Blendgutachten
Solarpark Pfettrach

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage in Pfettrach (Attenkirchen) in 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: 20260109.175800DJ | 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

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 Standorte für die Analyse 11
3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren 12
4 Ergebnisse 16
4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B301 südwestlich 17
4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B301 nordwestlich 19
4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße Brudersdorf westlich PV-Feld 3 21
4.4 Umliegende Gebäude 21
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 22
6 Schlussbemerkung 22
7 Anhang (Auszug) ..... 23 - 33

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | 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

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Pfettrach

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 1100 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Pfettrach" für Verkehrsteilnehmer u.a. auf der B301 zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Gemäß aktueller Gesetzgebung (§ 2 EEG) liegt die Nutzung erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Bestandteil des Klimaschutzgebots soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Gleichzeitig sind beim Ausbau erneuerbarer Energien die bestehenden Regelungen des Immissionsschutzes zu berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen erfolgt grundsätzlich auf Basis der sogenannten Lichtleitlinie der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), erstmals veröffentlicht im Jahr 1993 und zuletzt fortgeschrieben im Jahr 2012, insbesondere unter Berücksichtigung des Anhangs 2.

Trotz teilweise unzureichender wissenschaftlicher Grundlagen stellt die LAI Lichtleitlinie einen allgemein anerkannten fachlichen Orientierungsrahmen dar. Gleichzeitig wird in der Fachwelt darauf hingewiesen, dass sie hinsichtlich der Bewertung gerichteter Reflexionen durch PV-Anlagen methodische Defizite und Unklarheiten aufweist und hierfür nur eingeschränkt geeignet ist. Die Lichtleitlinie befasst sich ausdrücklich mit der Beurteilung von Lichtimmissionen an ortsfesten Immissionsorten und enthält keine Regelungen oder Bewertungsmaßstäbe für Straßen oder den Straßenverkehr. Die Bewertung möglicher Blendwirkungen auf Verkehrsteilnehmende erfolgt daher auf Grundlage des im November 2025 veröffentlichten *Eckpunktepapier Photovoltaik: Blendwirkungen und Blendgutachten* des Fernstraßenbundesamtes, welches ausschließlich die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs auf Bundesfernstraßen adressiert. Mangels belastbarer wissenschaftlicher Grundlagen beruhen die darin enthaltenen Vorgaben auf konservativen Annahmen, die eine einzelfallbezogene Betrachtung der jeweiligen örtlichen Situation erfordern.

Einzelne Aspekte der jeweiligen Regelwerke werden an entsprechender Stelle wiedergegeben. Eine weiterführende Darstellung theoretischer Hintergründe, beispielsweise zu Berechnungsformeln oder lichttechnischen Grundlagen, ist nicht Gegenstand dieses Dokuments.

Die vorliegende Untersuchung soll klären, ob bzw. in welchem Umfang von der PV-Anlage „Pfettrach" Blendwirkungen für schutzbedürftige Bereiche ausgehen können. Dies betrifft insbesondere Verkehrsteilnehmende auf der Bundesstraße B301 sowie gegebenenfalls Anwohner angrenzender Gebäude.

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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 südwestlich von Pfettrach im Norden der Gemeinde Attenkirchen in Bayern. Westlich der Flächen verläuft die Bundesstraße B301. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südwestlich von Pfettrach in Bayern. Die Flächen weisen leichte Unebenheiten auf.
Koordinaten (Mitte)	48.517°N, 11.757°O, 481 m ü. NN
Abstand zu B301	PV-Module ca. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 120 m (nicht relevant)

Übersicht[1] über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

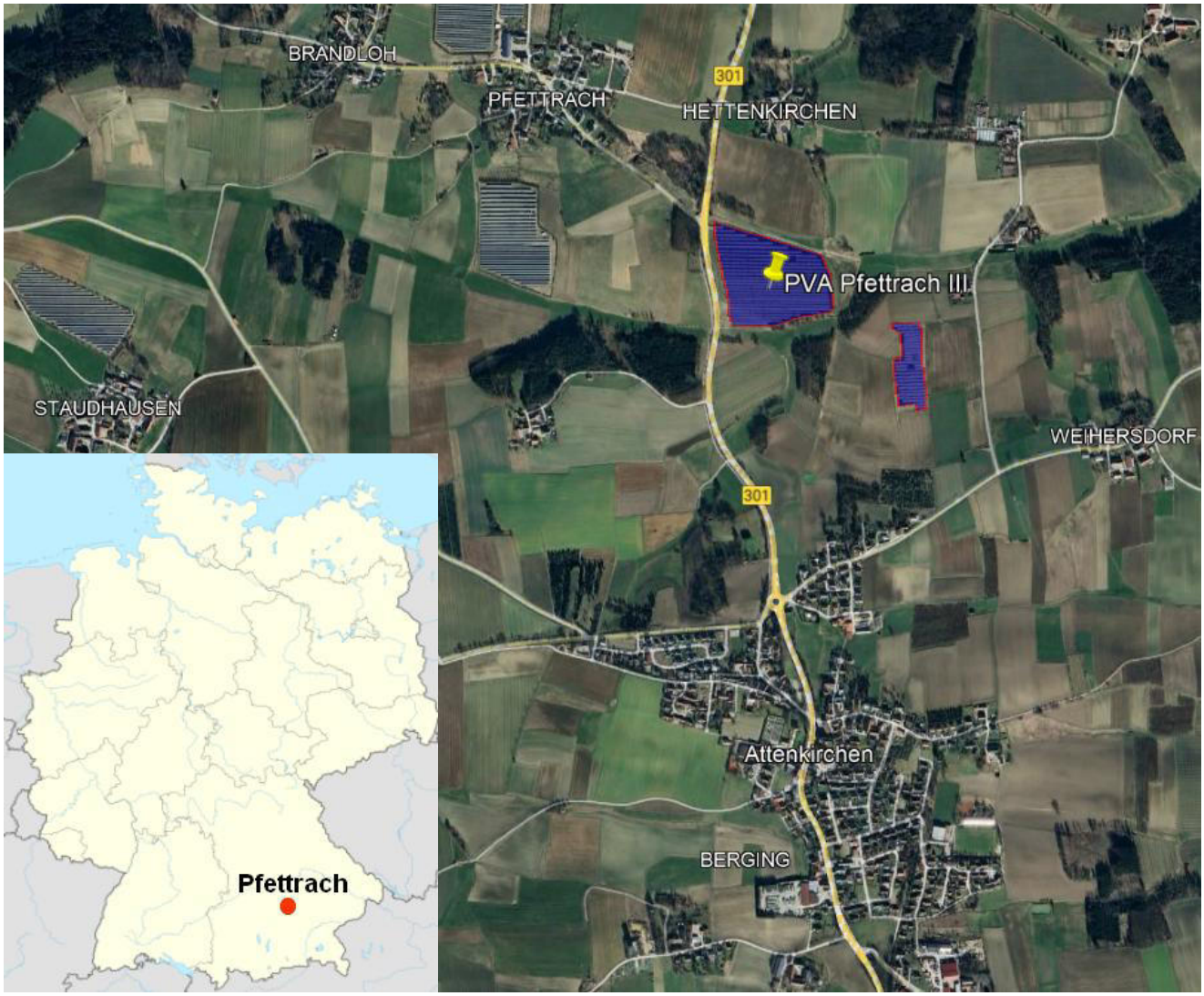


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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

Übersicht über die geplante PV-Anlage und die Umgebung.

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

Detailansicht der PV-Anlage.

Bild 2.1.3: Details der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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

Fotos der PV-Flächen. Blick von Osten Richtung Westen auf das PV-Feld 1.

Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Blick von Westen Richtung Osten auf das PV-Feld 1.

Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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 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 Urteil des OLG Braunschweig[2] die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall für ortsfeste Immissionsorte 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:

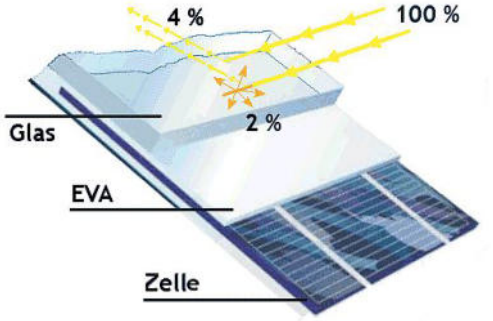


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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:

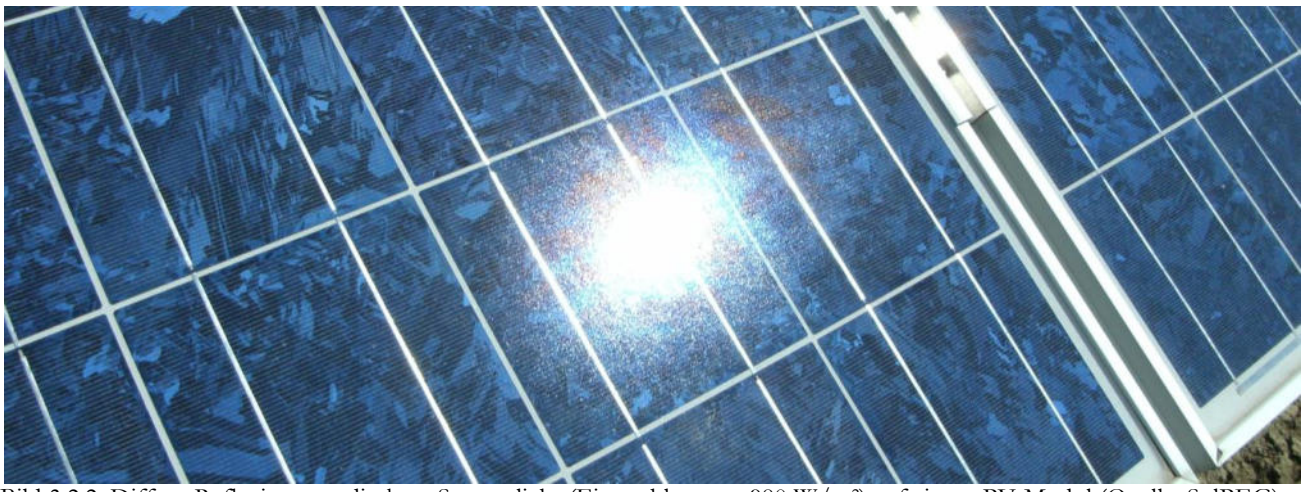


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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

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.

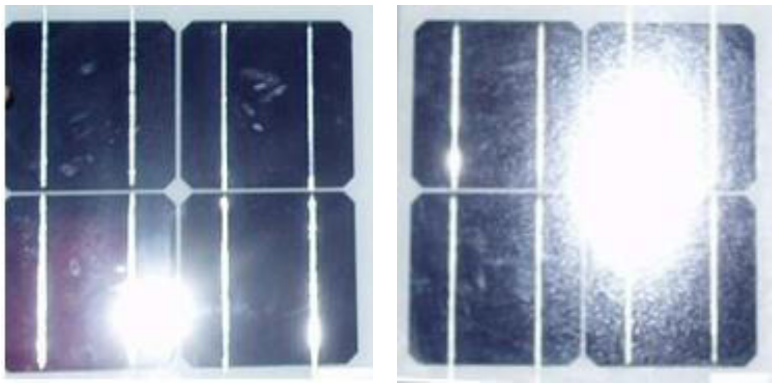


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

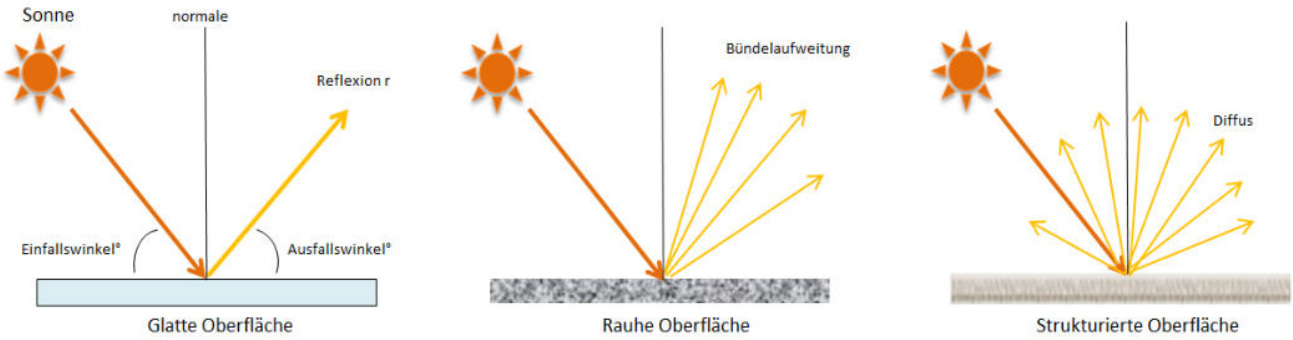


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.
Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters

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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | 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

3.3 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 Lichtleitlinie 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_P) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

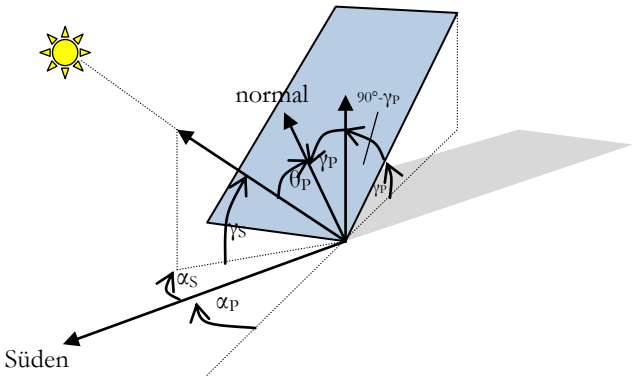


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. 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] Lichtleitlinie 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: 20260109.1758000J | 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

3.4 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 in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.
Die folgende Skizze verdeutlicht beispielhaft die Konstruktion der Modulinstallation.

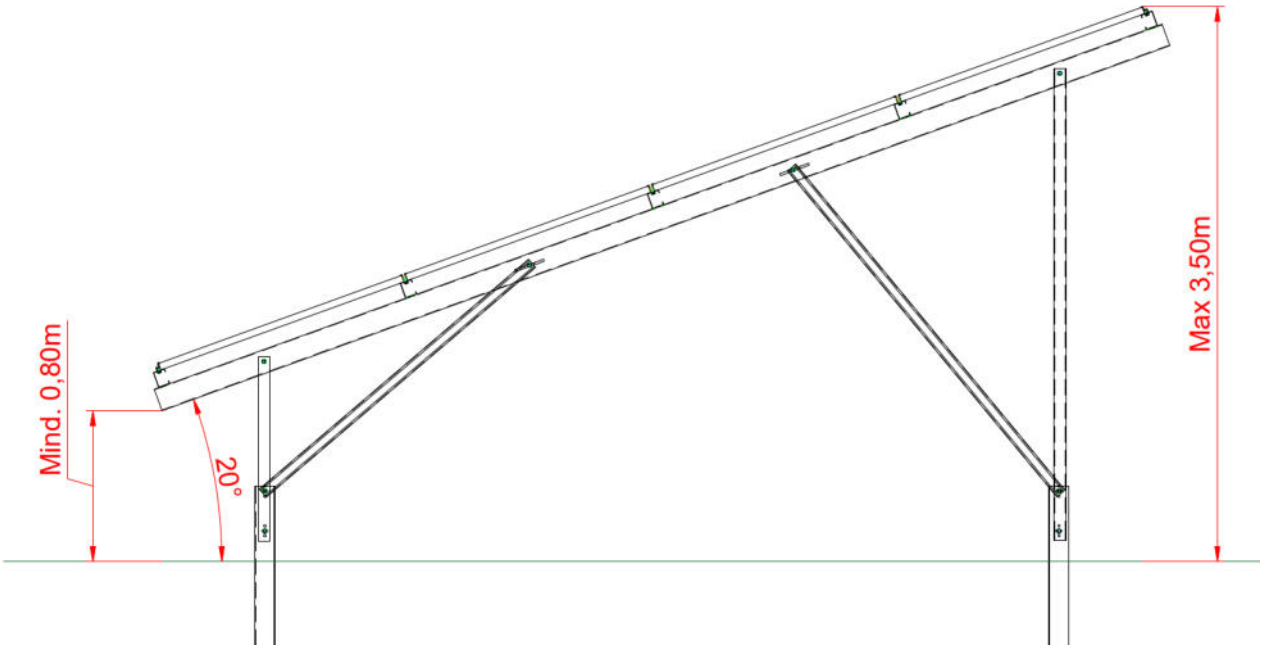


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (=Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m – 3,20 m (bis 3,50 m)
Höhe Messpunkte über GOK	2,7 m (Sitzhöhe LKW[6])
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung ±30°, 100 m Sichtweite

Entsprechend den Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) werden Einfallswinkel von bis zu ±30° um die Hauptblickrichtung als relevant angesetzt.
Dieser Winkelbereich stellt eine vorsorgliche Bewertungsannahme dar und ist derzeit nicht durch belastbare wissenschaftliche Erkenntnisse unterlegt. Er wird im vorliegenden Blendgutachten dennoch berücksichtigt.

[6] Eine Höhe von 2,7 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | 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

Bei der Analyse von potentiellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Zunächst werden rechnerisch alle an einem Messpunkt auftreffenden Reflexionen ermittelt (360°), unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potentiellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.
Die Analyse 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 exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie 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 in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Pfettrach wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der B301 sowie 1 Messpunkt auf angrenzenden Straßen. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang. Darüber hinaus wurden die relevanten Streckenabschnitte auf der B301 als Route analysiert.
Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen 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 sowie die Route (hellblau).

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

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | 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: 20260109.1758000J | 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 LAI 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 LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Daraus kann aber nicht resultieren, dass zu keiner Zeit keinerlei Reflexionen auftreten dürfen. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen und im Einzelfall zu bewerten.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält keine konkreten Untersuchungen und Aussagen zur Berechnung und Beurteilung von Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht im Straßenverkehr bzw. bei Fahrzeugführern. Auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dementsprechend existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ in Bezug auf Reflexionen.
U.a. im Bereich der Humanmedizin wird überwiegend angenommen, dass (starke) Lichtquellen in einem Winkel von ±20° und mehr zur Blickrichtung keine relevante Beeinträchtigung der Sehfähigkeit darstellen. Dabei spielt die Anordnung und Anzahl der Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge eine wesentliche Rolle, da die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.
In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden (temporäre Nachbilder). Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von ±20° um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand November 2025) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu ±30° als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht durch wissenschaftlich anerkannte Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um einen Mehrheitsbeschluss oder Konsens u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen[8] oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden.
Obwohl bislang keine belastbaren Quellen/Begründungen vorhanden sind, wird der vom FBA vorgegebene Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

Generell werden rechnerisch alle an einem Messpunkt auftreffenden Reflexionen ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. In weiteren Ausfrührungen werden Konstellationen beschrieben, in denen überhaupt Reflexionen auftreten können. Üblicherweise treten bei der Fahrt in die jeweilige Gegenrichtung weniger bzw. keine Reflexionen auf und daher sind die Ausführungen als Dokumentation des wort-case anzusehen.

[7] Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22
[8] Keine bzw. keine wissenschaftlich fundierte Angabe zum Einfallswinkel in der LAI Lichtleitlinie (Deutschland, 2012) und in der (teils wortgleich) übernommenen OVE-Richtlinie R 11 (Österreich, 2016/2022)

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "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."

Bei der Simulation 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.

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1100 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar[9] basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories[10]. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.
Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

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). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. 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 eintritt. 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).

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 Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

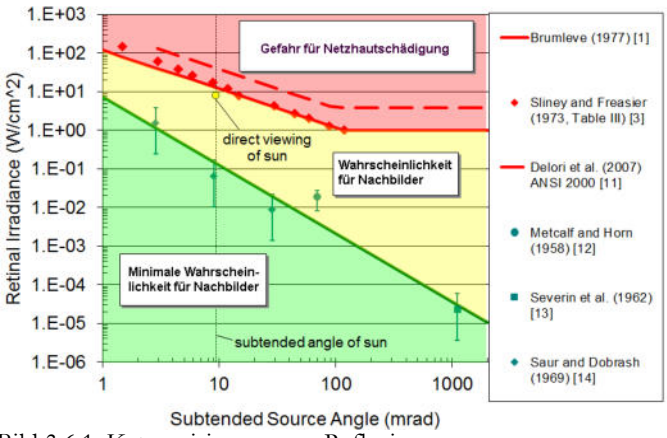


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories)

[9] https://forgesolar.com is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.
[10] Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: https://www.sandia.gov/glare-tools

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

Limitierungen

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation an ortsfesten Standorten zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY[11]) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist.
Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung[12] von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.
Aufgrund von technischen Limitierungen werden meteorologischen Daten in den gängigen Simulationsprogrammen nicht berücksichtigt und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Für ortsfeste Standorte werden Simulationsergebnisse üblicherweise in Minuten- und Stundenwerten angegeben und es ist wünschenswert, dass Wolkenbedeckung als reduzierender Faktor in die Bewertung einer potenziellen Blendwirkung einfließen würde. Auch weitere Aspekte wie Frühnebel, Dunst oder auch lokale Wetterbedingungen werden bislang nicht berücksichtigt.

Der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel und andere Objekte können in gängigen Simulationsprogrammen nicht ausreichend verarbeitet werden. Insbesondere Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet bzw. simuliert werden. Derartige Limitierungen betreffen auch andere Simulationsprogramme, auch Eigenentwicklungen, Exceltools etc.

In der LAI Lichtleitlinie wird eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert aber im Bereich von Autobahnen kann lt. Vorgaben des FBA (Fernstraßenbundesamtes) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nur dann als Sichtschutz berücksichtigt werden, wenn es sich um Wald ähnliche Vegetation handelt, die nicht ohne weiteres entfernt/gerodet werden kann.

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

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind.
Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen:

Sie [PV-Anlagen] sind in ihrer Farbgebung und Strahlrichtung so anzuordnen, dass jegliche Signalverwechslung und Blendwirkung ausgeschlossen ist. Sollte sich nach der Inbetriebnahme eine Blendung herausstellen, so sind vom Bauherrn entsprechende Abschirmungen anzubringen.

[11] Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf
[12] DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html
Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2024_17.png
Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage „Nettetal“ wird für bestimmte, exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,7 m über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Höhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

Das Simulationsergebnis 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 3.6.1 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. 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.

In einer weiteren Betrachtung wird der Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird aber durch natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. wird eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen vermieden. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe[13] ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
48.516414	48.516414	11.755067	479,74	482,44	nicht relevant[W]
48.518343	48.518343	11.754598	483,00	485,70	nicht relevant[W]
48.515287	48.515287	11.764862	482,73	485,43	nicht relevant[WS]

[W] = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, [E] = Entfernung [S] = Sichtschutz/Geländestruktur, [D] = geringe Dauer

[13] GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | 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, B301 südwestlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von **±30°** relativ zur Fahrtrichtung und **100 m** Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein ausreichendes Gefährdungspotenzial vorhanden ist.

Am Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 07. April - 04. September, zwischen 07:09 - 07:40 Uhr, für max. 17 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld West auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Osten mit ca. +62° bis +90° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

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

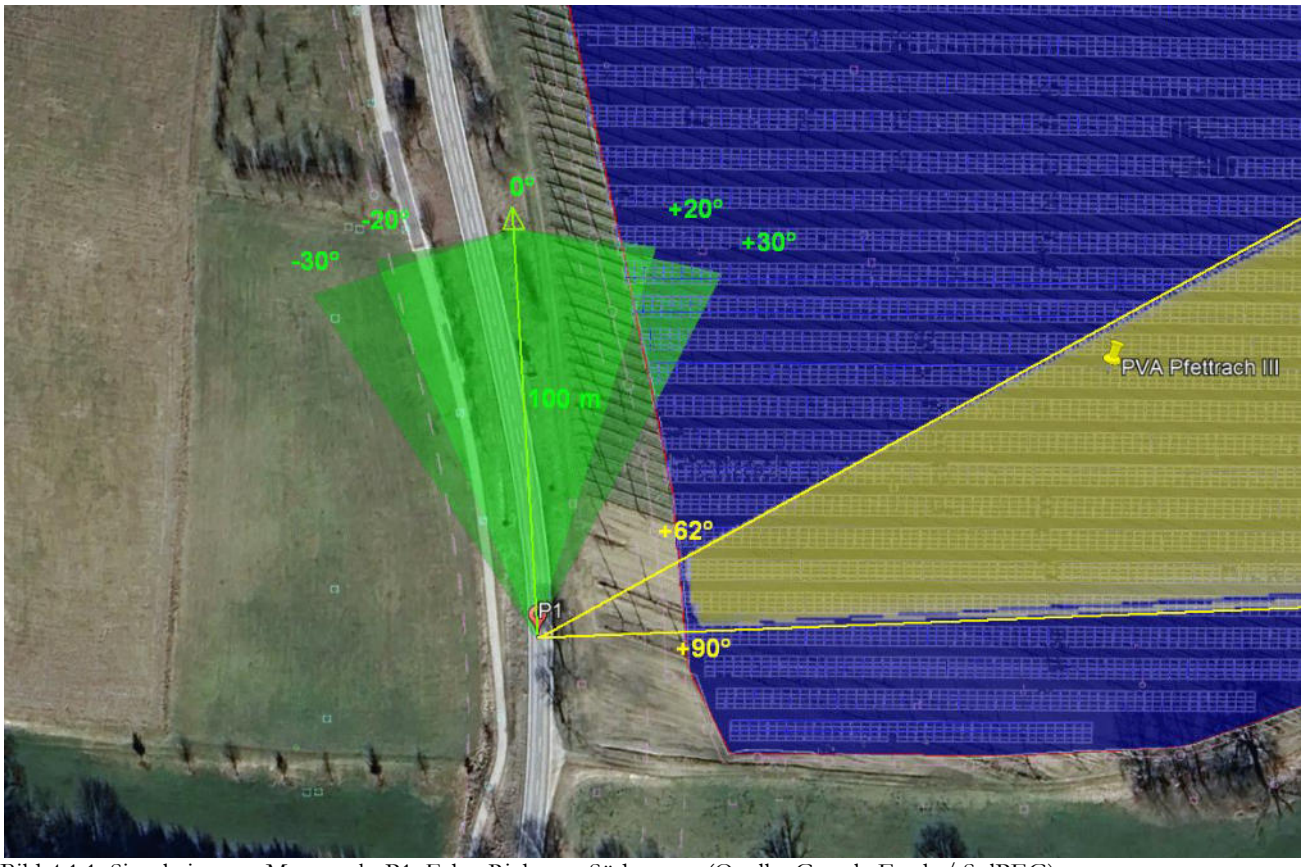


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich könnten unter bestimmten Bedingungen morgens Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Darüber hinaus ist lt. Planungsunterlage entlang der Geländegrenze eine Begrünung/Hecke geplant, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist.

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | 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

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position[14] (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise rechts im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher nicht relevant.

Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Zusätzlich zu der punktuell für den Messpunkt P1 durchgeführten Analyse wurde in einer weiteren Simulation der Verlauf der B301 als Route analysiert. Die Simulationsvariante bestätigt das Ergebnis der punktuellen Analyse, auch mit dieser Variante sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar.

[14] Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B301 nordwestlich

Am Messpunkt P2 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 02. April - 10. September, zwischen 07:11 - 07:51 Uhr, für max. 25 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. +63° bis +90° rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (+/- 30° relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

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

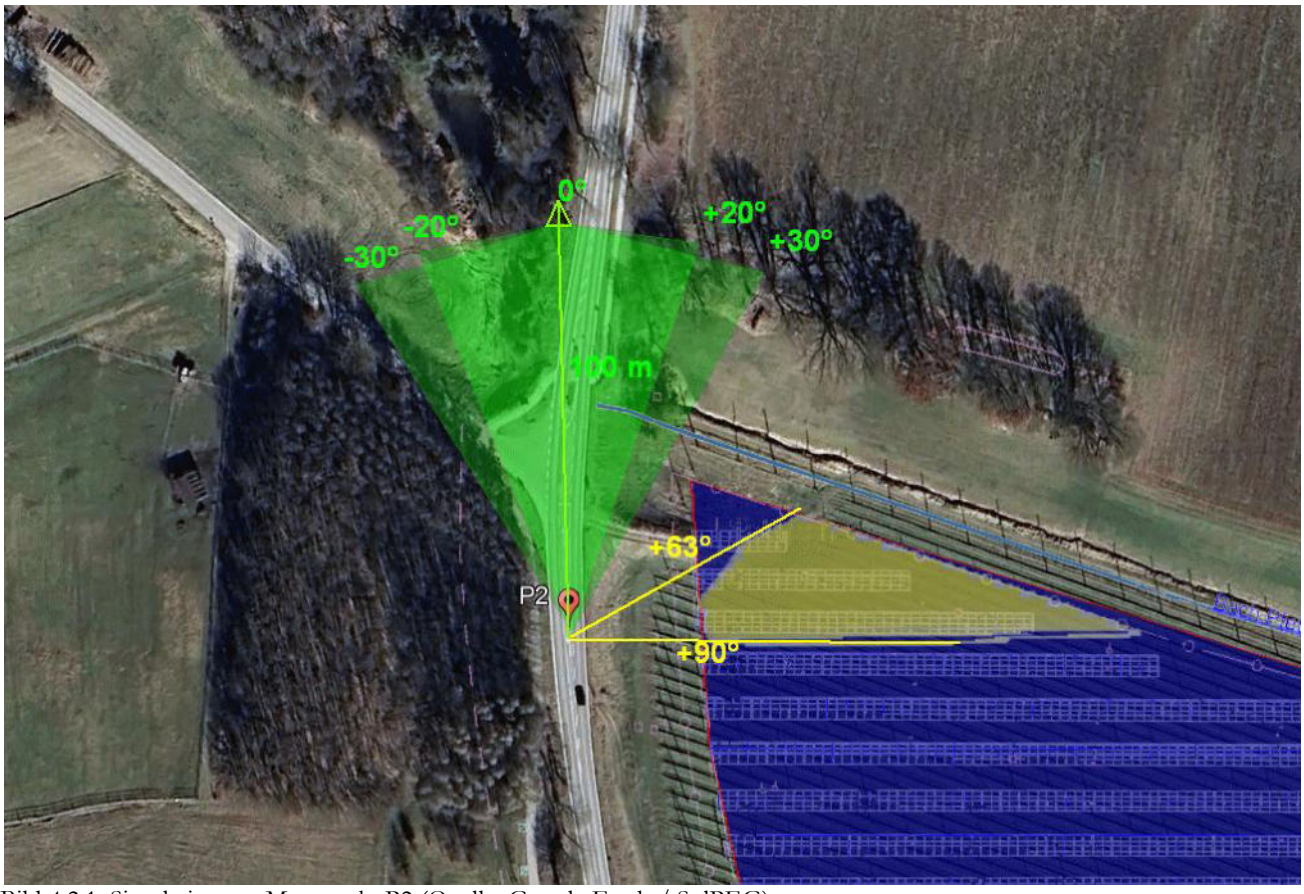


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich, außerhalb des relevanten des Sektors, könnten theoretisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | 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

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise rechts im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher nicht relevant.

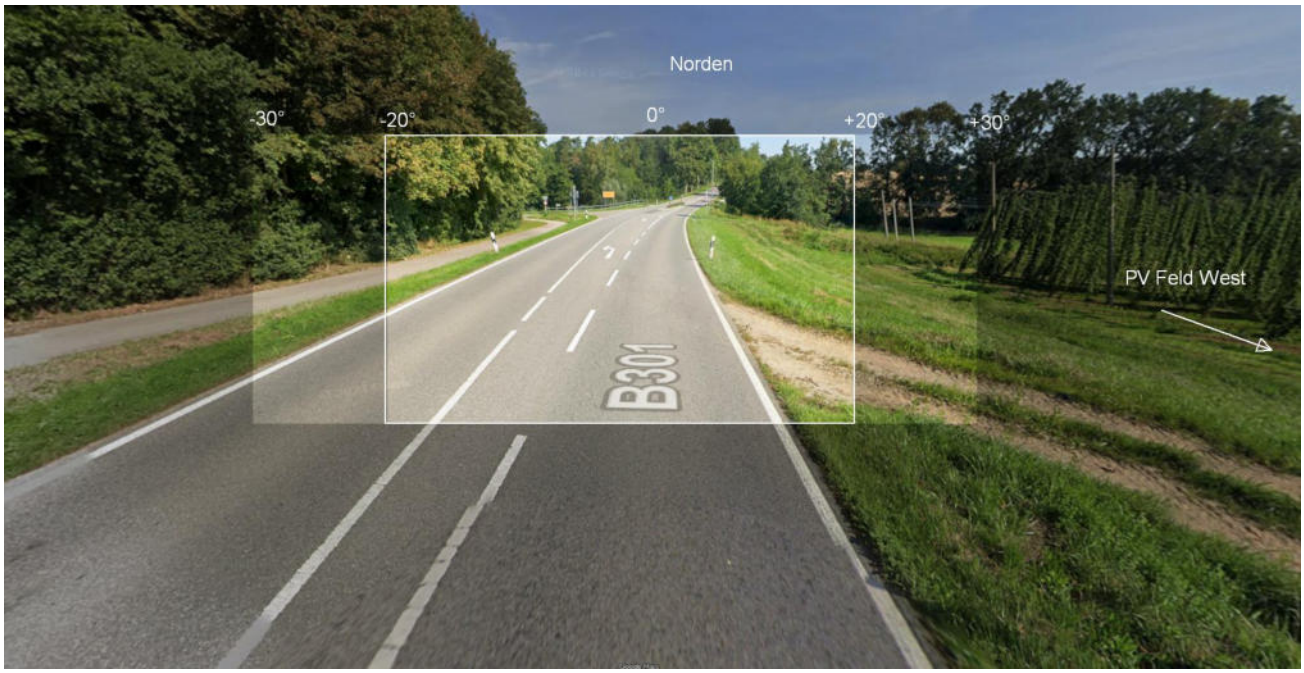


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße Brudersdorf westlich PV-Feld Ost

Am Messpunkt P3 auf der Straße Brudersdorf können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 22. April - 21. August, zwischen 19:12 - 19:46 Uhr, für max. 21 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld Ost auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. -57° bis -74° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (+/- 30° relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt. Bei der Fahrt Richtung Südwesten sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

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

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich, deutlich außerhalb des relevanten des Sektors, könnten theoretisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

4.4 Umliegende Gebäude

Im näheren und weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdigen Zonen vorhanden und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

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

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Pfettrach“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 3 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die aktuellen/neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Im Verlauf der B301 können theoretisch bzw. rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch Teilfelder der PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors, sodass eine Beeinträchtigung oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden kann. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs im Verlauf der B301 ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.
Auch im Verlauf der Straße Brudersdorf liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors, sodass eine Beeinträchtigung oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden kann.

Im näheren und weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdigen Zonen vorhanden und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht 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.

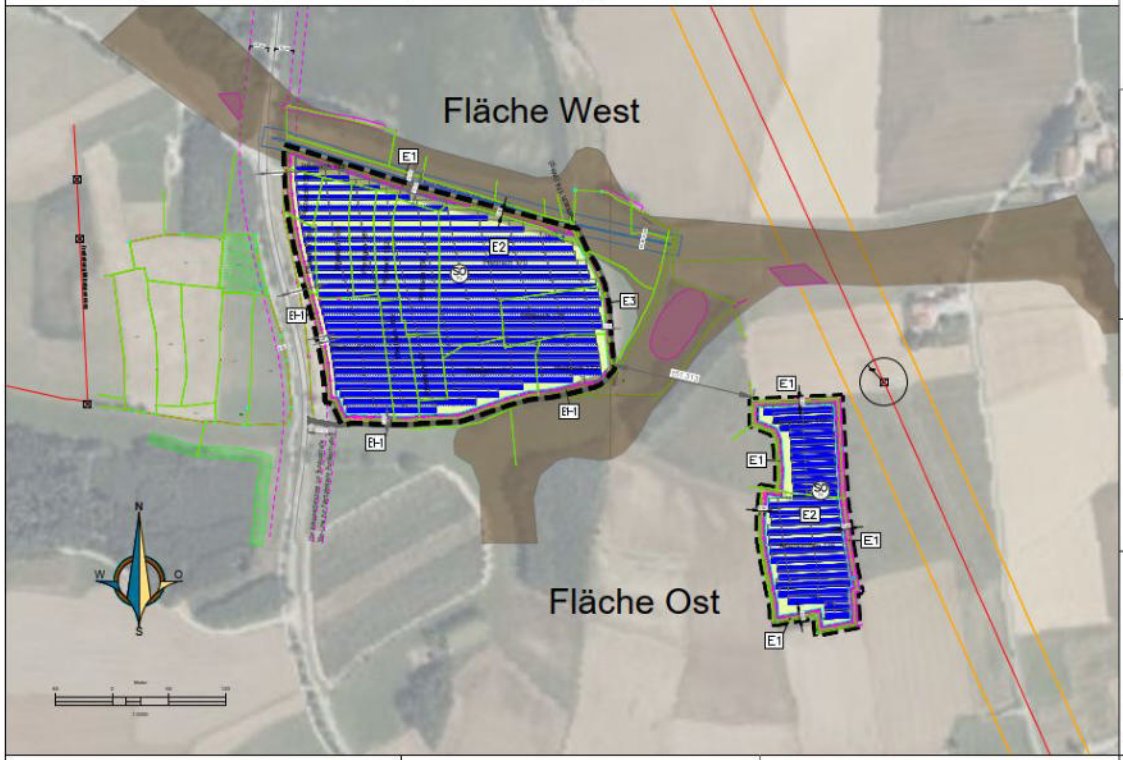
Hamburg, den 08.01.2026

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Vorhabenbezogener Bebauungsplan mit integriertem Grünordnungsplan

Maßstab 1:2000



Legende

Nutzungsschablone

Sondergebiet	SO	Anlagen für Sonnenenergie-nutzung	Bezeichnung der Nutzung
Grundflächenzahl(GRZ)	Max. 0,50	Wh 3,50	Wandhöhe Gebäude max. 3,50 m
		Ah 3,50	max. Anlagenhöhe Solar-module 3,50 m

Bautechnische Daten der geplanten Solarmodule

SO PV-Freiflächenanlage Pfettrach III:

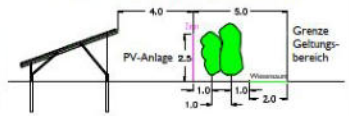
Reihenzwischenabstand:	von 3,00 m bis zu 6,50 m,
Modulaufstellwinkel:	20°
Sonnenwinkel:	18,04°
Azimut:	0° und -2,3°
Anzahl Module:	13.496 Stück; Leistung TF 3: 9,60 MWp
Geltungsbereich:	91.833 m²
Umzäunte Fläche E2:	83.579 m²
Bebaute Fläche:	39.980 m²
GRZ:	0,44

Gemarkung: Pfettrach
Feld West:
158, 159, 160, 161, 162, 163, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174 Weg
Gemarkung Attenkirchen
Feld Ost: 136, 137

Technische Darstellung Solarmodule

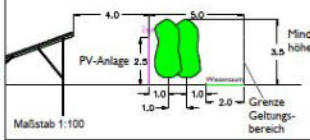
Maßstab 1:50

Schemaschnitt durch die Sichtschutzheckenpflanzungen E1



Maßstab 1:100

Schemaschnitt durch die Sichtschutzheckenpflanzungen E1-1 südlich und westlich von Feld West



Maßstab 1:100

Planzeichen

- SO Pv — sonstiges Sondergebiet für Anlagen zur Nutzung von Solarenergie gem. §11, Abs. 2 BauNVO
- Baugrenze
- Flurgrenze
- Zaun ohne Sockel, Abstand zum Boden min. 15 cm, mögliche Position Tor mit mind. 5m Öffnung
- Module
- Zufahrt versickerungsfähig befestigt
- Weg Bestand
- Grenze des räumlichen Geltungsbereichs
- Mast Mittelspannung mit 25 m Radius Sperrfläche
- Freileitung Mittelspannung
- 20m Bauverbotszone Staatsstrasse
- Hochspannung Freileitung 380/110kV Neufinsing - Ingolstadt (nachrichtlich übernommen)
- Netzanschlusspunkt (außerhalb der Darstellung)
- Mögliche Position Trafostation TS, Speicher, Übergabeschutzstation
- Amtlich biotopkartierte Fläche (nachrichtlich übernommen)
- Ökoflächenkataster (Ausgleich) (nachrichtlich übernommen)
- Amtlich biotopkartierte Fläche (nachrichtlich übernommen)
- Wassersensible Bereiche (nachrichtlich übernommen)
- E1 E1-1 Sichtschutzhecke
- E2 Wiesensaat
- E3 Wiesensaum
- E1 Aufbau eines Grünstreifens mit Pflanzung eine durchgehenden 2-reihigen Hecke aus heimischen Sträuchern, Pflanzabstand 1,5 x 1,5 m; Einzäunung gegen Wildverbiss, Breite 5m.
- E1-1 Wie E1, jedoch mit Mindesthöhe Pflanzen beim Einpflanzen 3,50 m
- E2 Wiesensaat, 2-schürige Mahd ohne Düngung, alt. Beweidung mit einer GV/ha 0,8-1,0.
- E3 Wiesensaum mit alternierender, 50% Mahd im Herbst

1. Textliche Festsetzungen

1.1 Art und Maß der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB)

Die im Geltungsbereich des Bebauungsplan liegenden Flurstücke werden als Sondergebiet (SO) im Sinne des §1 Abs. 2 Nr. 12 i.V. m. Abs. 3 BauNVO, mit der Zweckbestimmung PV-Freiflächenanlage (§11 Abs. 2 Satz 1 BauNVO), festgesetzt.

Zulässig im SO-Gebiet sind:
- die Errichtung und der Betrieb von Photovoltaikanlagen zum Zwecke der Stromerzeugung
- die Errichtung technischer und baulicher Anlagen, die für die wirtschaftliche Betrieb der Photovoltaikanlagen erforderlich sind, wie Trafostationen, Batteriespeicher, etc.
- die Errichtung einer Einfriedung nach Maßgabe (s. Nr. 2.3)

Überbaubare Flächen, Baugrenze:
Die überbaubare Grundstücksfläche ist der Planzeichnung zu entnehmen. Innerhalb der festgesetzten Baugrenze darf gem. §23 Abs. 3 BauNVO gebaut werden. Nicht zulässig ist das Errichten von Gebäuden mit Ausnahme von technischen Betriebsgebäuden (Trafostationen, Übergabeschutzstationen, Batteriespeicher, Wechselrichter). Die Grundfläche der möglichen Nebengebäude für betriebliche Zwecke darf einen Wert von 200 m² nicht überschreiten. Die einzelnen Standorte sind nach betrieblichen Notwendigkeiten innerhalb der Sondergebietsfläche frei wählbar.

GRZ = maximal 0,5

1.2 Bauweise (§9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB)

Fest aufgeständerte Modultische mittels Rammfundamenten gegründet in Reihen. Beschichtete Stahlprofile z.B. mit Magnelis zur Reduzierung des Zinkeintrags in den Boden sind zu verwenden.
Die Reihen der Photovoltaikanlage sind der natürlichen Hangbewegung anzupassen.

Maximale Modulhöhe ist 3,50 m über natürlichem Gelände.

Der Bodenabstand zur Unterseite der Modulfläche beträgt mind. 80 cm.

Die maximale Wandhöhe technischer Betriebsgebäude wird auf 3,50 m über natürlichem Gelände begrenzt.

2. Gestalterische Festsetzungen

2.1 Dachform, Dachneigung

Zulässige Dachform: Flach- oder Satteldach
Maximale Dachneigung: Flachdach 5°, Satteldach 33°

2.2 Dachdeckung

- Zink-/ Blei- und Kupferdeckung unzulässig.

2.3 Einfriedungen

Zaunart: Das Grundstück ist mit einem verzinkten Maschendrahtzaun oder Stabgitterzaun, plangemäß (innerhalb der Gehölzpflanzung) einzuzäunen.
Der Abstand zwischen Bodenoberfläche und Zaununterkante muss mindestens 15 cm betragen.

Zaunhöhe: max. 2,50 m Höhe über Gelände

Zauntore: in Bauart der Zaunkonstruktion

3. Textliche Festsetzungen zur Grünordnung

1. Pflanzqualitäten und Umfang (§ 9 Abs. 1 Nr. 15 + 25 BauGB)

1.1 Allgemeines

- Ausgewiesene Vegetationsflächen müssen den planlichen und textlichen Festsetzungen angepasst werden. Das betrifft u.a. das Anlegen der Pflanzflächen, das Sichern und auch die dauerhafte Erhaltung und Pflegen der bepflanzten Flächen
- Nachpflanzungen müssen dem Grünordnungsplan mit den geforderten Qualitäten entsprechen

1.2 Vollzugsfrist

Pflanzmaßnahmen und Einsaaten auf der Eingriffsfläche sind in der dem Bauende folgenden Pflanzperiode durchzuführen oder müssen spätestens ein Jahr nach der Fertigstellung der Anlagen fachgerecht abgeschlossen werden.

1.3 Bestandssicherung

Vorhandene Baum- und Pflanzbestände (generell Vegetationsbestände) sind zu erhalten, pflegen und vor Schäden zu schützen

2. Gehölzpflanzungen Randeingrünung (Maßnahme E1)

Für die festgesetzten Gehölzpflanzungen ist autochthones, zertifiziertes Pflanzmaterial gemäß eab aus dem Herkunftsgebiet zu verwenden. Die Pflanzen für die festgesetzten Gehölzflächen sind aus der beigefügten Liste auszuwählen.
Bestehende Gehölze dürfen nicht gerodet werden und sind zu schützen.

Es sind folgende Mindestpflanzqualitäten zu verwenden:

Sträucher 3-5 Triebe, 60-100cm, in Hecke E1-1 Mindesthöhe 3,5 m

Bäume als Heister, 2xv, 150-200cm, in Hecke E1-1 Mindesthöhe 3,5 m

Die Sträucher sind jeweils gruppenweise in Gruppen von 2-5 Exemplaren je Art zu pflanzen.
Der Baumanteil beträgt mind. 20%.
Pflanzweite in Gehölzpflanzungen: 1,0 - 1,5m.
Insgesamt sind mindestens 7 Verschiedene Gehölzarten zu verwenden.

Die angestrebte Gehölzentwicklung ist durch geeignete Maßnahmen der Entwicklungspflege sicherzustellen. Hoher Konkurrenzdruck durch Gräser, Ruderalpflanzen ist durch Mahd oder Mulchung der Flächen zu reduzieren.
Festgesetzte Gehölze sind dauerhaft zu erhalten und bei Abgang gleichwertig zu ersetzen.
Die Pflanzung ist spätestens in der Pflanzperiode nach Errichtung der Anlage fertigzustellen.
Ein jährlicher Rückschnitt der Hecke ist frühestens nach 10-15 Jahren im Turnus (max. 10 m Länge) und auf maximal ein Drittel der Gesamtlänge zulässig, im Bereich E1-1 Mindesthöhe von 4,0m beim Rückschnitt. Zur Vermeidung der Beeinträchtigungen von Nestern und Nestlingen sind erforderliche Maßnahmen des Gehölzrückschnitts außerhalb der Vogelbrutzeit durchzuführen (also keine Maßnahmen vom 01.03. bis 30.09.).

Zu verwendende Gehölzarten:

Sträucher:

Cornus sanguinea	Hartriegel
Corylus avellana	Hasel
Crataegus laevigata	Zweigriffliger Weißdorn
Euonymus europaeus	Pfaffenhütchen
Frangula alnus	Faulbaum
Lonicera xylosteum	Heckenkirsche
Ligustrum vulgare	Liguster
Prunus spinosa	Schlehe
Rhamnus catharticus	Kreuzdorn
Rosa canina	Hunds-Rose
Salix caprea	Sal-Weide
Sambucus nigra	Holunder
Viburnum lantana	Wolliger Schneeball
Viburnum opulus	Gewöhnlicher Schneeball

Bäume:

Acer platanoides	Spitz-Ahorn
Acer campestre	Feld-Ahorn
Betula pendula	Sandbirke
Carpinus betulus	Hainbuche
Prunuavium	Vogel-Kirsche
Prunus padus	Gewöhnliche Traubenkirsche
Pyrus communis	Wild-Birne
Quercus robur	Stiel-Eiche
Sorbus aucuparia	Eberesche
Tilia platyphyllos	Sommerlinde
Ulmus minor	Feld-Ulme

Unzulässige Pflanzenarten (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 BauGB)

Landschaftsfremde und hochwüchsige Pflanzenarten (auffällige Laub- und Nadelfärbung, ausgefallene Wuchsform), wie zum Beispiel Edelfichten, Zypressen, Thujen, Trauerformen und Hängeformen in jeglicher Art dürfen nicht gepflanzt werden.

3. Wiesenflächen, gekennzeichnet mit E2 (§ 9 Abs. 1 Nr. 25 BauGB)

Neuansaaten sind mit standortgerechtem autochthonem Pflanz- und Saatgut, mit entsprechenden Kräutern und Staudensamen als auch mit blühenden Pflanzenarten auszuführen und zu pflegen.

Die Ansaat erfolgt, wenn möglich durch Aufbringen von samenhaltigem Heumulch-/ Heudrusschmaterial aus dem Gemeindebereich. Die Spenderfläche muss mindestens den Kriterien einer artenreichen Flachlandmähwiese (LRT6510) entsprechen und frei von Neophyten sein.
Sollte keine geeignetes Material zur Verfügung stehen, ist eine Ansaat mit Regiosaatgut durchzuführen.

In den ersten 5 Jahren ist zur Ausmagerung eine 2-3-malige Mahd durchzuführen.
Zielzustand: G 212 OU 651 L- arten- und blütenreiche Mähwiese
Pflege der Flächen mit 2-schöriger Mahd, der erste Schnitt nicht vor dem 15.06. des Jahres, unter Verwendung von insektenfreundlichem Mähwerk und Schnitthöhe, alternativ Beweidung mit max. 2,5 GVE/ha. Wiesensaum mit alternierender, 50% Mahd im Herbst
Das Mahdgut ist abzuführen. Auf Düngung und Pflanzenschutzmittel ist zu verzichten.

Im Falle einer Beweidung der Fläche ist diese nach den Grundsätzen der Extensivbeweidung zu bewirtschaften. Weiter ist das mit dem Veterinäramt abzustimmen, um eine standortangepasste Beweidung zu gewährleisten (Weidetiere und Dichte). Zudem sind die Vorgaben des Landesamtes für Umwelt zur wolfsabweisenden Zäunung bei einer Beweidung der Anlage zu beachten und einzuhalten.

4. Wiesensaum (E3)

Die Begrünung des Saumstreifens erfolgt durch Aufbringen von samenhaltigem Heumulch-/ Heudrusschmaterial aus dem Gemeindebereich.

Die Spenderfläche muss mindestens den Kriterien einer artenreichen Flachlandmähwiese (LRT6510) entsprechen und frei von Neophyten sein. Die Spenderfläche ist mit der Unteren Naturschutzbehörde abzustimmen. Sollte keine geeignetes Material zur Verfügung stehen, ist eine Ansaat mit Regiosaatgut durchzuführen.

In den ersten 5 Jahren ist zur Ausmagerung eine 2-3-malige Mahd durchzuführen. Anschließend ist der Saum einmal pro Jahr im Herbst (September) zu mähen.

Je Mähgang sind 10% der Fläche als Rückzugsbereich zu belassen (rotierender Brachestreifen). Das Mähgut ist abzutransportieren. Auf eine Düngung ist zu verzichten. Wiesensaum mit alternierender, 50% Mahd im Herbst.
Schlegeln oder Mulchen sind nicht zulässig.

5. Zufahrten (§ 9 Abs. 1 Nr. 11 BauGB)

Grundstückszufahrten und Feldwege sind versickerungsfähig zu gestalten. Darüber hinaus müssen die Zufahrten zur Bewirtschaftung der umliegenden landwirtschaftlichen Flächen weiterhin uneingeschränkt (Breite, Tragfähigkeit, Kurvenradien) sichergestellt werden.

6. Sicherstellen von Pflanzräumen:

Folgende Pflanzräume sind sicher zu stellen:

Gehölze: 20 bis 30 cm

Kleinbäume: 150 x 150 x 80 cm

7. Grenzabstände:

Die Grenzabstände sind gemäß den gesetzlichen Bestimmungen einzuhalten:

Zu landwirtschaftlichen Grundstücken:

0,5 m bei Sträuchern bis zu einer Wuchshöhe von maximal 2,0 m

2,0 m bei Einzelbäumen und Heistern, sowie Sträuchern über 2,0 m

4.Textliche Hinweise

4.1 Landwirtschaft

Das Plangebiet ist von landwirtschaftlich genutzten Flächen umgeben. Sämtliche Emissionen wie z.B. Verschmutzung, Staub und Steinschläge auf Modulen sind entschädigungslos zu dulden.
Eine Haftung der angrenzenden Land- und Forstbewirtschafter ist im Rahmen der ordnungsgemäßen Bewirtschaftung ausgeschlossen.
Das kann in Form einer Haftungsfreistellung geschehen, in welcher der Betreiber für sich und seine Rechtsnachfolger auf jeglichen Haftungsanspruch verzichtet, sofern infolge von land- und forstwirtschaftlichen Emissionen Schäden am Solarpark entsteht. Grundsätzlich ist eine ordnungsgemäße Land- und Forstwirtschaft auf den der Photovoltaikanlage benachbarten Flächen von Seiten des Betreibers zu dulden.

4.2 Wasserwirtschaft

Das von zulässigen Wirtschaftsgebäuden, Modulen und/ oder Wiesenschließungen anfallende unverschmutzte Oberflächenwasser ist unter Beachtung der technischen Regelwerke und Anforderungen innerhalb des Geltungsbereiches breitflächig zu versickern (z.B. breitflächige Ableitung in benachbarte Grünflächen).
Eine Reinigung der Module ist nur mit biologisch abbaubaren Reinigungsmitteln zugelassen.

Baugeräte und Maschinen dürfen in gewässernahem Bereich nicht getankt, gereinigt oder gewartet werden.

4.3 Elektromagnetische Felder

Elektrische Installationen innerhalb und zum Abschluss der Anlage sind so auszuführen, dass hinsichtlich auftretender elektromagnetischer Felder die Schutz- und Vorsorgewerte der 26. BImSchV eingehalten werden.

4.4 Flurschäden

Die öffentlichen Feld- und Waldwege, die durch die Baumaßnahme beansprucht werden, sind durch den Betreiber in Absprache mit der Gemeinde Attenkirchen in ursprünglichen Zustand wieder herzustellen.

4.5 Brandschutz

Flächen und Zufahrten für die Feuerwehr muss DIN 14090 entsprechend gestaltet und ausgeführt werden. Jegliche baulichen Anlagen müssen über befestigte Straßen und / oder Wege für die Feuerwehr erreichbar sein.

Die Details für die Ausführung sind mit der Brandschutzdienststelle des Landkreises Freising abzustimmen. Für die Ausführung ist ein Feuerwehrplan zu erstellen und vor Ort zu hinterlegen, der Plan muss aktuell gehalten werden.

4.6 Abgrabungen und Aufschüttungen

Veränderungen im natürlichen Gelände als Abgrabung oder Aufschüttung sind nicht geplant. Zulässig sind Aufgrabungen für die Erdkabel und Aufgrabungen für die Fundamente der Nebenanlagen.
Geländeunterschiede sind als natürliche Böschungen auszubilden. Bei evtl. erforderlichen Aushubarbeiten wird eine fachliche Baubegleitung empfohlen, die das anstehende Erdreich organoleptisch beurteilen kann.

Verfahrensvermerke

1. Der Gemeinderat Attenkirchen hat in der Sitzung vom 28.07.25 gemäß §2 Abs. 1 BauGB die Aufstellung des Bebauungsplans beschlossen. Der Aufstellungsbeschluss wurde am [Datum] ortsüblich bekannt gemacht.

2. Die frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 3 Abs. 1 BauGB mit öffentlicher Darlegung und Anhörung für den Vorentwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom 22.08.25 hat in der Zeit vom [Datum] bis [Datum] stattgefunden.

3. Die frühzeitige Beteiligung der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß §.4 Abs. 1 BauGB für den Vorentwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom 22.08.25 hat in der Zeit vom [Datum] bis [Datum] stattgefunden.

4. Zu dem Entwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom [Datum] wurden die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß §.4 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom [Datum] bis [Datum] beteiligt.

5. Der Entwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom [Datum] wurde mit der Begründung gemäß § 3 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom [Datum] bis [Datum] im Internet veröffentlicht. Zusätzlich zur Veröffentlichung im Internet wurden folgende andere leicht zu erreichende Zugangsmöglichkeiten vorgehalten (z.B. Lesegeräte) im Rathaus / in der Gemeindeverwaltung, Zimmer [Raumbezeichnung], Anschrift: [Adresse], während folgender Zeiten /Werktage, Stunden/ bereitgestellt. Die Unterlagen wurden überdies zentrale Internetportal des Landes zugänglich gemacht.

6. Die Gemeinde Attenkirchen hat mit Beschluss des Gemeinderats vom [Datum] den Bebauungsplan gem. § 10 Abs. 1 BauGB in der Fassung vom [Datum] festgestellt.

Gemeinde Attenkirchen, den [Datum]

Bürgermeister Matthias Kern (Siegel)

7. Das Landratsamt Freising hat den Bebauungsplan mit Bescheid vom [Datum], AZ ..... gemäß § 10 Abs. 2 BauGB genehmigt.

Landratsamt Freising, den [Datum]

Unterzeichner/-in .....
Genehmigungsbehörde (Siegel)

8. Ausgefertigt
Gemeinde Attenkirchen, den [Datum]

Bürgermeister Matthias Kern (Siegel)

9. Die Erteilung der Genehmigung des Bebauungsplans wurde am [Datum] gemäß § 10 Abs. 3 HS 1 BauGB
oder
Der Satzungsbeschluss zu dem Bebauungsplan wurde am [Datum] gemäß § 10 Abs. 3 S. 1 HS 2 BauGB ortsüblich bekannt gemacht. Der Bebauungsplan mit Begründung und zusammenfassender Erklärung wird seit diesem Tag zu den üblichen Dienststunden in der Gemeinde zu jedermanns Einsicht bereitgehalten und über dessen Inhalt auf Verlangen Auskunft gegeben. Der Bebauungsplan ist damit in Kraft getreten. Auf die Rechtsfolgen des § 44 Abs. 3 S. 1 und 2 sowie Abs. 4 BauGB und die §§ 214 und 215 BauGB wurde in der Bekanntmachung hingewiesen.

Gemeinde Attenkirchen, den [Datum]

Bürgermeister Matthias Kern (Siegel)

Übersichtsplan o.M.

Vorentwurf

Vorhabenbezogener Bebauungsplan mit integriertem Grünordnungsplan

"SO PV-Freiflächenanlage Pfettrach III"

der Gemeinde Attenkirchen

Datum	Zeichen	samberger stallinger architekten partnerschaft mbB
gezeichnet: 22.09.25	UE	Silberacker 44 A · 94469 Deggendorf · Tel. 0991/8242
geändert:		
geändert:		

Maßstäblich — Blattgröße:DIN A0 841x1.189 mm

Hi-MO 7

LR5-72HGD
560~590M

- High-performance PV modules for utility power plants
- Advanced HPDC cell technology delivers superior module efficiency and power
- High bifaciality and excellent power temperature coefficient achieves high energy yield
- LONGi lifecycle quality ensures long-term performance

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
IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi

© Copyright Information | Document reference: 20260109.17580003 | Dieko Jacobi / SolFEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

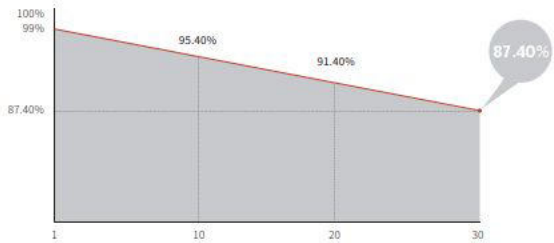
Hi-MO 7

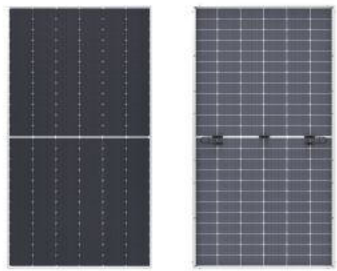
LR5-72HGD 560~590M

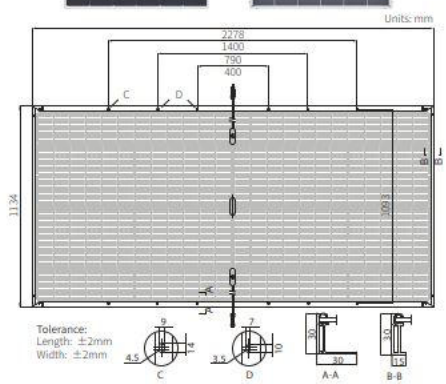
22.8%	0~3%	<1%	0.4%	HALF-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	Lower operating temperature

Additional Value

30-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	31.8kg
Dimension	2278×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 180pcs per 20' GP / 720pcs 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	LR5-72HGD-560M		LR5-72HGD-565M		LR5-72HGD-570M		LR5-72HGD-575M		LR5-72HGD-580M		LR5-72HGD-585M		LR5-72HGD-590M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	560	426.3	565	430.1	570	433.9	575	437.7	580	441.5	585	445.3	590	449.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	50.99	48.46	51.09	48.55	51.19	48.65	51.30	48.75	51.41	48.86	51.52	48.96	51.63	49.07
Short Circuit Current (Isc/A)	13.89	11.16	13.97	11.22	14.05	11.29	14.14	11.35	14.22	11.42	14.30	11.48	14.38	11.55
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	42.82	40.69	42.91	40.78	43.00	40.87	43.11	40.97	43.22	41.07	43.33	41.18	43.44	41.28
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.08	10.48	13.17	10.55	13.26	10.62	13.34	10.68	13.42	10.75	13.51	10.82	13.59	10.89
Module Efficiency(%)	21.7		21.9		22.1		22.3		22.5		22.6		22.8	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 575W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
604	51.30	14.84	43.11	14.00	5%
633	51.30	15.55	43.11	14.67	10%
661	51.40	16.26	43.21	15.34	15%
690	51.40	16.96	43.21	16.01	20%
719	51.40	17.67	43.21	16.67	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	80±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	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.280%/°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. (20240722V19.3)

© Copyright Information | Document reference: 20260109.17580003 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

ForgeSolar

Pfettrach

Pfettrach

Created Jan 09, 2026
Updated Jan 09, 2026
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 168387.28075

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

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV array 1	20.0	180.0	4,638	9,121	-
PV array 2	20.0	180.0	814	2,593	-

© Copyright Information | Document reference: 20260109.17580003 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 81,524 m^2

Name: PV array 1
Footprint area: 64,060 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	48.518668	11.755371	477.24	2.00	479.24
2	48.518524	11.755263	478.49	2.00	480.49
3	48.518434	11.755151	479.40	2.00	481.40
4	48.517357	11.755377	485.55	2.00	487.55
5	48.516472	11.755559	479.01	2.00	481.01
6	48.516142	11.755720	476.33	2.00	478.33
7	48.516093	11.756795	474.54	2.00	476.54
8	48.516370	11.758415	474.07	2.00	476.07
9	48.516473	11.759381	472.45	2.00	474.45
10	48.516597	11.759488	472.62	2.00	474.62
11	48.517454	11.759440	472.93	2.00	474.93
12	48.517837	11.759016	472.84	2.00	474.84

Name: PV array 2
Footprint area: 17,464 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	48.516123	11.761574	483.74	2.00	485.74
2	48.516138	11.762733	484.58	2.00	486.58
3	48.514158	11.762835	485.80	2.00	487.80
4	48.514041	11.761757	488.07	2.00	490.07
5	48.515242	11.761569	481.82	2.00	483.82
6	48.515256	11.761875	483.03	2.00	485.03
7	48.515784	11.761859	485.43	2.00	487.43

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.515936	11.755010	477.83	0.00	477.83
2	48.516271	11.755065	479.37	0.00	479.37
3	48.516671	11.755034	481.95	0.00	481.95
4	48.517563	11.754763	485.40	0.00	485.40
5	48.518458	11.754602	482.99	0.00	482.99
6	48.518970	11.754602	482.88	0.00	482.88

Name: Route 2
Route type Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.516801	11.764620	476.39	2.70	479.09
2	48.515608	11.764803	483.02	2.70	485.72
3	48.514023	11.764985	483.33	2.70	486.03

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.516414	11.755067	479.74	2.70	482.44
OP 2	48.518343	11.754598	483.00	2.70	485.70
OP 3	48.515287	11.764862	482.73	2.70	485.43

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | 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 array 1	20.0	180.0	4,638	9,121	-	
PV array 2	20.0	180.0	814	2,593	-	

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-array-1 (green)	0	0	101	647	633	723	672	747	231	0	0	0
pv-array-1 (yellow)	0	0	141	895	1361	1132	1305	1152	394	0	0	0
pv-array-2 (green)	0	0	0	124	167	173	156	187	7	0	0	0
pv-array-2 (yellow)	0	0	0	279	609	585	626	481	13	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV array 1 potential temporary after-image

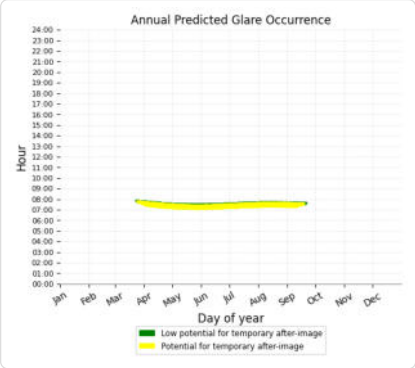
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	680	2760
OP: OP 2	1946	3625
OP: OP 3	2012	2736
Route: Route 1	0	0
Route: Route 2	0	0

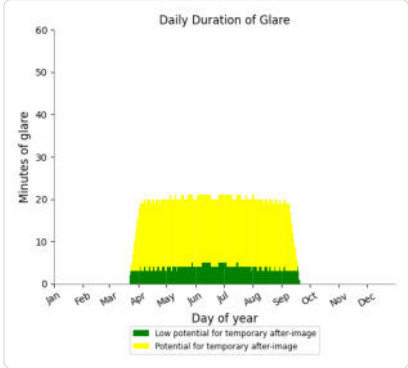
© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

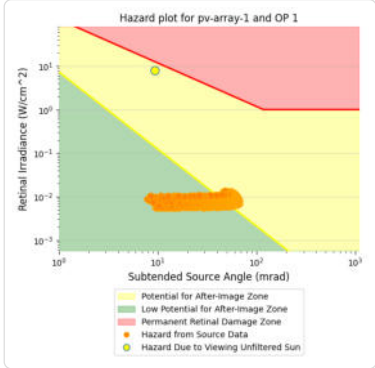
PV array 1: OP 1

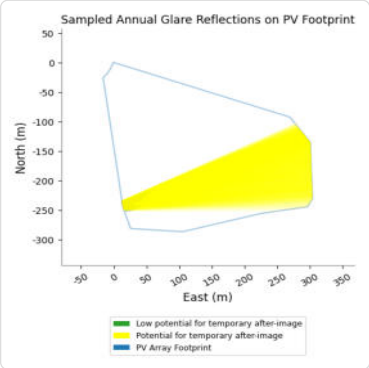
PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 680 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,760 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.





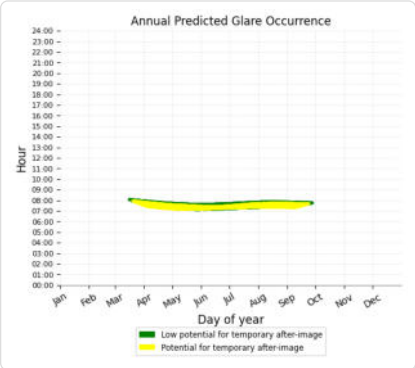


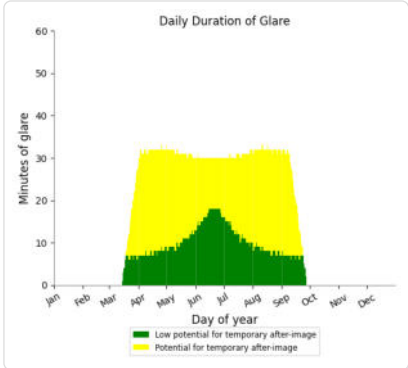


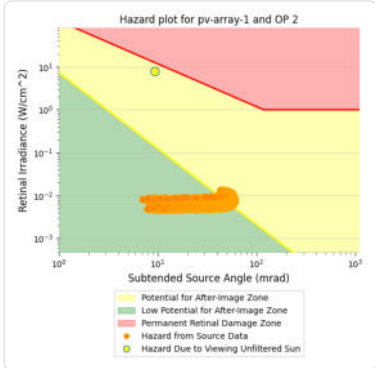
PV array 1: OP 2

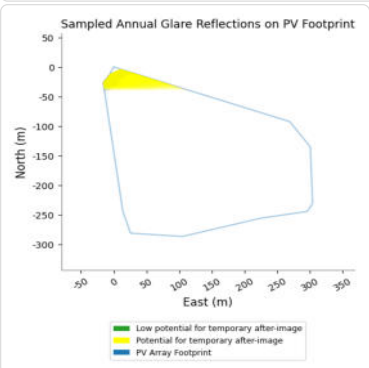
PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,946 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,625 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







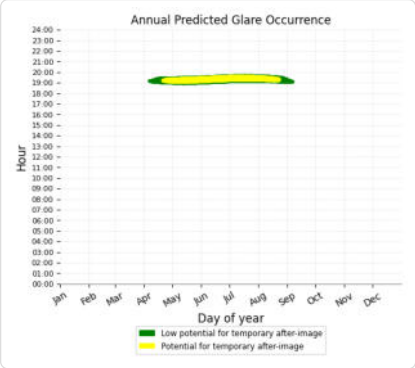


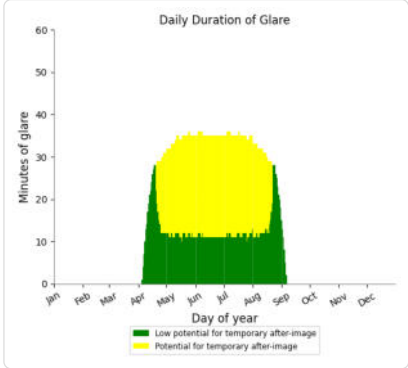
© Copyright Information | Document reference: 20260109.1758000J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

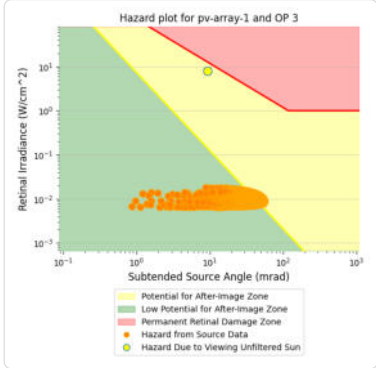
PV array 1: OP 3

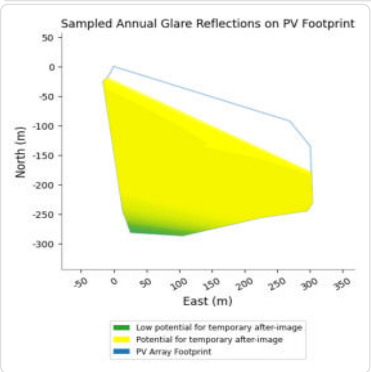
PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 2,012 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,736 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV array 1: Route 1

No glare found

PV array 1: Route 2

No glare found

PV array 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	814	2593
Route: Route 1	0	0
Route: Route 2	0	0

PV array 2: OP 1

No glare found

PV array 2: OP 2

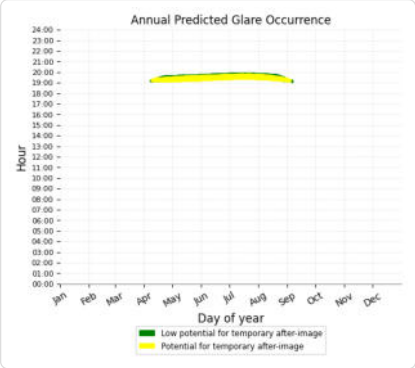
No glare found

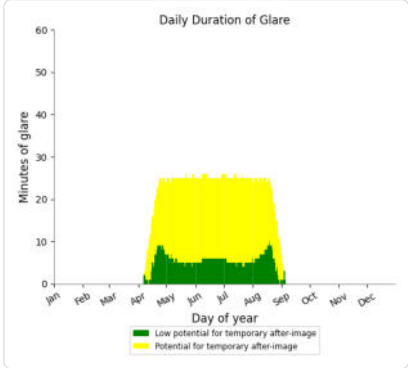
© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800D3 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

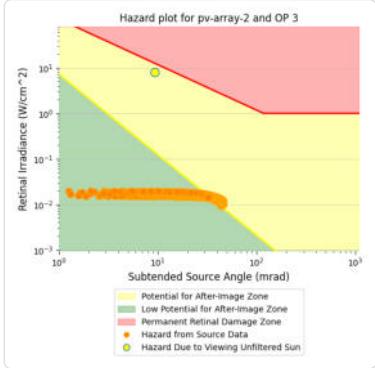
PV array 2: OP 3

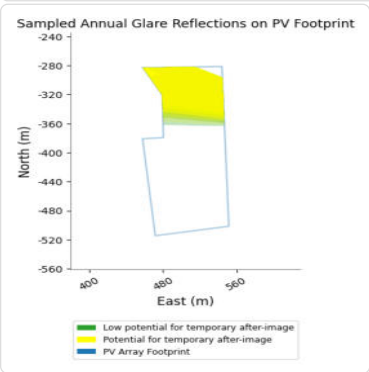
PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 814 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,593 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.









PV array 2: Route 1

No glare found

PV array 2: Route 2

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

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, no discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

	Corneal Irradiance	DNI (W/m^2)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle (rad)	Sun Altitude (deg)	Sun Azimuth (deg)	Sun Position Vector (i)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (k)	Reflected Sun Vector (i)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (k)
2026-03-23 07:50:00	0,0060482	610	1	0,305	0,010567481	0,027047295	5,1	95,2	0,992	-0,09	0,089	-0,992	0,012	0,126
2026-03-23 07:51:00	0,00523827	612,2	1	0,298	0,010363793	0,014615163	5,3	95,4	0,991	-0,093	0,092	-0,991	0,012	0,13
2026-03-24 07:47:00	0,007120729	608,1	2	0,313	0,010810293	0,04020238	5,1	94,5	0,993	-0,079	0,088	-0,993	0,003	0,118
2026-03-24 07:48:00	0,006519464	610,3	1	0,306	0,010601773	0,033883102	5,2	94,7	0,992	-0,082	0,091	-0,992	0,004	0,123
2026-03-24 07:49:00	0,00582822	612,5	1	0,299	0,010397086	0,025021163	5,4	94,9	0,992	-0,085	0,094	-0,992	0,005	0,127
2026-03-24 07:50:00	0,004965345	614,7	1	0,292	0,010196168	0,010741739	5,6	95,1	0,991	-0,088	0,097	-0,991	0,005	0,131
2026-03-25 07:45:00	0,007891757	608,5	2	0,322	0,011099459	0,046976559	5	93,9	0,994	-0,068	0,088	-0,994	-0,005	0,111
2026-03-25 07:46:00	0,007489224	610,6	2	0,314	0,01088501	0,044096493	5,2	94,1	0,993	-0,071	0,091	-0,993	-0,004	0,115
2026-03-25 07:47:00	0,006957735	612,8	1	0,307	0,010674508	0,039249671	5,4	94,3	0,993	-0,074	0,094	-0,993	-0,003	0,119
2026-03-25 07:48:00	0,006338402	615	1	0,3	0,010467887	0,032432039	5,5	94,5	0,992	-0,077	0,097	-0,992	-0,003	0,124
2026-03-25 07:49:00	0,005622919	617,1	1	0,293	0,010265081	0,022747087	5,7	94,6	0,992	-0,081	0,099	-0,992	-0,002	0,128
2026-03-26 07:43:00	0,008329845	608,8	2	0,33	0,011397124	0,049357177	5	93,2	0,995	-0,056	0,087	-0,995	-0,013	0,103
2026-03-26 07:44:00	0,007991687	610,9	2	0,323	0,011176595	0,047467911	5,2	93,4	0,994	-0,06	0,09	-0,994	-0,012	0,108
2026-03-26 07:45:00	0,007781042	613,1	2	0,315	0,010960128	0,046846384	5,3	93,6	0,994	-0,063	0,093	-0,994	-0,012	0,112
2026-03-26 07:46:00	0,007342548	615,2	2	0,308	0,010747656	0,043469395	5,5	93,8	0,993	-0,066	0,096	-0,993	-0,011	0,116
2026-03-26 07:47:00	0,006790278	617,4	1	0,301	0,010539111	0,038193213	5,7	94	0,993	-0,069	0,099	-0,993	-0,01	0,12
2026-03-26 07:48:00	0,006153156	619,5	1	0,294	0,010334427	0,030839205	5,8	94,2	0,992	-0,073	0,102	-0,992	-0,01	0,125
2026-03-26 07:49:00	0,005408562	621,7	1	0,287	0,010133539	0,020157007	6	94,4	0,992	-0,076	0,105	-0,992	-0,009	0,129
2026-03-27 07:41:00	0,008556212	609,1	2	0,331	0,011436428	0,051350227	5,2	92,8	0,995	-0,048	0,09	-0,995	-0,021	0,1
2026-03-27 07:42:00	0,008153846	611,3	2	0,323	0,011214847	0,048907726	5,3	93	0,994	-0,052	0,093	-0,994	-0,02	0,104
2026-03-27 07:43:00	0,007914299	613,4	2	0,316	0,010997352	0,048025238	5,5	93,2	0,994	-0,055	0,096	-0,994	-0,019	0,109
2026-03-27 07:44:00	0,007632197	615,5	2	0,309	0,010783875	0,046576151	5,6	93,4	0,993	-0,058	0,098	-0,993	-0,019	0,113
2026-03-27 07:45:00	0,00716527	617,7	2	0,302	0,010574347	0,042741823	5,8	93,5	0,993	-0,061	0,101	-0,993	-0,018	0,117
2026-03-27 07:46:00	0,00659632	619,8	1	0,295	0,010368702	0,037031172	6	93,7	0,992	-0,065	0,104	-0,992	-0,017	0,121
2026-03-27 07:47:00	0,005943387	621,9	1	0,288	0,010166875	0,029088132	6,1	93,9	0,992	-0,068	0,107	-0,992	-0,017	0,126
2026-03-27 07:48:00	0,005166849	624	1	0,282	0,0099688	0,017191131	6,3	94,1	0,991	-0,071	0,11	-0,991	-0,016	0,13
2026-03-28 07:39:00	0,00901116	607,5	2	0,34	0,011706685	0,053745277	5,1	92,1	0,995	-0,037	0,089	-0,995	-0,029	0,092
2026-03-28 07:40:00	0,008742635	609,6	2	0,332	0,011479902	0,052849334	5,3	92,3	0,995	-0,041	0,092	-0,995	-0,028	0,097
2026-03-28 07:41:00	0,008409867	611,8	2	0,324	0,011257294	0,051226018	5,5	92,5	0,995	-0,044	0,095	-0,995	-0,028	0,101
2026-03-28 07:42:00	0,007967563	613,9	2	0,317	0,011038793	0,048279751	5,6	92,7	0,994	-0,047	0,098	-0,994	-0,027	0,105
2026-03-28 07:43:00	0,007815117	616	2	0,31	0,010824328	0,048305712	5,8	92,9	0,994	-0,05	0,101	-0,994	-0,026	0,11
2026-03-28 07:44:00	0,007478197	618,1	2	0,303	0,010613833	0,04618429	5,9	93,1	0,993	-0,054	0,104	-0,993	-0,026	0,114
2026-03-28 07:45:00	0,006987107	620,3	2	0,296	0,010407239	0,041915862	6,1	93,3	0,993	-0,057	0,107	-0,993	-0,025	0,118
2026-03-28 07:46:00	0,006402749	622,4	1	0,289	0,010204481	0,03575614	6,3	93,5	0,992	-0,06	0,109	-0,992	-0,024	0,122
2026-03-28 07:47:00	0,005732776	624,5	1	0,282	0,010005494	0,027152567	6,4	93,7	0,992	-0,063	0,112	-0,992	-0,024	0,127
2026-03-28 07:48:00	0,004916428	626,6	1	0,276	0,009810213	0,01373497	6,6	93,8	0,991	-0,067	0,115	-0,991	-0,023	0,131
2026-03-29 07:37:00	0,009380507	607,8	2	0,349	0,012022996	0,05487064	5,1	91,5	0,996	-0,026	0,089	-0,996	-0,037	0,085
2026-03-29 07:38:00	0,009165895	609,9	2	0,341	0,011789826	0,054574807	5,3	91,7	0,995	-0,029	0,092	-0,995	-0,036	0,089
2026-03-29 07:39:00	0,008923732	612,1	2	0,333	0,011560951	0,053977266	5,4	91,9	0,995	-0,033	0,095	-0,995	-0,036	0,093
2026-03-29 07:40:00	0,008638927	614,2	2	0,325	0,0113363	0,052904339	5,6	92,1	0,995	-0,036	0,097	-0,995	-0,035	0,098
2026-03-29 07:41:00	0,008281688	616,3	2	0,318	0,011115802	0,050995906	5,8	92,3	0,994	-0,039	0,1	-0,994	-0,034	0,102
2026-03-29 07:42:00	0,007818686	618,4	2	0,311	0,010899386	0,047747814	5,9	92,4	0,994	-0,042	0,103	-0,994	-0,034	0,106
2026-03-29 07:43:00	0,007722283	620,5	2	0,304	0,010686984	0,048376449	6,1	92,6	0,993	-0,046	0,106	-0,993	-0,033	0,111
2026-03-29 07:44:00	0,007340696	622,6	2	0,297	0,010478528	0,045683109	6,3	92,8	0,993	-0,049	0,109	-0,993	-0,033	0,115
2026-03-29 07:45:00	0,006827105	624,7	2	0,29	0,010273951	0,040993774	6,4	93	0,992	-0,052	0,112	-0,992	-0,032	0,119
2026-03-29 07:46:00	0,006226128	626,8	1	0,283	0,010073187	0,03436005	6,6	93,2	0,992	-0,055	0,115	-0,992	-0,031	0,123
2026-03-29 07:47:00	0,005535153	628,9	1	0,277	0,00987617	0,025002395	6,7	93,4	0,991	-0,059	0,117	-0,991	-0,031	0,128
2026-03-29 07:48:00	0,004657002	631	1	0,271	0,009682837	0,009428885	6,9	93,6	0,991	-0,062	0,12	-0,991	-0,03	0,132
2026-03-30 07:34:00	0,009653856	606	2	0,358	0,012305347	0,055327553	5,1	90,9	0,996	-0,015	0,088	-0,996	-0,045	0,077

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

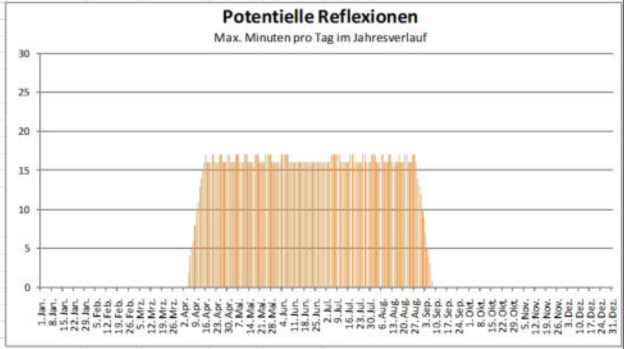
Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	**Messpunkt P1**
07. April	04. September	17	2375	07:09	07:40	

SolPEG
Solar Power Expert Group

Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1:

2375 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
1522 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
853 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
17 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3441 Einträgen /-1051):
1.: Zeitraum ab 05:40 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)



© Copyright Information | Document reference: 20260109.175800DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited