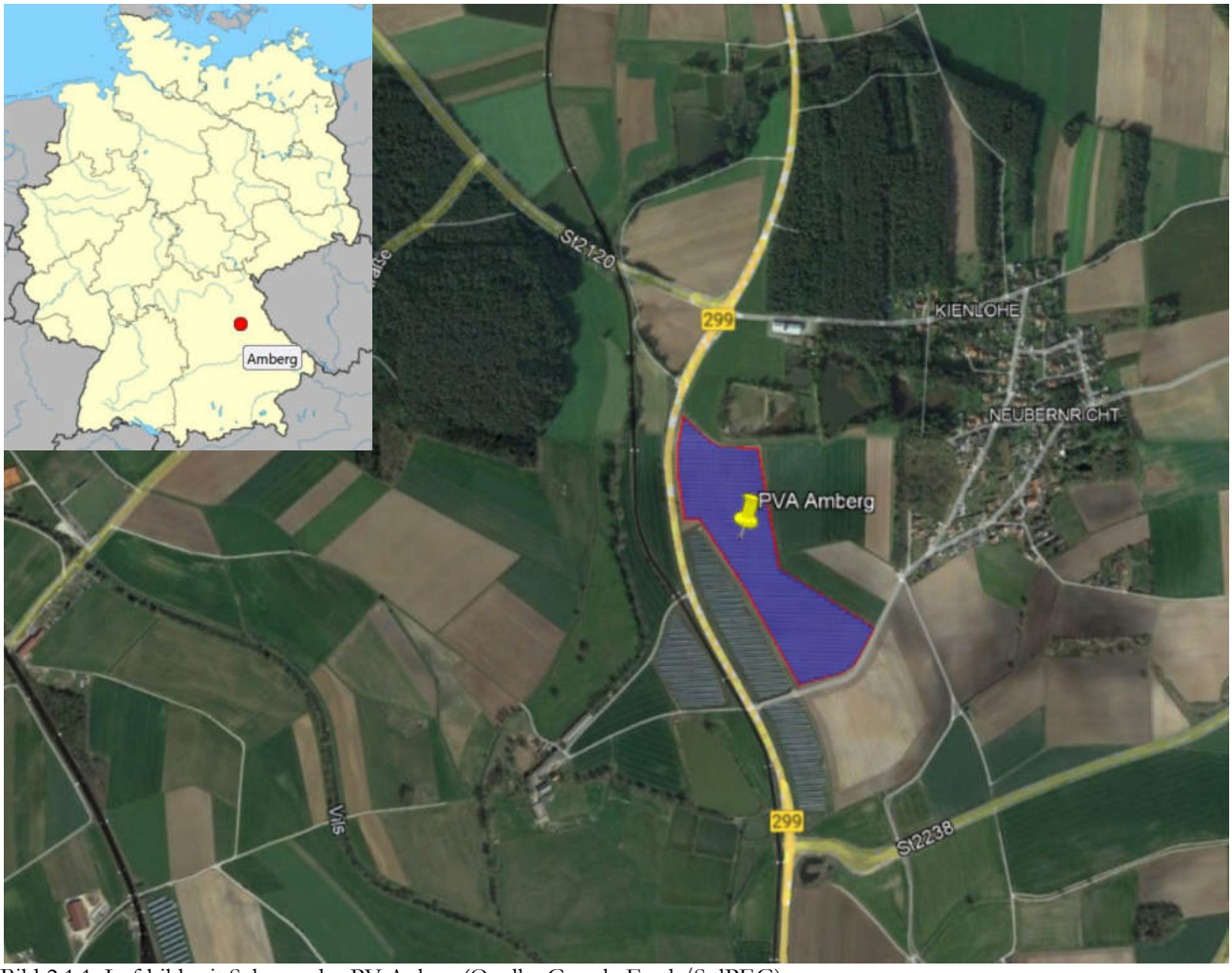


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | 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



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

Detailansicht der PV Anlage

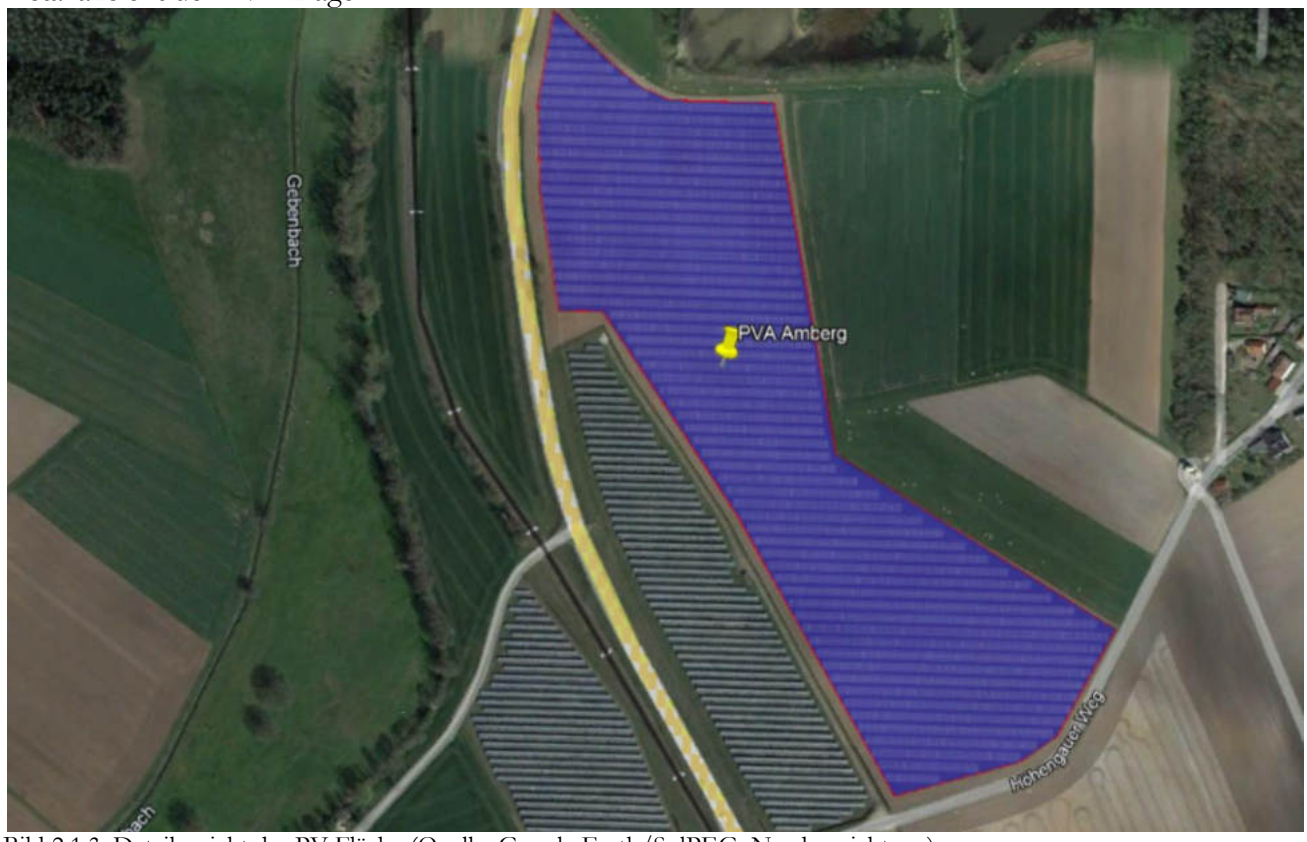


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D3 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

Aktuelle Fotos der PV Fläche. Blick von Südwesten nach Nordosten.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: Auftraggeber)

Blick von Nordwesten nach Südosten, rechts im Bild die B299.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: Auftraggeber)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D3 | 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 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[2] 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:

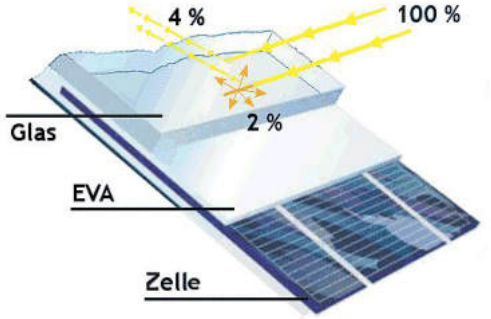


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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:

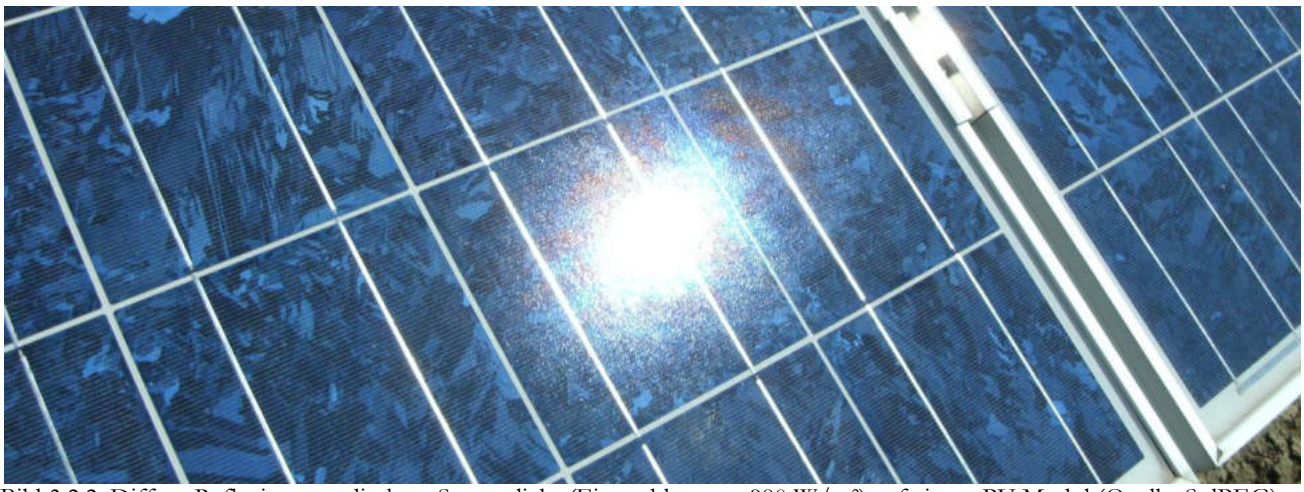


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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

© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | 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.

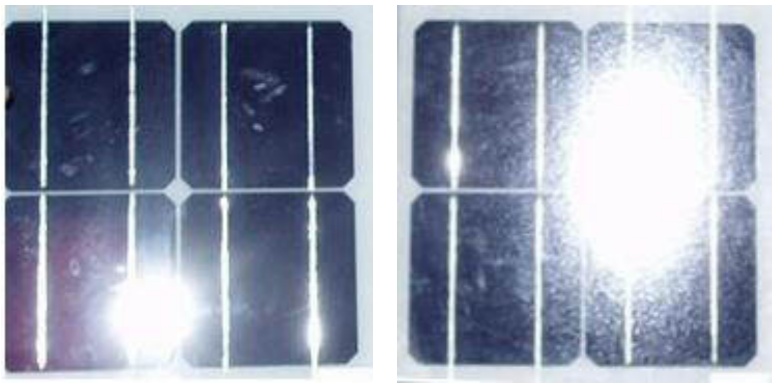


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

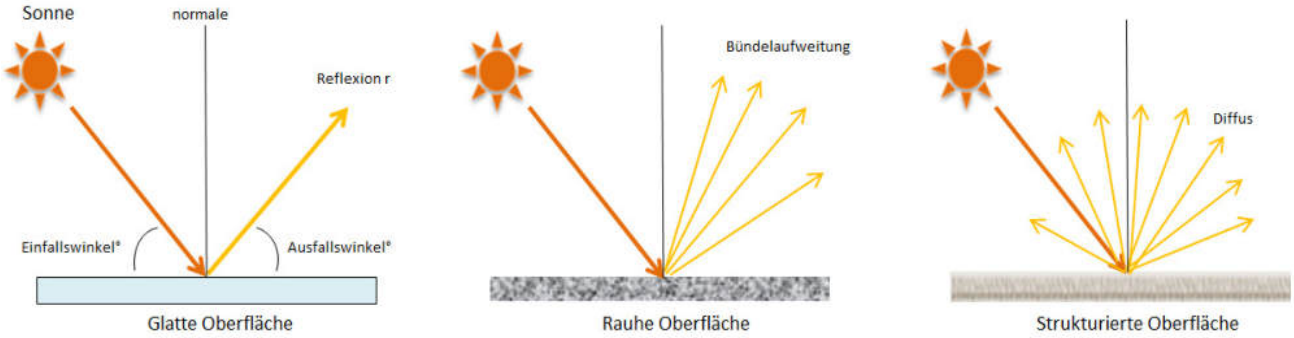


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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	120 (6×20)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², 1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	19.5kg
Dimension	1755×1038×35mm

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | 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[3] 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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_P) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

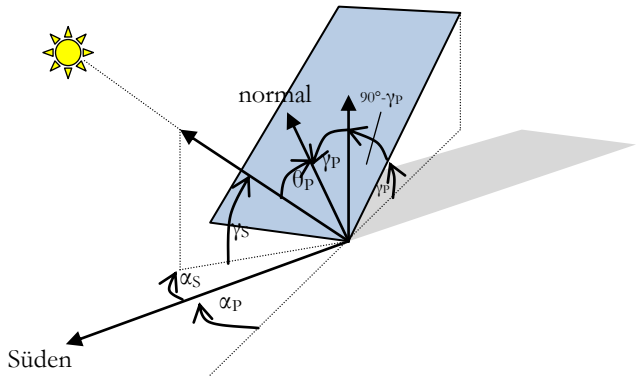


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie[4] wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories[5], New Mexico überprüft.

[3] US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf
[4] Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.
[5] Webseite der Sandia National Laboratories: http://www.sandia.gov

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | 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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module, sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

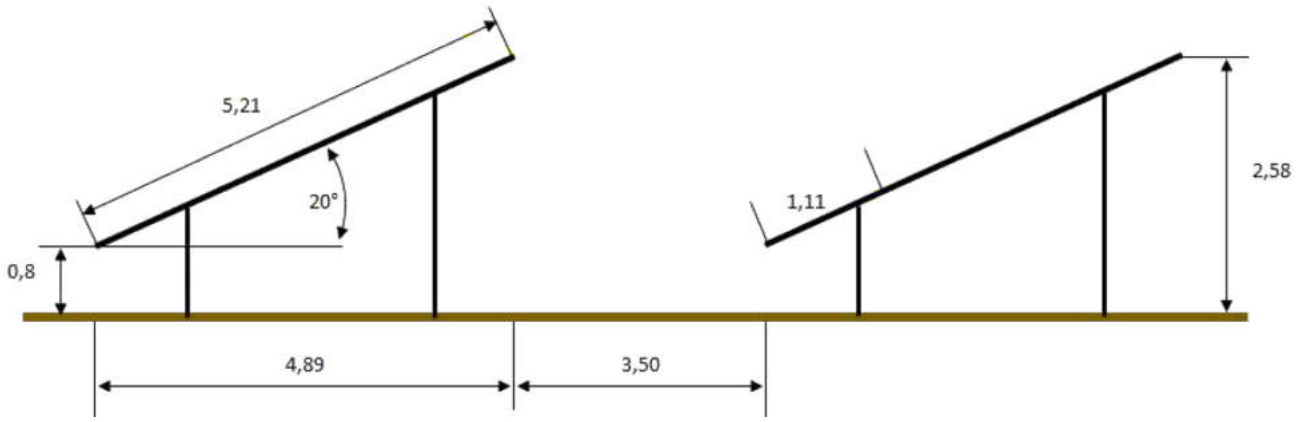


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,58 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer[6]	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

[6] Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.
Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | 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 Standort e für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Amberg wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. B299), 1 Messpunkt auf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt im Bereich der östlich gelegenen 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 untersuchten Messpunkte:



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

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice 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 Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.
Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.
Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.
Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).
Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

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

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

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

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

© Copyright Information | Document reference: 20220914.00244603 | 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 Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es 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 Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.
Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.
Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

[7] Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | 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 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-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 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice 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 Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).
Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National 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.

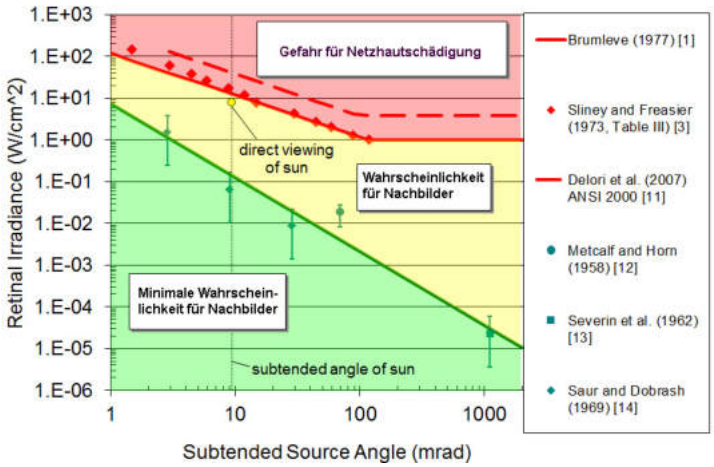


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

[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: 20220914.00244603 | 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 Amberg wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

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

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen/Hinweisen zu verwenden.
Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	**PV Feld**
P1 Bundesstraße B299 Nordwest	175[WD]
P2 Bundesstraße B299 / Einmündung Höhengauer Weg	173[WEG]
P3 Höhengauer Weg	1951[W]
P4 Bahnstrecke Hirschauer Bockl	175[WD]
P5 Gebäude östlich	1584[E]

[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

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B 299 Nordwest

Am Messpunkt P1 auf der B 299 können bei der Fahrt Richtung Norden rein rechnerisch an insgesamt nur 175 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können theoretisch zwischen dem 13. Juli und dem 06. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:00 – 06:08 Uhr an maximal 9 Minuten pro Tag[10] aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.
Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit +62° bis 86°rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrrichtung +/- 20°, ca. 100 m) liegen.
Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

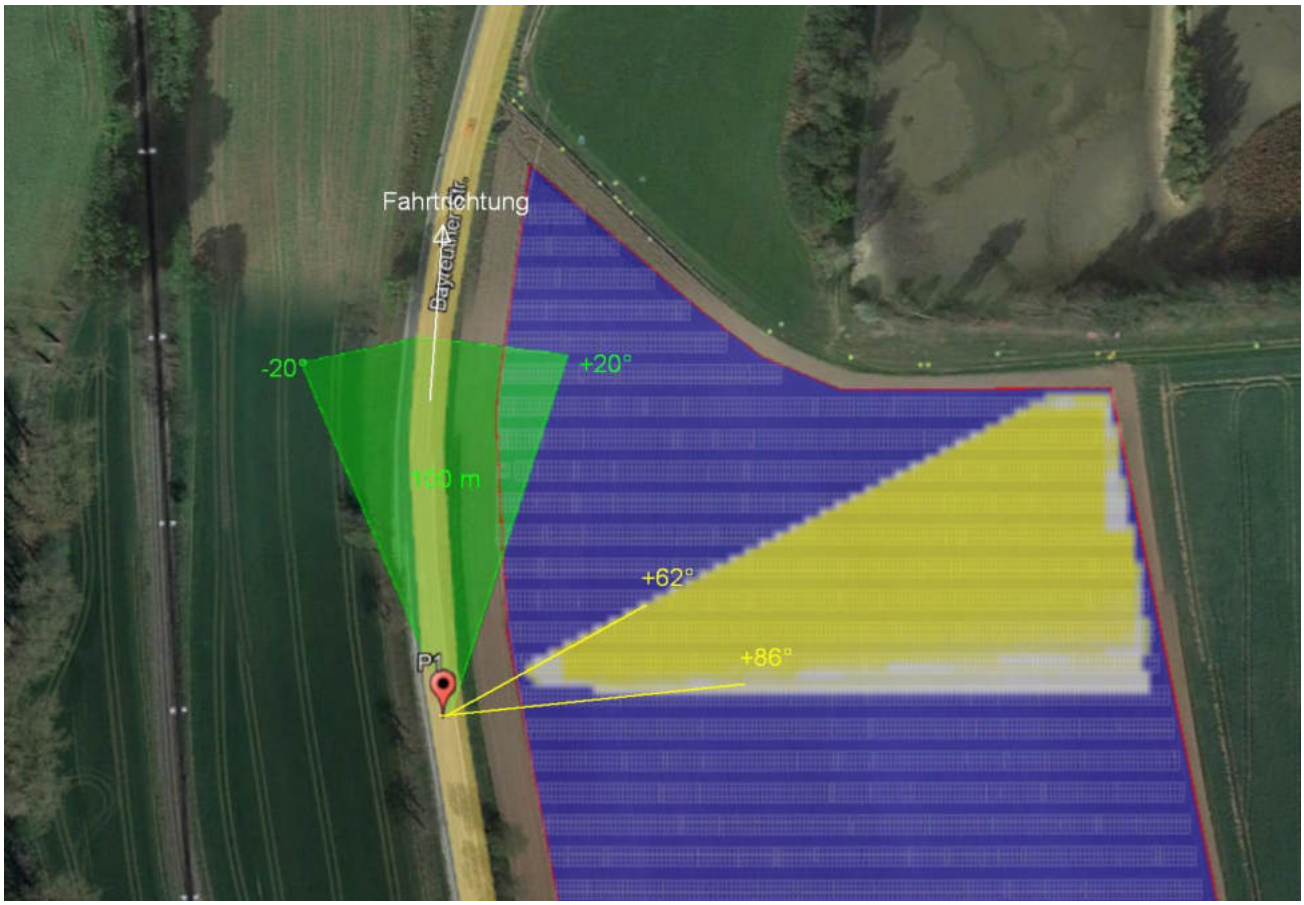


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

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

© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | 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, B 299 Einmündung Höhengauer Weg

Der Messpunkt P2 auf der B 299 im Bereich der Einmündung Höhengauer Weg wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in der Realität kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage besteht. U. a. wird diese durch eine bereits bestehende PV Anlage sowie einen Sichtschutzzaun verdeckt. Rein rechnerisch können an insgesamt nur 173 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die in der Simulation ermittelten Ergebnisse sind allerdings aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen und sind aufgrund der örtlichen Gegebenheiten in der Realität ohnehin nicht anwendbar.
Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P2 (Einmündung) kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

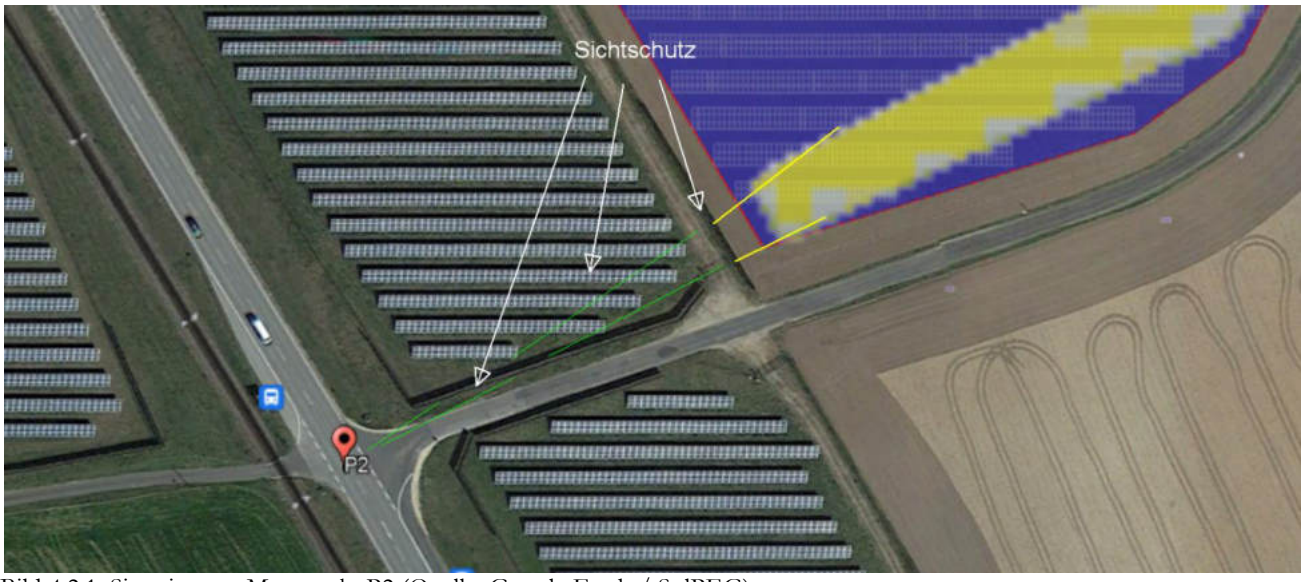


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Messpunkt P2, Blick Richtung Osten auf den Höhengauer Weg. Die geplante PV Anlage ist nicht einsehbar.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Blick Richtung Osten (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D3 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Höhengauer Weg Südost

Am Messpunkt P3 auf dem Höhengauer Weg können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können theoretisch zwischen dem 08. Mai und dem 03. August abends zwischen 18:23 – 19:05 Uhr an 5 bis maximal 32 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen allerdings mit +26° bis +48° rechts (westlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrrichtung +/- 20°, ca. 100 m) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.
Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P3 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P3.

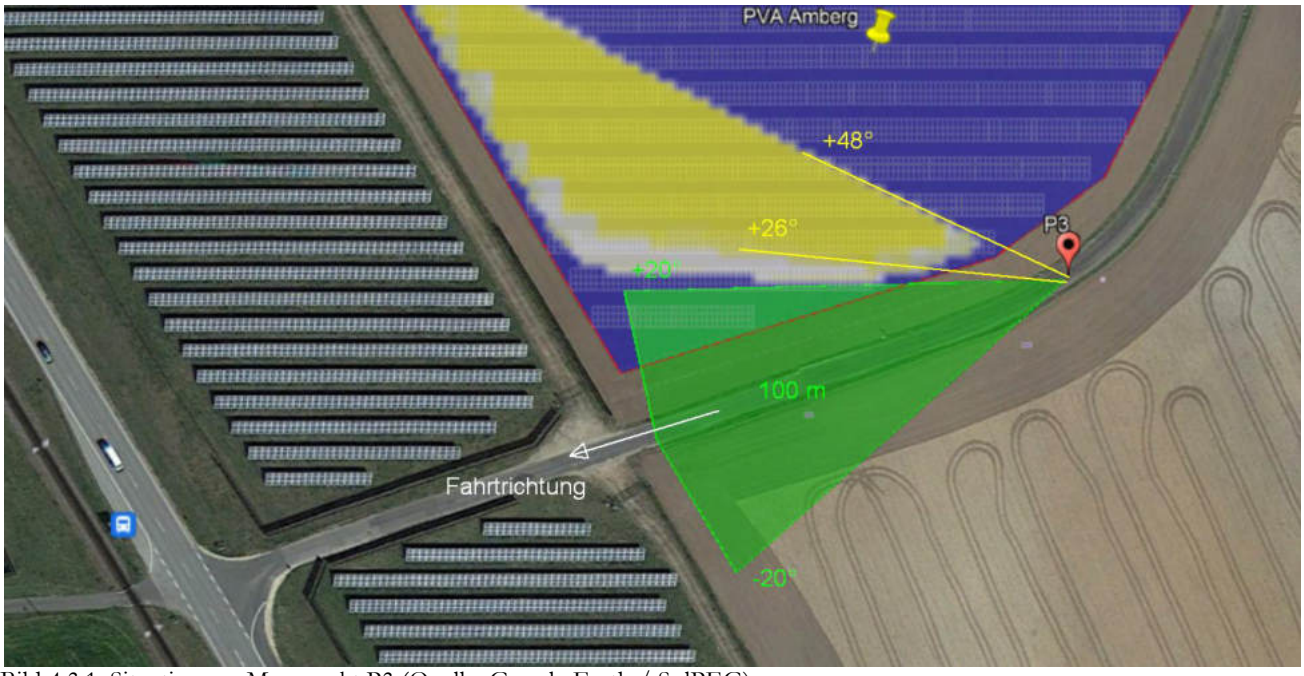


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Messpunkt P3 auf dem Höhengauer Weg, Blick Richtung Westen.

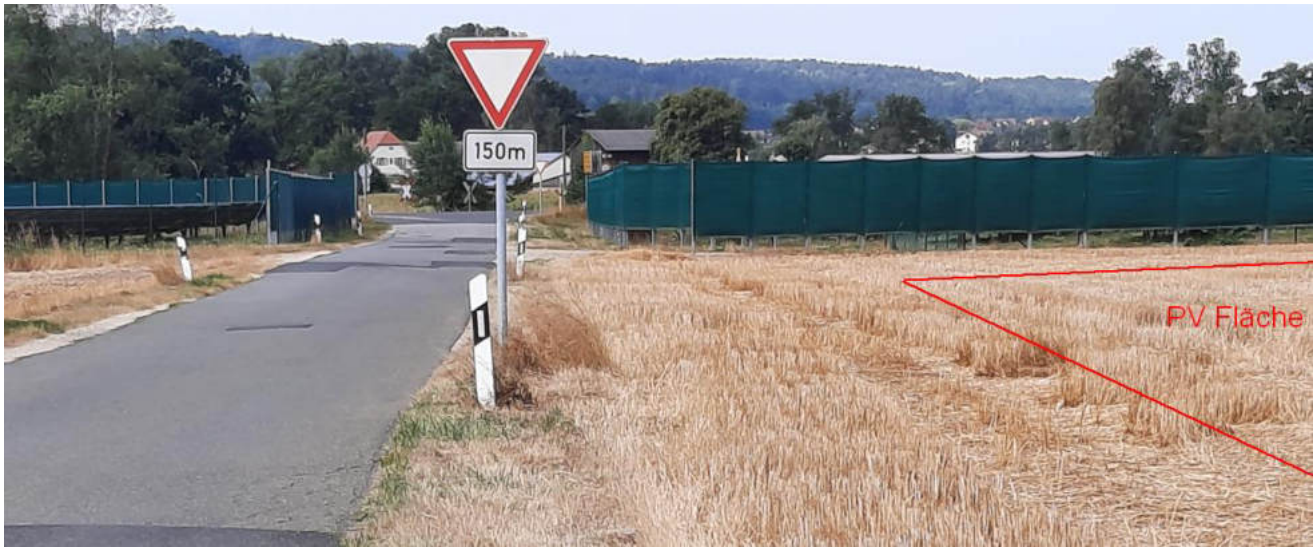


Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Westen (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D3 | 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, Bahnstrecke

Am Messpunkt P4 auf der eingleisigen Bahnstrecke Amberg–Schnaittenbach können bei der Fahrt Richtung Norden rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Da die Strecke in etwa parallel zur B 299 verläuft, liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen im einem entsprechend ähnlichen Bereich zu denen am Messpunkt P1 auf der B 299. Die Einfallswinkel liegen auch hier mit +64° bis +88° östlich zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrrichtung +/- 20°, ca. 100 m).
Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P4 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

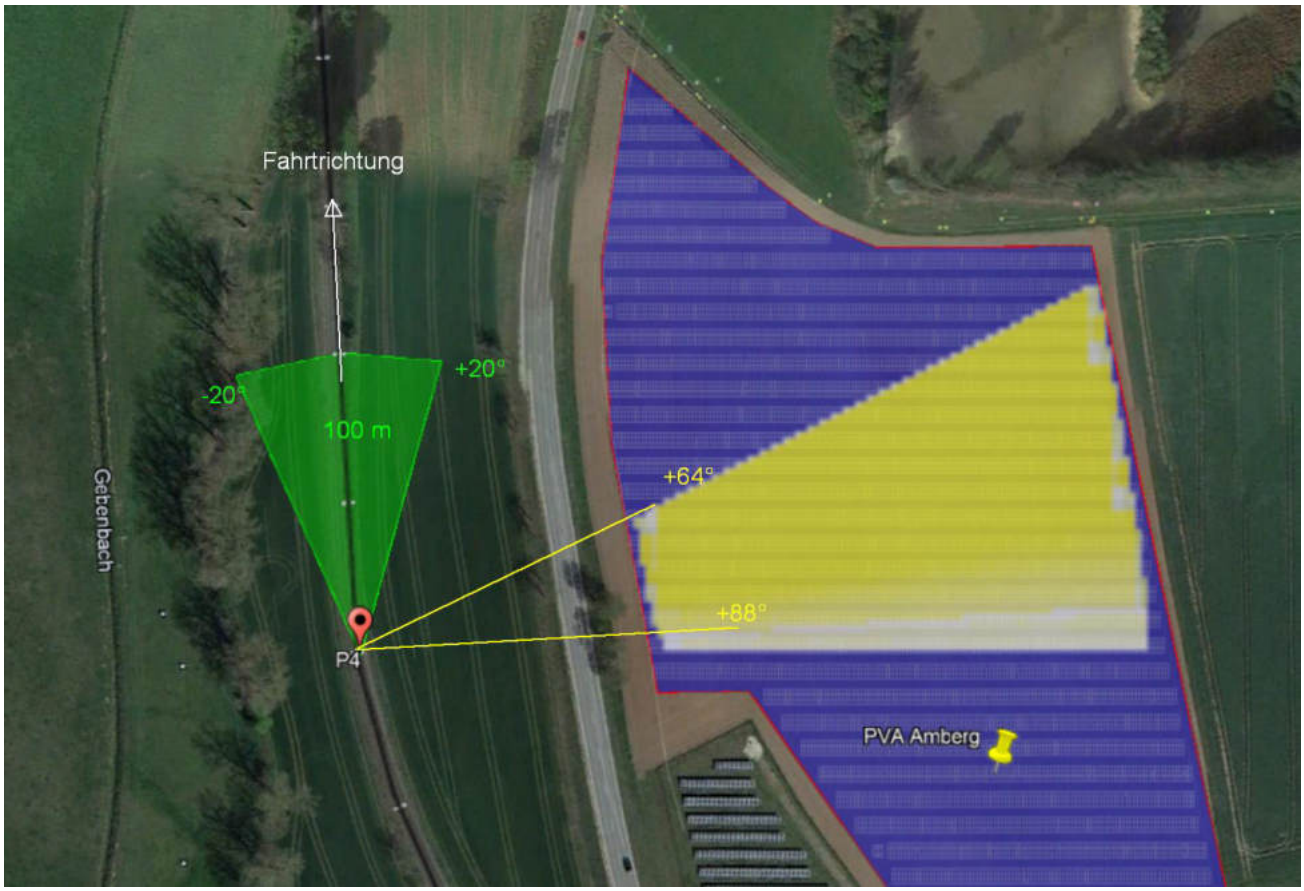


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | 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

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Neubernricht östlich der PV Anlage können rein rechnerisch an insgesamt 1584 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 26. April und dem 16. August abends zwischen 18:07 – 18:35 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der ermittelten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

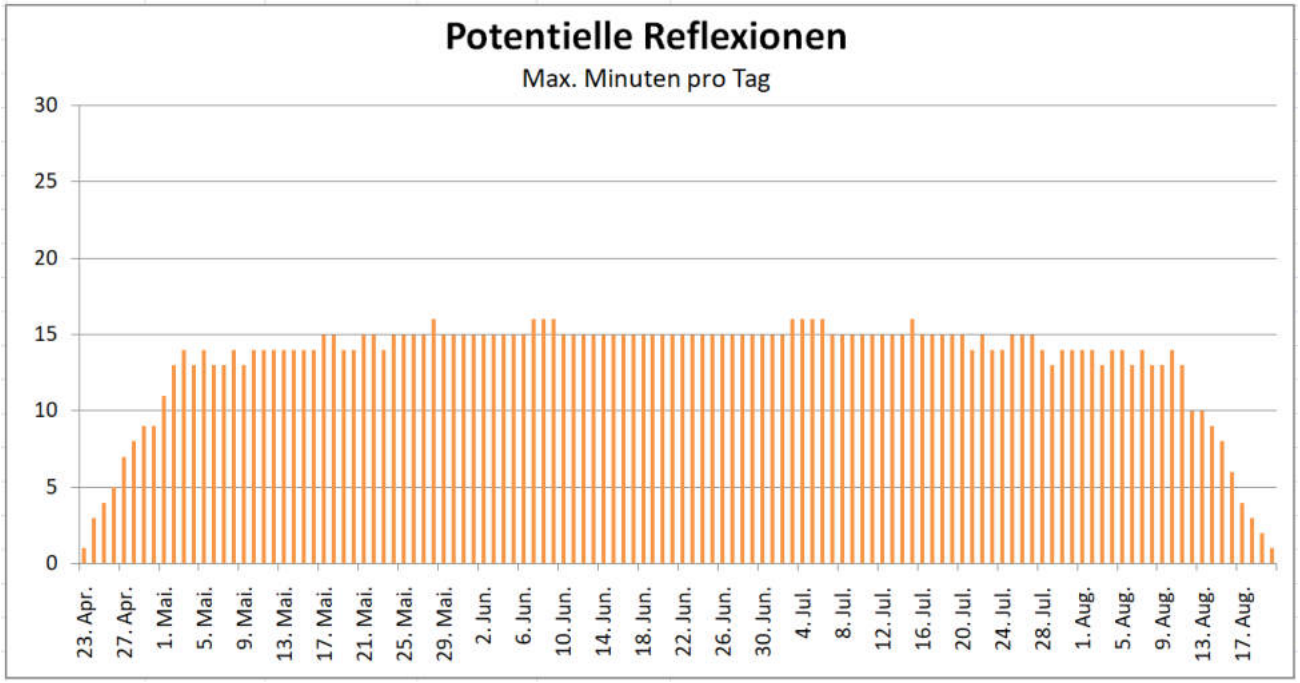


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im relevanten Zeitraum (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Gesamtdauer an Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch die jeweilige Dauer pro Tag liegen unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.
Eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D3 | 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

Aber auch aufgrund der großen Entfernung von ca. 280 m – 530 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen bzw. zu relativieren. Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation im Bereich der Gebäude am Messpunkt P5.

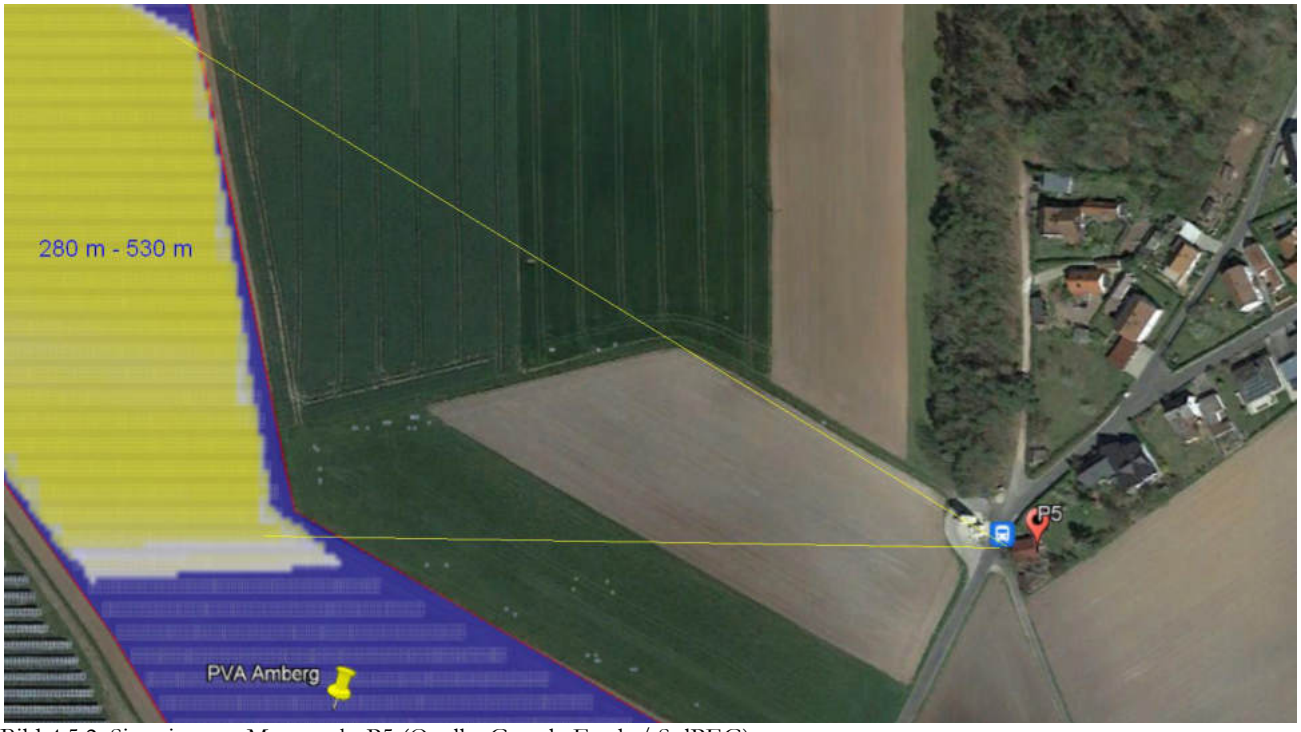


Bild 4.5.2: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Blick von der PV Fläche in Richtung Nordosten auf die Gebäude im Bereich von Messpunkt P5. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle, teilweise sind keine Fenster in Richtung der PV Anlage vorhanden.



Bild 4.5.3: Foto von Südwesten in Richtung Nordosten auf Messpunkt P5 (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D3 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice 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

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5. Die jeweiligen Farben (hier nur Gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen.

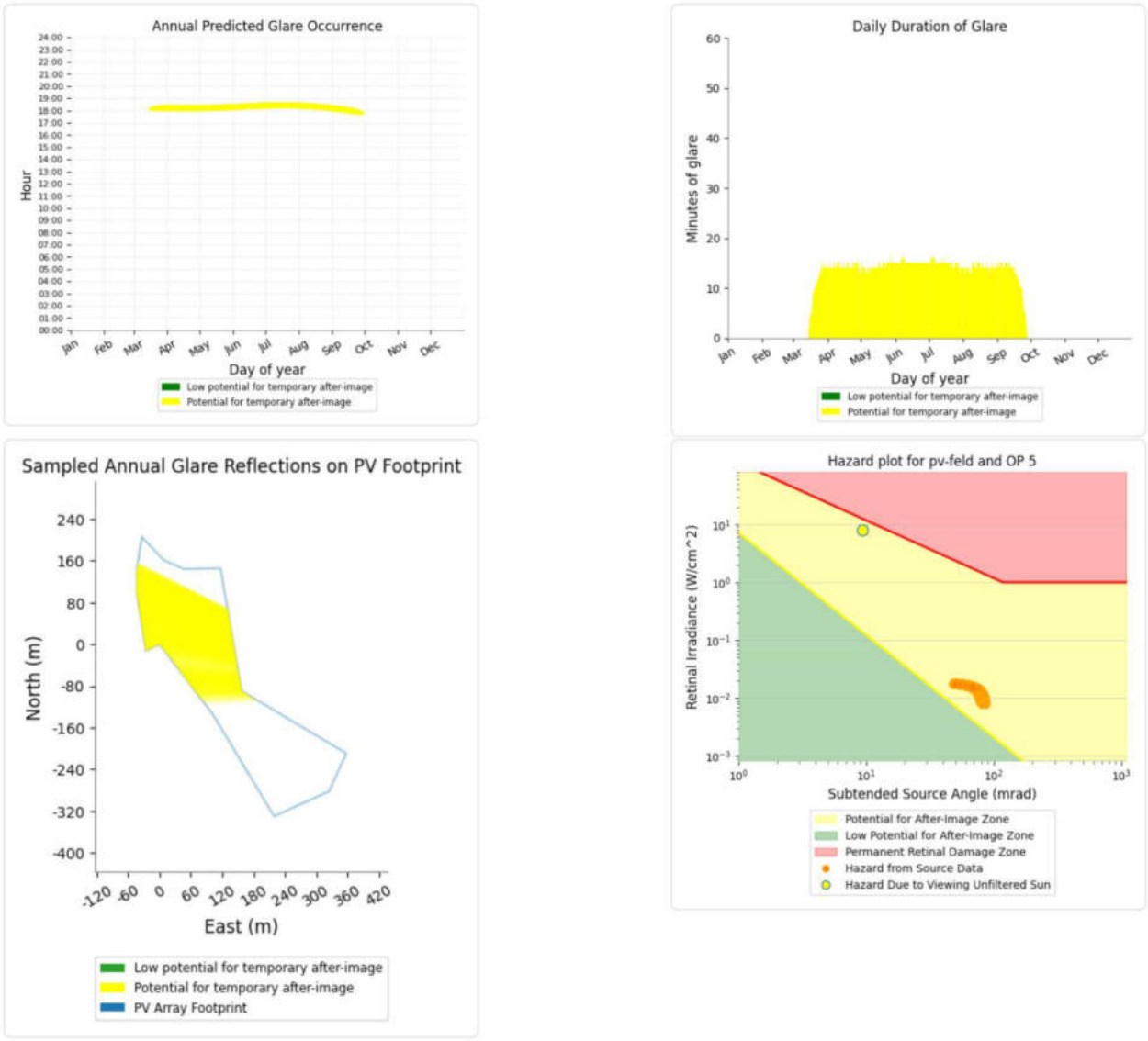


Bild 4.5.4: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

In den rechnerisch ermittelten Rohdaten sind u.a. auch 970 Minuten enthalten in denen die Sonne sehr dicht über dem Horizont steht (weniger als 8°) und aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist es unwahrscheinlich, dass die Sonnenstrahlen die PV Module erreichen können. Daher werden solche Konstellationen vernachlässigt.

© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | 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 Amberg 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.

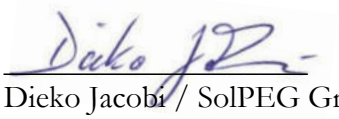
Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der B299 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Dies gilt gleichermaßen auch für die parallel zur B 299 verlaufenden Bahnstrecke Amberg–Schnaittenbach (Hirschauer Bockl). Auch für Zugführer liegen potentielle Reflexionen deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.
Im Bereich der Einmündung der Straße Höhengauer Weg sind aufgrund der örtlichen Gegebenheiten Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage nicht möglich. Auf dem Höhengauer Weg können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber auch hier liegen die Einfallswinkel außerhalb des relevanten Sichtwinkels.
Im Bereich der südöstlich der PV Anlage gelegenen Gebäude der Ortschaft Neubernricht können in geringem Umfang Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.
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 13.09.2022



Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

[11] Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

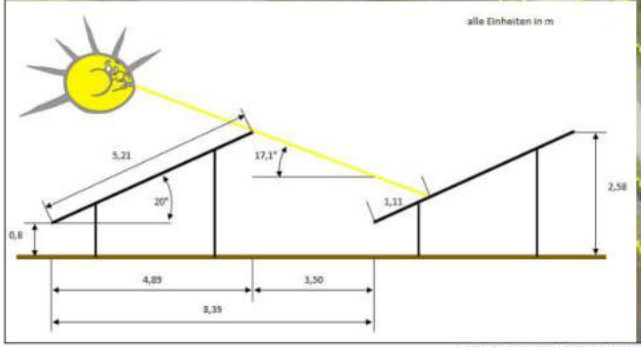
Solarpark Amberg

Anlagen Daten

UK Typ:	Süd, 3 senkrecht
Aufstellwinkel:	20°
Azimut:	0°
Modulausrichtung:	S
Reihenabstand:	3,5 m
Umfahrung:	6,0 m (von Grundstücksgrenze)
Modul Typ:	Longi LR5-54 HIH 415Wp

GESAMT

Module:	**20.877 Stück**
Leistung:	**8.663,955 kWp**



PLANINFORMATION

Projektname	Projektadresse
Solarpark Amberg	
Planstufe	**Plannummer, Plan**
☒ Entwurfsplan ☐ Genehmigungsplan ☐ Ausführungsplan ☐ As-Built-Plan	ETL210 Modullayout
Zeichner	**Erstellungsdatum**
C.Zobel	16. Februar 2022
Freigabe	**Freigabedatum**

Auftraggeber

REVISIONSLISTE

Index	Datum	Änderung	Kürzel
01	3. März	415 Wp Module	CZ

Firma
Energietechnik Link GmbH
Gnötzheim 62
D-97340 Martinsheim

Hi-MO 5m

LR5-54HIH
400~420M

- Suitable for distributed projects
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Integrated Segmented Ribbons
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability



12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-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

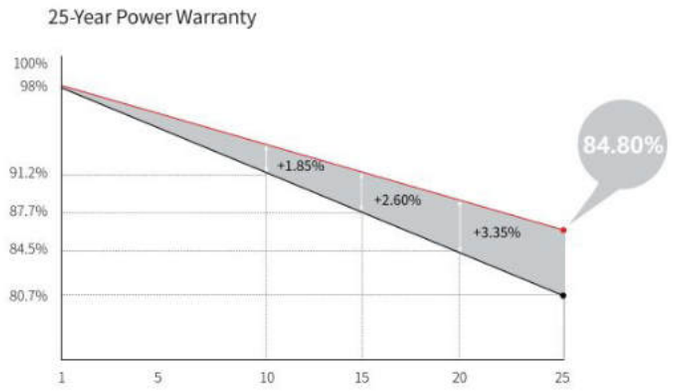
© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D1 | Oeko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

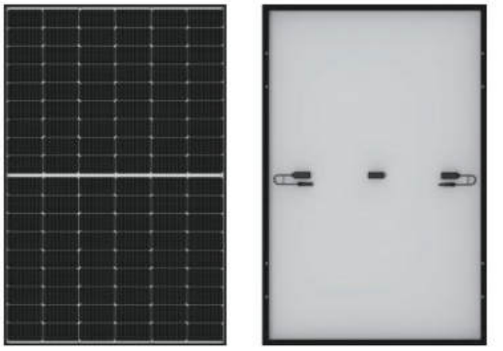
Hi-MO 5m

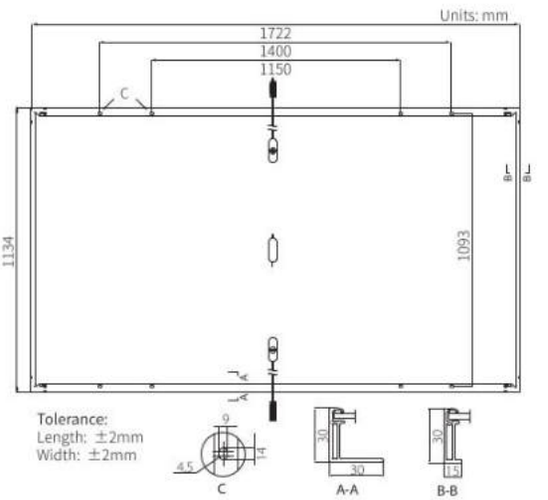
LR5-54HIH 400~420M

21.5%	0~3%	<2%	0.55%	HALF-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	Lower operating temperature

Additional Value







Mechanical Parameters

Cell Orientation	108 (6×18)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², ±1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	20.8kg
Dimension	1722×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 216pcs per 20' GP / 936pcs 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	LR5-54HIH-400M		LR5-54HIH-405M		LR5-54HIH-410M		LR5-54HIH-415M		LR5-54HIH-420M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	400	299.0	405	302.7	410	306.5	415	310.2	420	313.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)	36.75	34.55	37.00	34.79	37.25	35.02	37.50	35.26	37.75	35.49
Short Circuit Current (Isc/A)	13.76	11.13	13.83	11.18	13.88	11.22	13.94	11.27	14.01	11.32
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	30.75	28.56	31.00	28.80	31.25	29.03	31.49	29.25	31.73	29.47
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.01	10.47	13.07	10.52	13.12	10.56	13.18	10.60	13.24	10.65
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		21.0		21.3		21.5	

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	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 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. (20220414DraftV04)

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

ForgeSolar

Amberg

Amberg

Created Sept. 12, 2022
Updated Sept. 12, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Site ID 75642.13372

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	0	16,123	-

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 70,262 m^2

Name: PV Feld
Footprint area: 70,262 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 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	49.482385	11.848512	383.63	2.00	385.63
2	49.482274	11.848147	382.92	2.00	384.92
3	49.483263	11.847911	383.77	2.00	385.77
4	49.483695	11.847911	383.77	2.00	385.77
5	49.484239	11.848040	382.69	2.00	384.69
6	49.483835	11.848619	383.14	2.00	385.14
7	49.483682	11.849156	383.07	2.00	385.07
8	49.483695	11.850121	383.00	2.00	385.00
9	49.481577	11.850679	383.55	2.00	385.55
10	49.480503	11.853447	381.17	2.00	383.17
11	49.479848	11.852997	380.86	2.00	382.86
12	49.479416	11.851538	379.66	2.00	381.66
13	49.481186	11.849907	382.41	2.00	384.41

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.482971	11.847718	383.29	0.00	383.29
OP 2	49.479095	11.850121	380.14	0.00	380.14
OP 3	49.479611	11.852954	380.71	0.00	380.71
OP 4	49.482483	11.846774	382.90	0.00	382.90
OP 5	49.481577	11.854649	385.19	0.00	385.19

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice 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	20.0	180.0	0	16,123	-	

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 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	199	1167	2188	2623	2465	1594	486	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

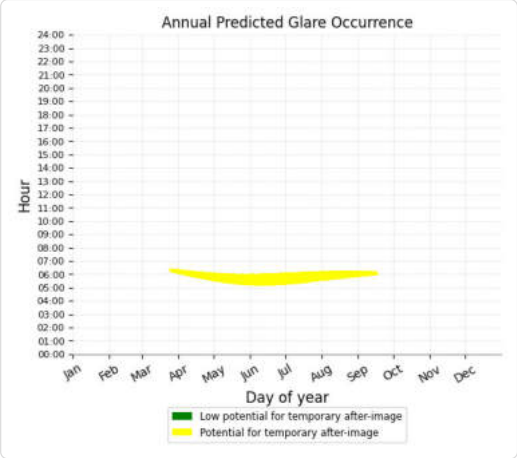
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	4261
OP: OP 2	0	2230
OP: OP 3	0	3721
OP: OP 4	0	3171
OP: OP 5	0	2740

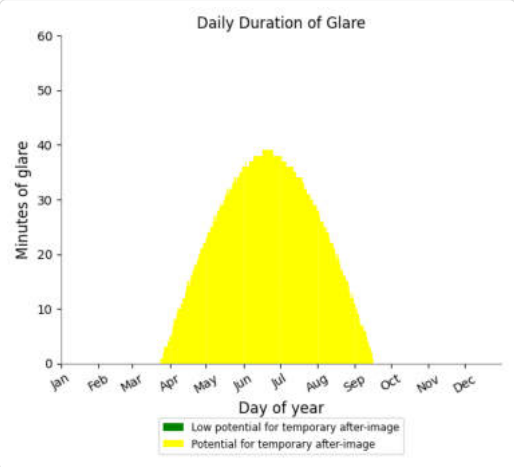
© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

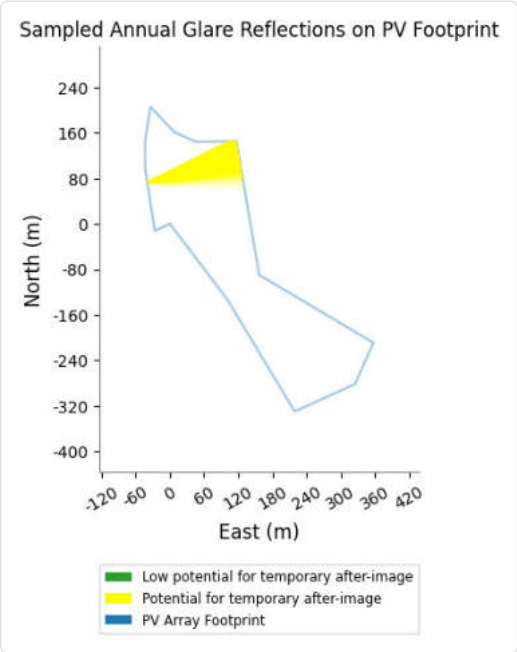
PV Feld - OP Receptor (OP 1)

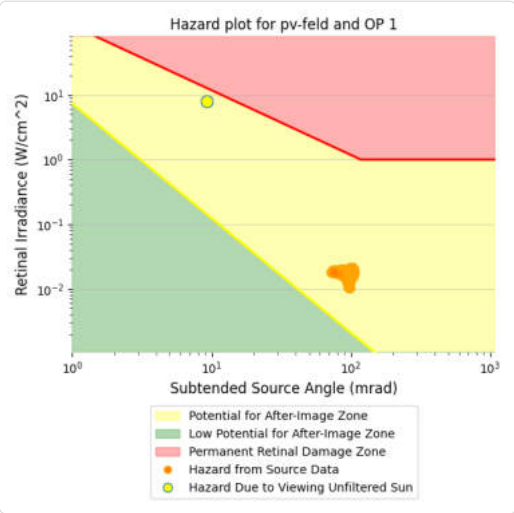
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,261 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







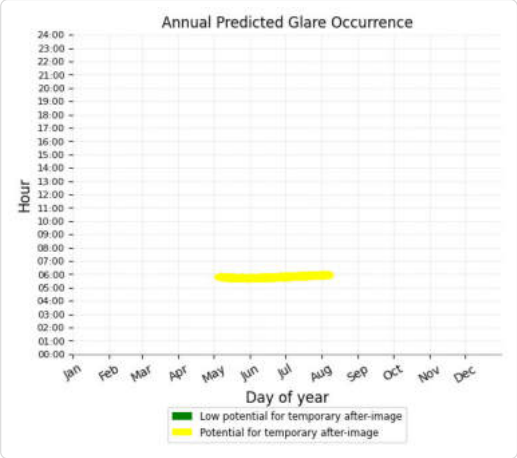


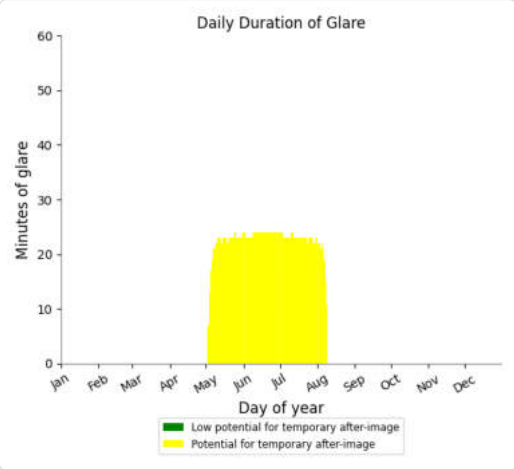
© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

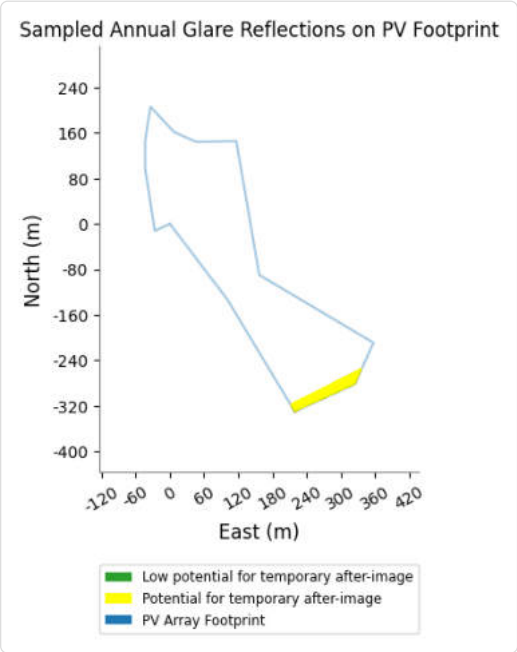
PV Feld - OP Receptor (OP 2)

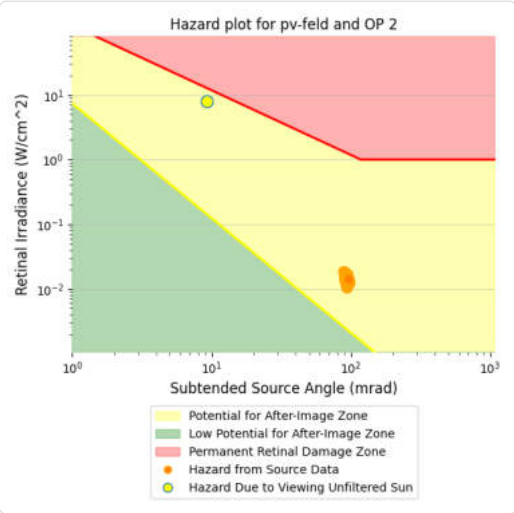
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,230 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







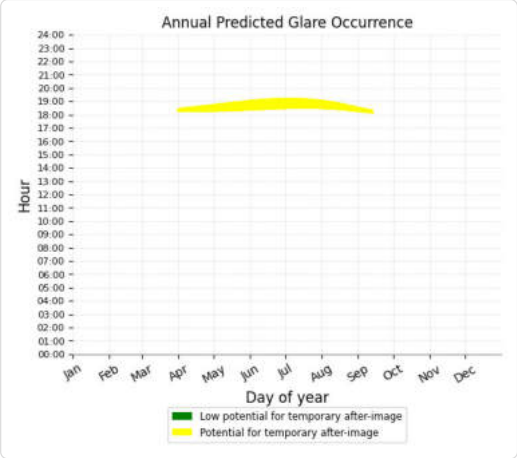


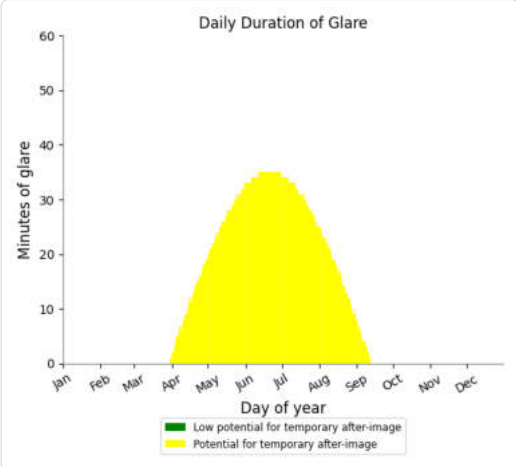
© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

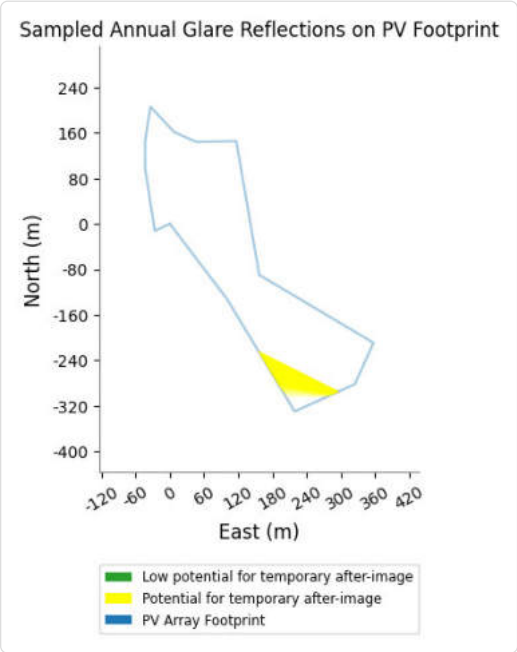
PV Feld - OP Receptor (OP 3)

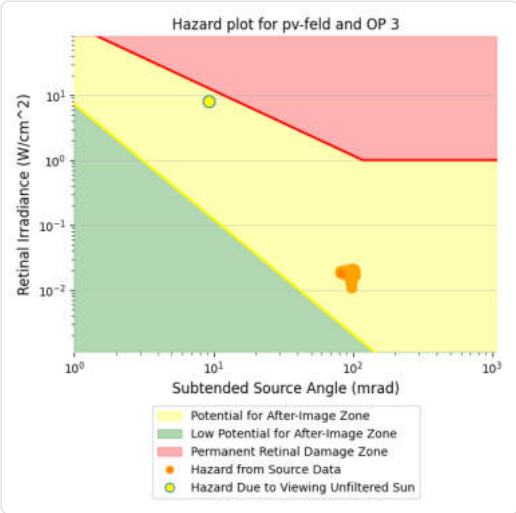
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,721 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







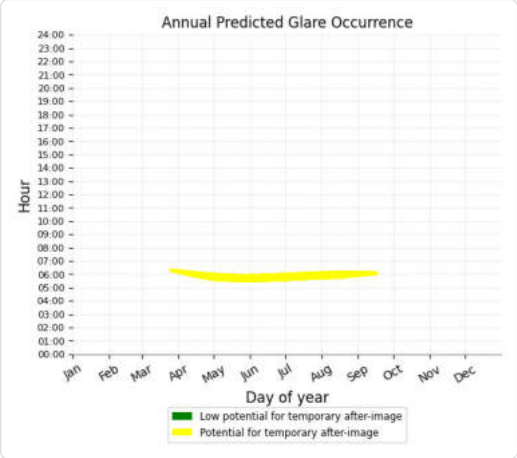


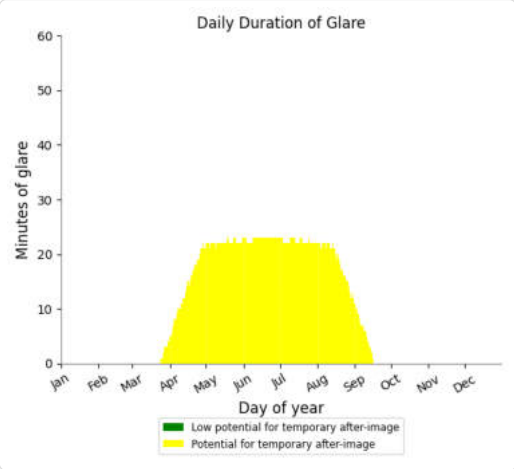
© Copyright Information | Document reference: 20220914.0024460J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

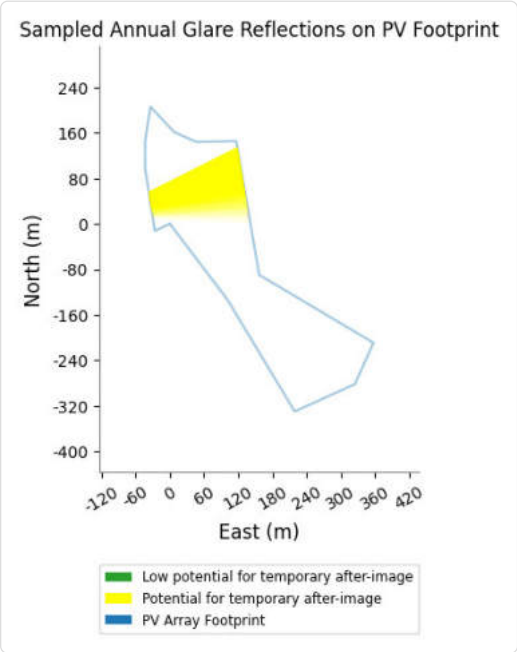
PV Feld - OP Receptor (OP 4)

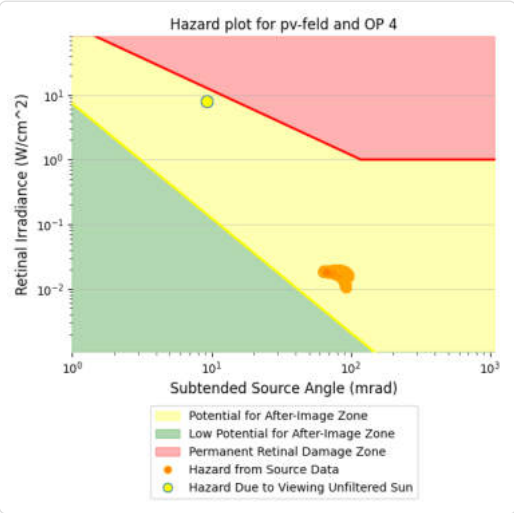
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,171 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







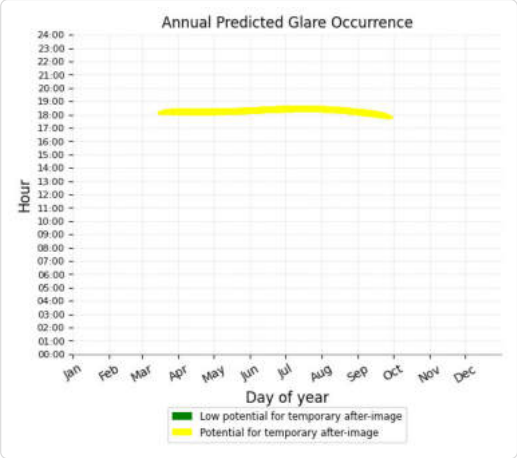


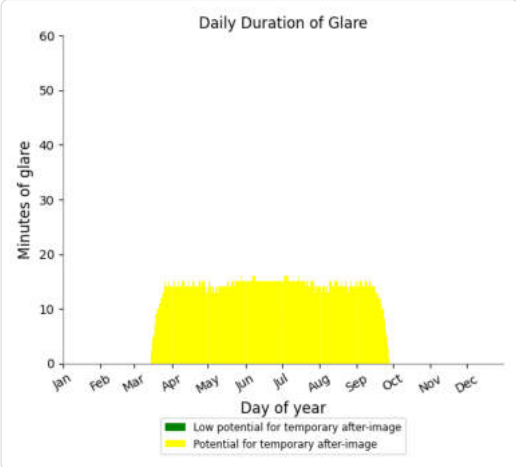
© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

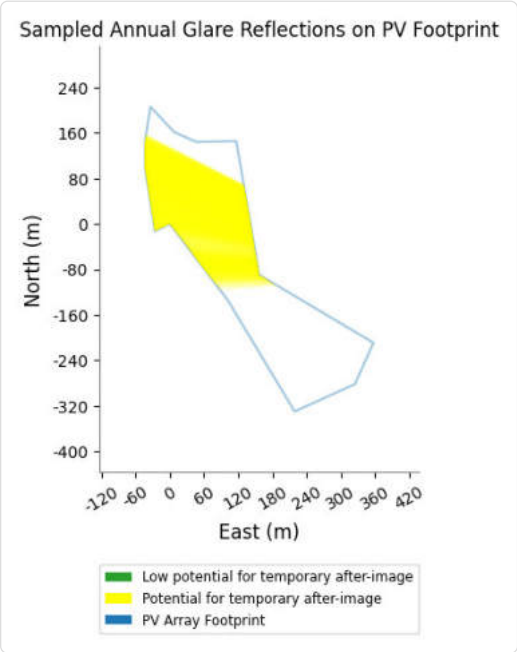
PV Feld - OP Receptor (OP 5)

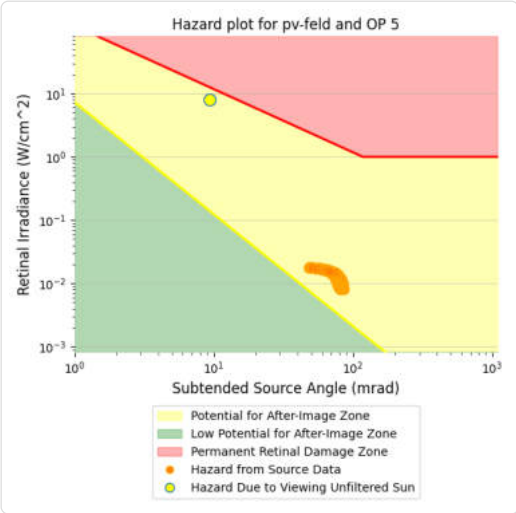
PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,740 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









Assumptions

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

© Copyright Information | Document reference: 20220914.002446DJ | 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 (d
2022-03-25 06:20:00	0,017932	553,5661	2	0,571696	0,01795	0,074177	0,9	89,2	1	0,014	0,016	-1	-0,021	0,003	
2022-03-26 06:18:00	0,017937	554,2145	2	0,572856	0,018007	0,073963	1,1	88,8	1	0,022	0,019	-1	-0,028	0	
2022-03-27 06:17:00	0,018008	557,1105	2	0,57403	0,018138	0,07372	1,2	88,3	0,999	0,029	0,021	-0,999	-0,036	-0,003	
2022-03-27 06:18:00	0,0186	559,3589	2	0,561056	0,0178	0,077439	1,4	88,5	0,999	0,026	0,024	-0,999	-0,035	0,001	
2022-03-28 06:16:00	0,01807	559,97	2	0,575218	0,018269	0,073442	1,4	87,9	0,999	0,037	0,024	-0,999	-0,044	-0,006	
2022-03-28 06:17:00	0,0187	562,2011	2	0,562222	0,017928	0,077311	1,5	88	0,999	0,034	0,026	-0,999	-0,043	-0,002	
2022-03-28 06:18:00	0,019049	564,4282	2	0,549518	0,017592	0,079971	1,7	88,2	0,999	0,031	0,029	-0,999	-0,042	0,003	
2022-03-29 06:14:00	0,018051	560,5747	2	0,576423	0,018327	0,073133	1,5	87,4	0,999	0,045	0,026	-0,999	-0,051	-0,009	
2022-03-29 06:15:00	0,018719	562,7928	2	0,563404	0,017984	0,077159	1,7	87,6	0,999	0,042	0,029	-0,999	-0,051	-0,005	
2022-03-29 06:16:00	0,019091	565,0069	2	0,550679	0,017647	0,079905	1,8	87,8	0,999	0,039	0,032	-0,999	-0,05	0	
2022-03-30 06:14:00	0,018806	565,5788	2	0,564606	0,018112	0,076981	1,8	87,1	0,998	0,05	0,031	-0,998	-0,058	-0,008	
2022-03-30 06:15:00	0,019203	567,776	2	0,551859	0,017772	0,079821	2	87,3	0,998	0,046	0,034	-0,998	-0,058	-0,004	
2022-03-30 06:16:00	0,01941	569,9691	2	0,539398	0,017437	0,081901	2,1	87,5	0,998	0,043	0,037	-0,998	-0,057	0,001	
2022-03-31 06:13:00	0,018815	566,2112	2	0,56583	0,018171	0,076782	1,9	86,7	0,998	0,058	0,034	-0,998	-0,066	-0,011	
2022-03-31 06:14:00	0,019237	568,4014	2	0,553061	0,01783	0,079716	2,1	86,9	0,998	0,054	0,037	-0,998	-0,065	-0,007	
2022-03-31 06:15:00	0,019462	570,5876	2	0,540579	0,017495	0,081859	2,3	87,1	0,998	0,051	0,039	-0,998	-0,064	-0,002	
2022-03-31 06:16:00	0,019555	572,7697	2	0,528377	0,017165	0,083503	2,4	87,3	0,998	0,048	0,042	-0,998	-0,064	0,002	
2022-04-01 06:11:00	0,018853	566,7685	2	0,567077	0,018229	0,076694	2,1	86,2	0,997	0,065	0,036	-0,997	-0,073	-0,014	
2022-04-01 06:12:00	0,019265	568,9461	2	0,554287	0,017887	0,079592	2,2	86,4	0,997	0,062	0,039	-0,997	-0,073	-0,01	
2022-04-01 06:13:00	0,019506	571,1197	2	0,541784	0,01755	0,081799	2,4	86,6	0,997	0,059	0,042	-0,997	-0,072	-0,006	
2022-04-01 06:14:00	0,019612	573,2893	2	0,529561	0,017219	0,083487	2,6	86,8	0,997	0,055	0,045	-0,997	-0,071	-0,001	
2022-04-01 06:15:00	0,019622	575,4549	2	0,517612	0,016894	0,084825	2,7	87	0,998	0,052	0,048	-0,998	-0,071	0,003	
2022-04-02 06:10:00	0,01889	569,4819	2	0,568349	0,018358	0,076329	2,2	85,8	0,997	0,073	0,039	-0,997	-0,081	-0,017	
2022-04-02 06:11:00	0,019471	571,6431	2	0,555539	0,018012	0,07985	2,4	86	0,997	0,07	0,042	-0,997	-0,08	-0,013	
2022-04-02 06:12:00	0,019621	573,8004	2	0,543015	0,017672	0,081721	2,5	86,2	0,997	0,067	0,044	-0,997	-0,079	-0,009	
2022-04-02 06:13:00	0,019739	575,9536	2	0,530772	0,017339	0,083457	2,7	86,4	0,997	0,063	0,047	-0,997	-0,079	-0,004	
2022-04-02 06:14:00	0,019758	578,1029	2	0,518802	0,017011	0,084828	2,9	86,6	0,997	0,06	0,05	-0,997	-0,078	0	
2022-04-03 06:09:00	0,018954	572,1572	2	0,56965	0,018486	0,07607	2,4	85,4	0,996	0,081	0,041	-0,996	-0,088	-0,02	
2022-04-03 06:10:00	0,019459	574,3022	2	0,556819	0,018137	0,079316	2,5	85,5	0,996	0,078	0,044	-0,996	-0,088	-0,016	
2022-04-03 06:11:00	0,019909	576,4433	2	0,544275	0,017795	0,082253	2,7	85,7	0,996	0,074	0,047	-0,996	-0,087	-0,012	
2022-04-03 06:12:00	0,019867	578,5804	2	0,532011	0,017458	0,083428	2,8	85,9	0,996	0,071	0,05	-0,996	-0,086	-0,008	
2022-04-03 06:13:00	0,019891	580,7136	2	0,520021	0,017128	0,084818	3	86,1	0,996	0,068	0,052	-0,996	-0,086	-0,003	
2022-04-03 06:14:00	0,019846	582,8428	2	0,5083	0,016803	0,085959	3,2	86,3	0,996	0,064	0,055	-0,996	-0,085	0,001	
2022-04-04 06:08:00	0,019007	574,7942	2	0,57098	0,018615	0,07577	2,5	84,9	0,995	0,089	0,044	-0,995	-0,096	-0,024	
2022-04-04 06:09:00	0,019547	576,9233	2	0,558129	0,018263	0,079146	2,7	85,1	0,995	0,085	0,046	-0,995	-0,095	-0,019	
2022-04-04 06:10:00	0,020311	579,0484	2	0,545564	0,017918	0,08316	2,8	85,3	0,995	0,082	0,049	-0,995	-0,094	-0,015	
2022-04-04 06:11:00	0,020181	581,1696	2	0,53328	0,017578	0,084034	3	85,5	0,996	0,079	0,052	-0,996	-0,094	-0,011	
2022-04-04 06:12:00	0,020057	583,2868	2	0,52127	0,017245	0,084919	3,1	85,7	0,996	0,075	0,055	-0,996	-0,093	-0,006	
2022-04-04 06:13:00	0,019982	585,4001	2	0,509529	0,016918	0,085962	3,3	85,9	0,996	0,072	0,058	-0,996	-0,092	-0,002	
2022-04-04 06:14:00	0,019886	587,5094	2	0,498049	0,016596	0,086928	3,5	86	0,996	0,069	0,06	-0,996	-0,092	0,002	
2022-04-05 06:06:00	0,01898	575,2757	2	0,572342	0,018675	0,075435	2,6	84,5	0,994	0,096	0,046	-0,994	-0,103	-0,027	
2022-04-05 06:07:00	0,019554	577,3929	2	0,559471	0,018322	0,078946	2,8	84,7	0,994	0,093	0,049	-0,994	-0,103	-0,022	
2022-04-05 06:08:00	0,019873	579,5061	2	0,546886	0,017975	0,081429	3	84,8	0,995	0,09	0,052	-0,995	-0,102	-0,018	
2022-04-05 06:09:00	0,020399	581,6155	2	0,534582	0,017635	0,084548	3,1	85	0,995	0,086	0,054	-0,995	-0,101	-0,014	
2022-04-05 06:10:00	0,020216	583,7209	2	0,522552	0,0173	0,085237	3,3	85,2	0,995	0,083	0,057	-0,995	-0,1	-0,01	
2022-04-05 06:11:00	0,020053	585,8225	2	0,51079	0,016972	0,085985	3,4	85,4	0,995	0,08	0,06	-0,995	-0,1	-0,005	
2022-04-05 06:12:00	0,019953	587,9201	2	0,499291	0,016649	0,086942	3,6	85,6	0,995	0,077	0,063	-0,995	-0,099	-0,001	
2022-04-05 06:13:00	0,019818	590,0138	2	0,488048	0,016332	0,08777	3,8	85,8	0,995	0,073	0,066	-0,995	-0,098	0,003	
2022-04-06 06:05:00	0,019016	577,8515	2	0,573738	0,018804	0,075068	2,8	84	0,993	0,104	0,048	-0,993	-0,111	-0,03	

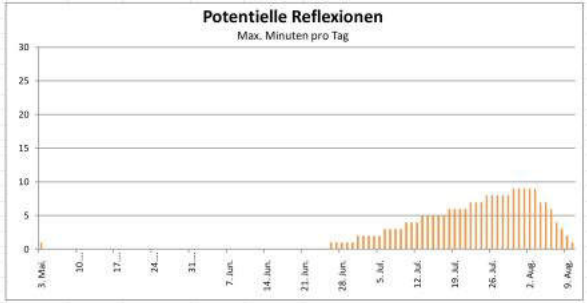
Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
3. Mai.	1	06:00	06:00
26. Jun.	1	06:00	06:00
27. Jun.	1	06:00	06:00
28. Jun.	1	06:00	06:00
29. Jun.	1	06:00	06:00
30. Jun.	1	06:00	06:00
1. Jul.	2	06:00	06:01
2. Jul.	2	06:00	06:01
3. Jul.	2	06:00	06:01
4. Jul.	2	06:00	06:01
5. Jul.	2	06:00	06:01
6. Jul.	3	06:00	06:02
7. Jul.	3	06:00	06:02
8. Jul.	3	06:00	06:02
9. Jul.	3	06:00	06:02
10. Jul.	4	06:00	06:03
11. Jul.	4	06:00	06:03
12. Jul.	4	06:00	06:03
13. Jul.	5	06:00	06:04
14. Jul.	5	06:00	06:04
15. Jul.	5	06:00	06:04
16. Jul.	5	06:00	06:04
17. Jul.	5	06:00	06:04
18. Jul.	6	06:00	06:05
19. Jul.	6	06:00	06:05
20. Jul.	6	06:00	06:05
21. Jul.	6	06:00	06:05
22. Jul.	7	06:00	06:06
23. Jul.	7	06:00	06:06
24. Jul.	7	06:00	06:06
25. Jul.	8	06:00	06:07
26. Jul.	8	06:00	06:07
27. Jul.	8	06:00	06:07
28. Jul.	8	06:00	06:07
29. Jul.	8	06:00	06:07
30. Jul.	9	06:00	06:08
31. Jul.	9	06:00	06:08
1. Aug.	9	06:00	06:08
2. Aug.	9	06:00	06:08
3. Aug.	9	06:00	06:08
4. Aug.	7	06:01	06:07
5. Aug.	7	06:02	06:08
6. Aug.	6	06:03	06:08
7. Aug.	4	06:05	06:08
8. Aug.	3	06:06	06:08
9. Aug.	2	06:08	06:09
10. Aug.	1	06:09	06:09

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	**Messpunkt OP 1**
13.07.2022	06.08.2022	9	175	06:00	06:08	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:

175 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
175 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
0 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
9 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4262 Einträgen):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



© 2022 Institut für Lichtplanung und Lichtberatung | Dipl.-Ing. (FH) Andreas Hänel | Software by 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 (d
2022-03-15 18:08:00	0,014331	540,9038	2	0,499947	0,015338	0,069185	0,3	265,3	-0,997	-0,082	0,005	0,997	0,059	0,056	
2022-03-15 18:09:00	0,013979	538,4706	2	0,511482	0,015621	0,065875	0,1	265,5	-0,997	-0,078	0,002	0,997	0,059	0,052	
2022-03-16 18:07:00	0,014733	547,445	2	0,489631	0,015203	0,071929	0,6	265,6	-0,997	-0,077	0,01	0,997	0,052	0,058	
2022-03-16 18:08:00	0,014104	545,038	2	0,500933	0,015486	0,067236	0,4	265,8	-0,997	-0,074	0,008	0,997	0,052	0,053	
2022-03-16 18:09:00	0,014036	542,6265	2	0,512497	0,015773	0,065436	0,3	266	-0,998	-0,07	0,005	0,998	0,051	0,049	
2022-03-16 18:10:00	0,013941	540,2106	2	0,52433	0,016065	0,063468	0,1	266,1	-0,998	-0,067	0,002	0,998	0,05	0,045	
2022-03-17 18:08:00	0,014158	549,1001	2	0,490587	0,015279	0,068555	0,7	266	-0,998	-0,069	0,013	0,998	0,045	0,054	
2022-03-17 18:09:00	0,014094	546,71	2	0,501917	0,015564	0,066793	0,6	266,2	-0,998	-0,066	0,01	0,998	0,044	0,05	
2022-03-17 18:10:00	0,014038	544,3154	2	0,51351	0,015853	0,065051	0,4	266,4	-0,998	-0,063	0,007	0,998	0,043	0,046	
2022-03-17 18:11:00	0,01394	541,9164	2	0,525372	0,016148	0,063057	0,3	266,6	-0,998	-0,059	0,004	0,998	0,043	0,041	
2022-03-17 18:12:00	0,013788	539,5129	2	0,53751	0,016448	0,060724	0,1	266,8	-0,998	-0,056	0,002	0,998	0,042	0,037	
2022-03-18 18:08:00	0,014243	553,0924	2	0,480443	0,015072	0,070044	1	266,3	-0,998	-0,065	0,018	0,998	0,038	0,056	
2022-03-18 18:09:00	0,014123	550,7234	2	0,491543	0,015354	0,067992	0,9	266,5	-0,998	-0,061	0,015	0,998	0,037	0,051	
2022-03-18 18:10:00	0,014095	548,3499	2	0,5029	0,015641	0,066413	0,7	266,7	-0,998	-0,058	0,013	0,998	0,036	0,047	
2022-03-18 18:11:00	0,014037	545,972	2	0,514521	0,015933	0,064659	0,6	266,9	-0,998	-0,055	0,01	0,998	0,036	0,043	
2022-03-18 18:12:00	0,013939	543,5897	2	0,526412	0,01623	0,062653	0,4	267,1	-0,999	-0,051	0,007	0,999	0,035	0,038	
2022-03-18 18:13:00	0,013784	541,2029	2	0,538578	0,016532	0,060294	0,2	267,2	-0,999	-0,048	0,004	0,999	0,034	0,034	
2022-03-18 18:14:00	0,013552	538,8119	2	0,551028	0,01684	0,057425	0,1	267,4	-0,999	-0,045	0,001	0,999	0,034	0,03	
2022-03-19 18:08:00	0,014539	557,0174	2	0,470502	0,014865	0,072618	1,4	266,6	-0,998	-0,06	0,024	0,998	0,031	0,057	
2022-03-19 18:09:00	0,014125	554,6691	2	0,481375	0,015144	0,069051	1,2	266,7	-0,998	-0,057	0,021	0,998	0,03	0,052	
2022-03-19 18:10:00	0,014119	552,3164	2	0,492501	0,015428	0,0676	1	266,9	-0,998	-0,054	0,018	0,998	0,029	0,048	
2022-03-19 18:11:00	0,014096	549,9593	2	0,503885	0,015718	0,066041	0,9	267,1	-0,999	-0,05	0,015	0,999	0,029	0,044	
2022-03-19 18:12:00	0,01404	547,5978	2	0,515533	0,016012	0,064286	0,7	267,3	-0,999	-0,047	0,012	0,999	0,028	0,04	
2022-03-19 18:13:00	0,013939	545,232	2	0,527451	0,016311	0,062261	0,5	267,5	-0,999	-0,044	0,009	0,999	0,027	0,035	
2022-03-19 18:14:00	0,01378	542,8618	2	0,539646	0,016616	0,059862	0,4	267,7	-0,999	-0,04	0,007	0,999	0,027	0,031	
2022-03-19 18:15:00	0,013542	540,4872	2	0,552124	0,016926	0,056944	0,2	267,9	-0,999	-0,037	0,004	0,999	0,026	0,027	
2022-03-19 18:16:00	0,013189	538,1084	2	0,564891	0,017241	0,053228	0,1	268,1	-0,999	-0,034	0,001	0,999	0,025	0,022	
2022-03-20 18:07:00	0,014826	563,2005	2	0,460763	0,014718	0,074781	1,7	266,8	-0,998	-0,056	0,029	0,998	0,024	0,058	
2022-03-20 18:08:00	0,014166	560,8772	2	0,471414	0,014997	0,070013	1,5	267	-0,998	-0,052	0,026	0,998	0,023	0,054	
2022-03-20 18:09:00	0,014177	558,5494	2	0,482312	0,01528	0,06865	1,3	267,2	-0,999	-0,049	0,023	0,999	0,023	0,049	
2022-03-20 18:10:00	0,014183	556,2172	2	0,493463	0,015568	0,067256	1,2	267,4	-0,999	-0,046	0,02	0,999	0,022	0,045	
2022-03-20 18:11:00	0,014161	553,8806	2	0,504873	0,015861	0,065696	1	267,6	-0,999	-0,042	0,018	0,999	0,021	0,041	
2022-03-20 18:12:00	0,014103	551,5397	2	0,516547	0,016159	0,063925	0,8	267,8	-0,999	-0,039	0,015	0,999	0,02	0,036	
2022-03-20 18:13:00	0,014	549,1944	2	0,528493	0,016462	0,061871	0,7	268	-0,999	-0,036	0,012	0,999	0,02	0,032	
2022-03-20 18:14:00	0,013836	546,8448	2	0,540715	0,016771	0,059442	0,5	268,1	-0,999	-0,032	0,009	0,999	0,019	0,028	
2022-03-20 18:15:00	0,013589	544,4909	2	0,553221	0,017085	0,05646	0,4	268,3	-1	-0,029	0,006	1	0,018	0,023	
2022-03-20 18:16:00	0,013225	542,1326	2	0,566016	0,017404	0,052666	0,2	268,5	-1	-0,026	0,003	1	0,017	0,019	
2022-03-21 18:08:00	0,014166	564,674	2	0,461657	0,014786	0,071078	1,8	267,3	-0,998	-0,048	0,031	0,998	0,016	0,055	
2022-03-21 18:09:00	0,014155	562,3664	2	0,472332	0,015066	0,069603	1,6	267,5	-0,999	-0,044	0,029	0,999	0,016	0,05	
2022-03-21 18:10:00	0,014183	560,0545	2	0,483254	0,015351	0,068331	1,5	267,6	-0,999	-0,041	0,026	0,999	0,015	0,046	
2022-03-21 18:11:00	0,014189	557,7382	2	0,49443	0,015641	0,066928	1,3	267,8	-0,999	-0,038	0,023	0,999	0,014	0,042	
2022-03-21 18:12:00	0,014167	555,4175	2	0,505866	0,015936	0,065361	1,2	268	-0,999	-0,034	0,02	0,999	0,013	0,038	
2022-03-21 18:13:00	0,014107	553,0925	2	0,517566	0,016236	0,063571	1	268,2	-0,999	-0,031	0,017	0,999	0,013	0,033	
2022-03-21 18:14:00	0,014001	550,7632	2	0,529537	0,016542	0,061493	0,8	268,4	-1	-0,028	0,014	1	0,012	0,029	
2022-03-21 18:15:00	0,01383	548,4296	2	0,541786	0,016853	0,059014	0,7	268,6	-1	-0,024	0,012	1	0,011	0,025	
2022-03-21 18:16:00	0,013577	546,0918	2	0,554319	0,017169	0,055982	0,5	268,8	-1	-0,021	0,009	1	0,011	0,02	
2022-03-21 18:17:00	0,013214	543,7496	2	0,567142	0,017491	0,052176	0,3	269	-1	-0,018	0,006	1	0,01	0,016	
2022-03-22 18:08:00	0,014295	568,41	2	0,452104	0,014575	0,072818	2,1	267,5	-0,998	-0,043	0,037	0,998	0,009	0,056	
2022-03-22 18:09:00	0,014117	566,1224	2	0,46256	0,014853	0,070475	1,9	267,7	-0,999	-0,04	0,034	0,999	0,009	0,052	

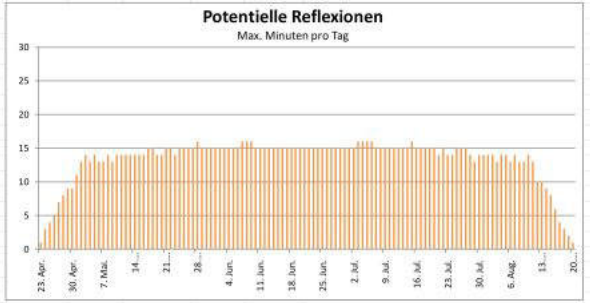
Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
23. Apr.	1	18:06	18:06
24. Apr.	3	18:06	18:08
25. Apr.	4	18:07	18:10
26. Apr.	5	18:07	18:11
27. Apr.	7	18:07	18:13
28. Apr.	8	18:07	18:14
29. Apr.	9	18:07	18:15
30. Apr.	9	18:07	18:15
1. Mai.	11	18:07	18:18
2. Mai.	13	18:07	18:19
3. Mai.	14	18:07	18:21
4. Mai.	13	18:08	18:21
5. Mai.	14	18:08	18:22
6. Mai.	13	18:08	18:22
7. Mai.	13	18:07	18:21
8. Mai.	14	18:07	18:21
9. Mai.	13	18:08	18:21
10. Mai.	14	18:08	18:22
11. Mai.	14	18:08	18:22
12. Mai.	14	18:08	18:22
13. Mai.	14	18:08	18:22
14. Mai.	14	18:08	18:22
15. Mai.	14	18:09	18:23
16. Mai.	14	18:09	18:23
17. Mai.	15	18:09	18:23
18. Mai.	15	18:09	18:23
19. Mai.	14	18:09	18:23
20. Mai.	14	18:09	18:23
21. Mai.	15	18:10	18:24
22. Mai.	15	18:10	18:24
23. Mai.	14	18:10	18:23
24. Mai.	15	18:11	18:25
25. Mai.	15	18:11	18:25
26. Mai.	15	18:11	18:25
27. Mai.	15	18:11	18:25
28. Mai.	16	18:11	18:26
29. Mai.	15	18:12	18:26
30. Mai.	15	18:12	18:26
31. Mai.	15	18:12	18:26
1. Jun.	15	18:13	18:27
2. Jun.	15	18:13	18:27
3. Jun.	15	18:13	18:27
4. Jun.	15	18:13	18:27
5. Jun.	15	18:13	18:27
6. Jun.	15	18:13	18:27
7. Jun.	16	18:14	18:29
8. Jun.	16	18:14	18:29
9. Jun.	16	18:14	18:29
10. Jun.	15	18:15	18:29

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	**Messpunkt OP 5**
26.04.2022	16.08.2022	16	1584	18:07	18:35	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 5:

1584 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
1107 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
477 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
16 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2741 Einträgen):
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



Intellectual property of Ecoplan International Inc. Copyright © 2021 Ecoplan International Inc. All rights reserved. Use or reproduction without written notice prohibited