

Blendgutachten PV Anlage Sontheim

**Analyse der potentiellen Blendwirkung
der geplanten PV Anlage Sontheim
in Schwaben (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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich	21
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Mindelheimer Straße nördlich	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich	23
4.5	Ergebnisse für Landeanflug auf Flughafen Memmingen, Landebahn 24	24
4.6	Ergebnisse für Landeanflug auf Flughafen Memmingen, Landebahn 06	25
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	26
6	Schlussbemerkung	27
7	Anhang	28 - 40

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Sontheim

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Sontheim“ für die Bahnstrecke Buchloe–Memmingen sowie für Anwohner von umliegenden Gebäuden zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren. Zusätzlich wird eine mögliche Blendwirkung für den Flughafen Memmingen untersucht.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 2014). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Sontheim“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke und für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet östlich von Sontheim, ca. 14 km östlich von Memmingen in Schwaben (Bayern). Die Fläche befindet sich westlich der Bahnstrecke Buchloe–Memmingen. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche östlich von Sontheim in Schwaben, ca. 14 km östlich von Memmingen. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	48.009°N, 10.366°O 621 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 480 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 10 m – 15 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 260 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

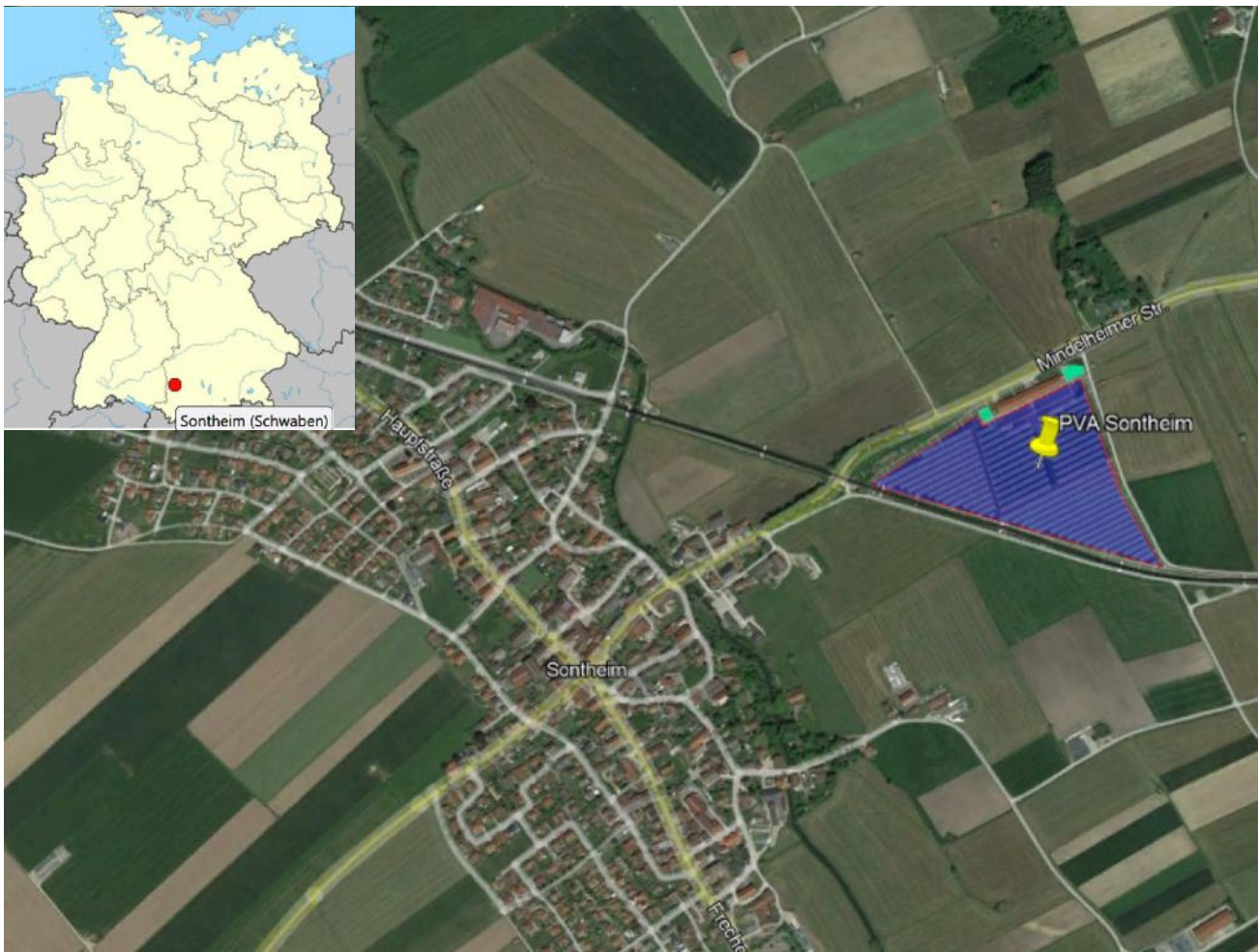


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage



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

Detailansicht

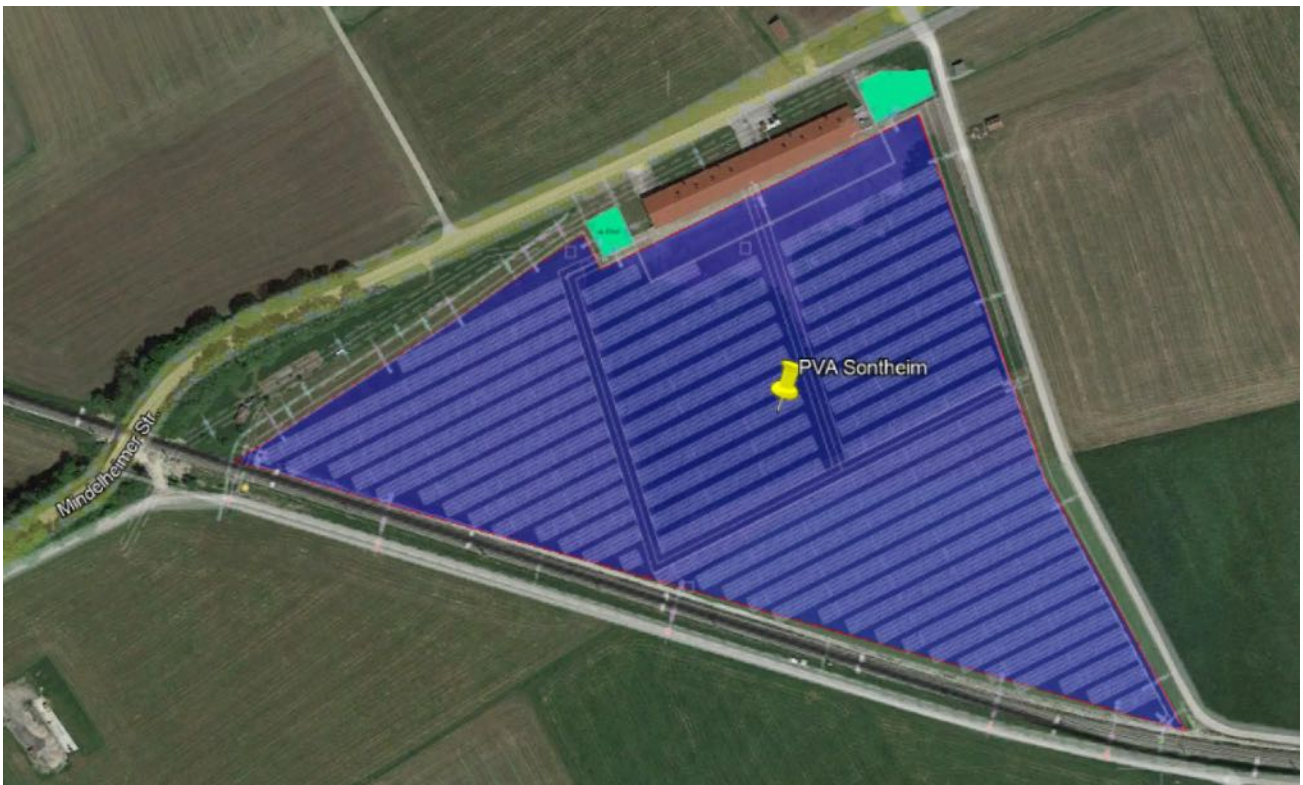


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und Umgebung. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude im Südwesten theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, aufgrund Ausrichtung der Module sind allerdings Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen eher unwahrscheinlich. Der Standort wird dennoch untersucht.

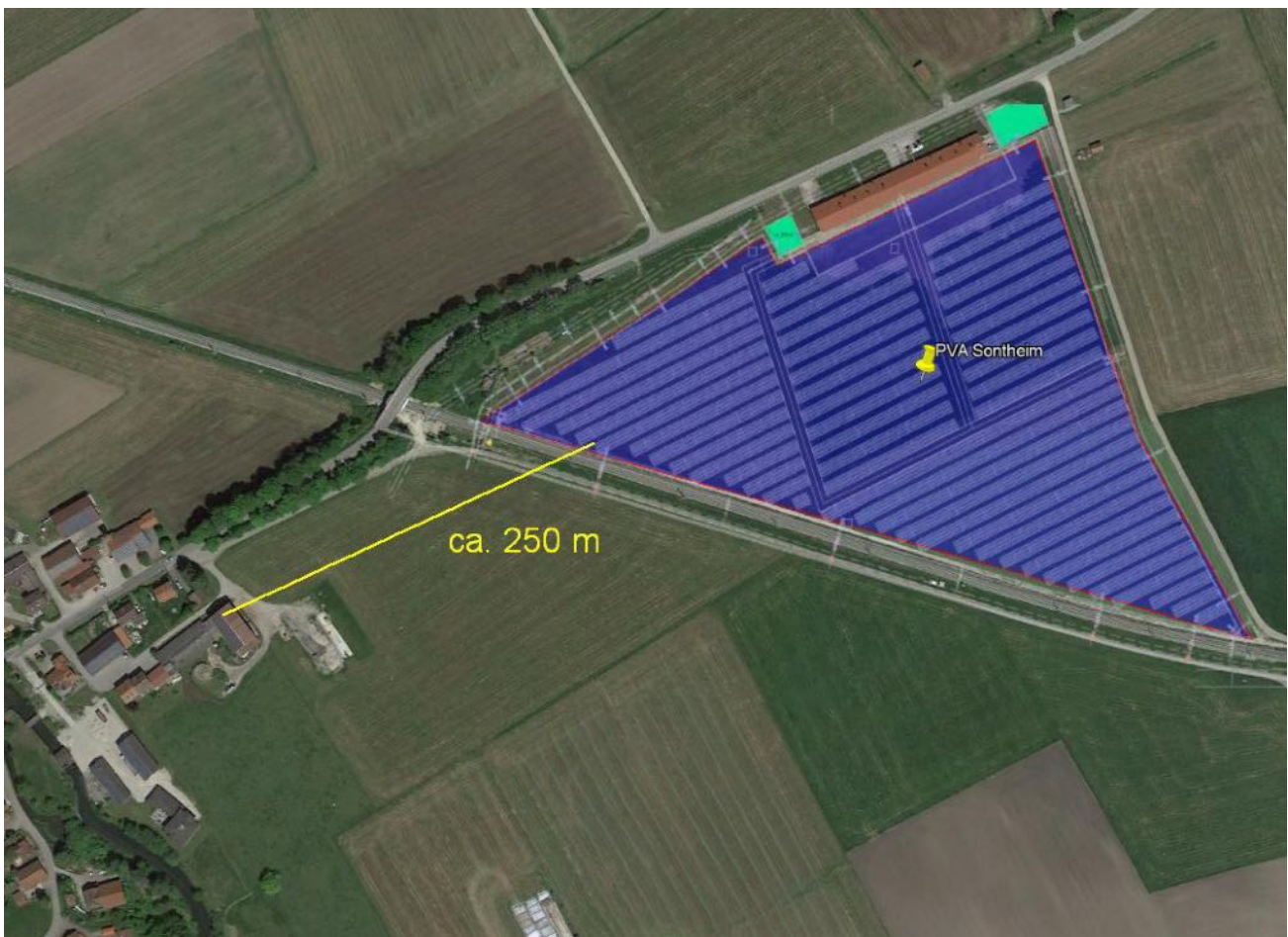


Bild 2.2.1: Gebäude südwestlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig² die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

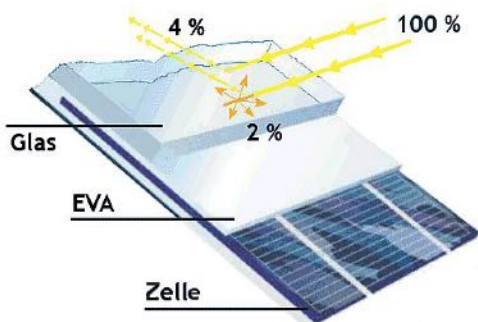


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

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

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

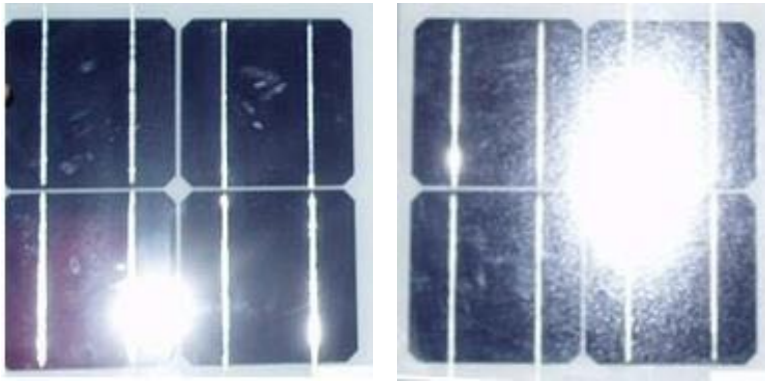


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

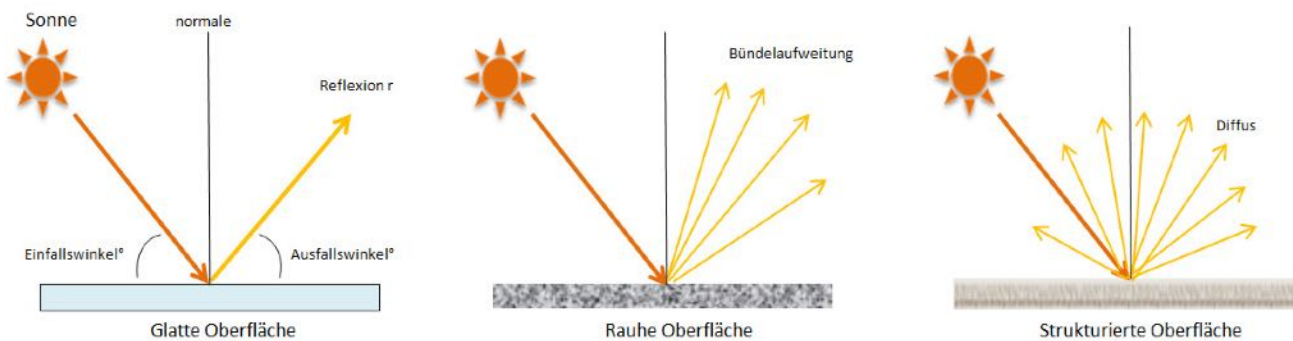


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

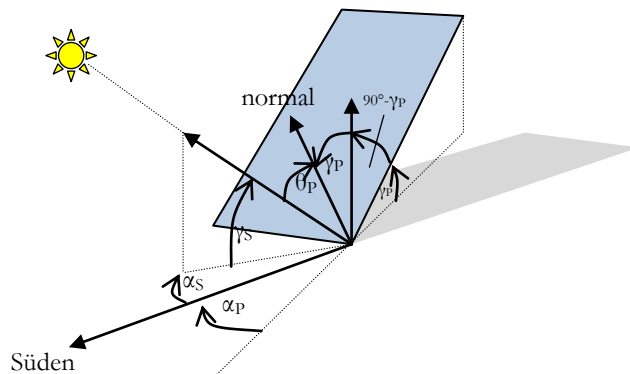


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

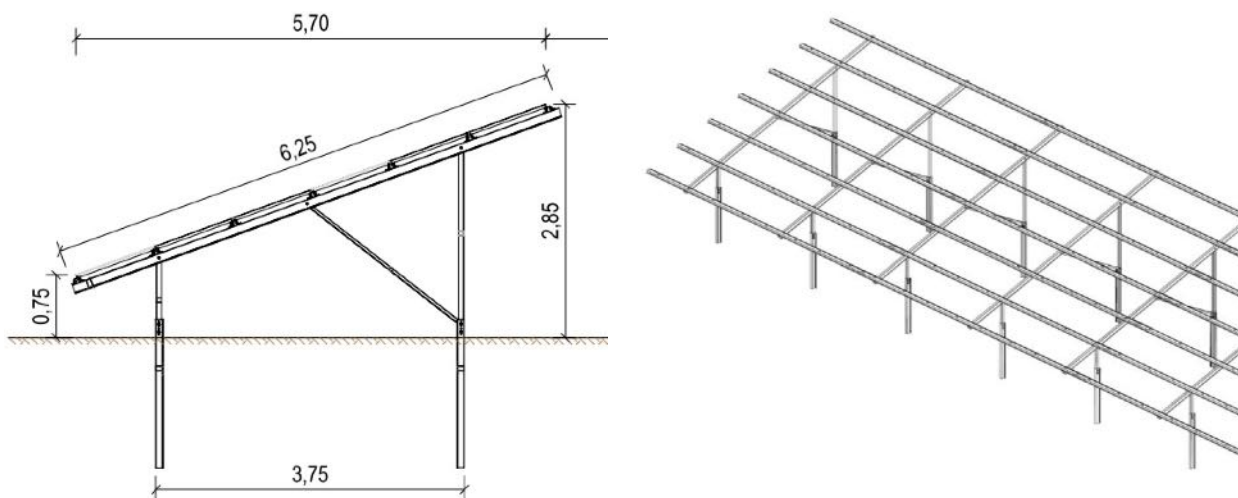


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Risen, Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	154° (180° = Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 3,5 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Höhe Messpunkte über Boden	2 m
Anzahl der Messpunkte	4 Messpunkte sowie Landeanflüge (siehe Skizze 3.5.1)

Hinweis:

Die Simulation wurde auch mit anderen Modulneigungen durchgeführt (u.a. 15°) und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Ergebnisse. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf 20° Modulneigung.

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Sontheim wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 1 Messpunkt auf der Mindelheimer Straße sowie 1 Messpunkt im Bereich der westlich gelegenen Gebäude. Darüber hinaus wurde die potentielle Blendwirkung beim Landeanflug auf den Flughafen Memmingen untersucht.

Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 3 gewählten Messpunkte P1-P4:



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

In SolPEG Blendgutachten werden üblicherweise Flugplätze und andere besondere Zonen im Umkreis von 10 km um die PV Anlage untersucht. Im vorliegenden Fall wird eine mögliche Blendwirkung für den Flughafen Memmingen (ICAO-Code EDJA) untersucht, dessen Landebahn sich ca. 8,5 km südwestlich der PV Anlage befindet. Aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle werden potentielle Reflexionen am Memmingen Tower (ATCT) nicht weiter untersucht.

Die folgende Skizze gibt einen Überblick über Flugrouten (November) und die Entfernungen.

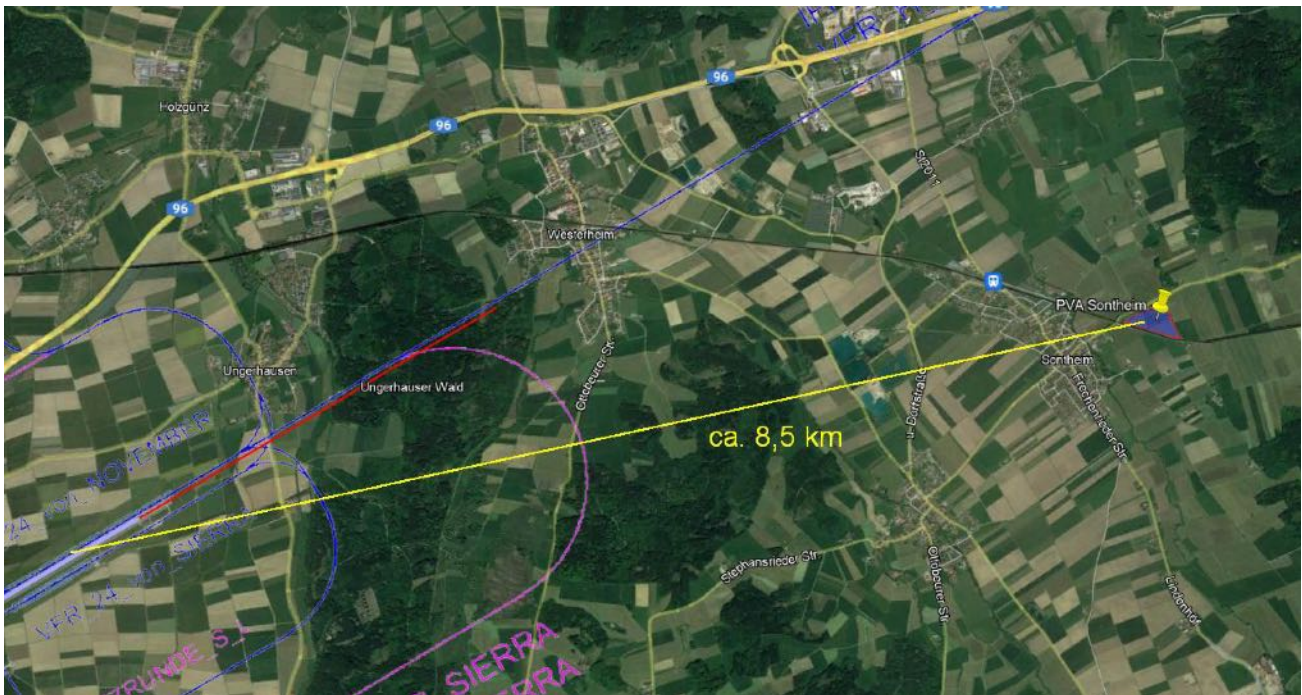


Bild 3.5.2: Übersicht über die PV Anlage und Flughafen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgende Skizze zeigt die Start/Landebahn (06/24) im Detail.

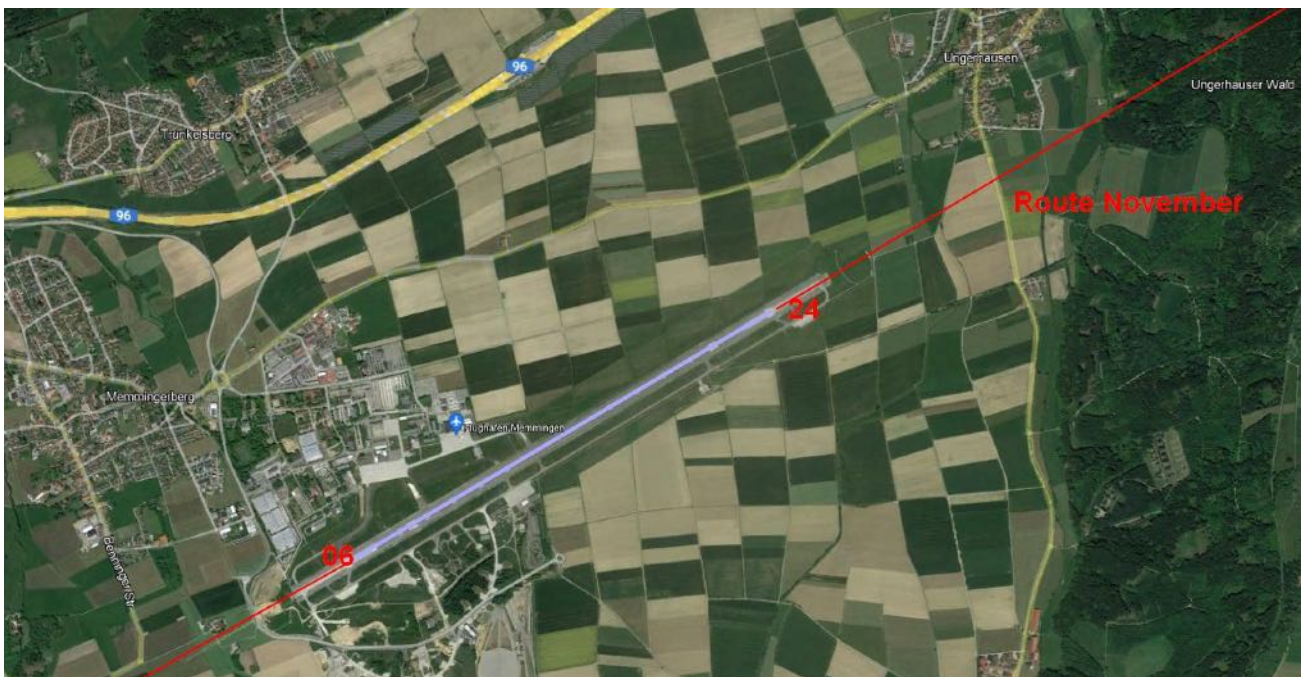


Bild 3.5.3: Start- / Landebahn Memmingen, 2630 m Länge, 45 m Breite (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 68 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

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

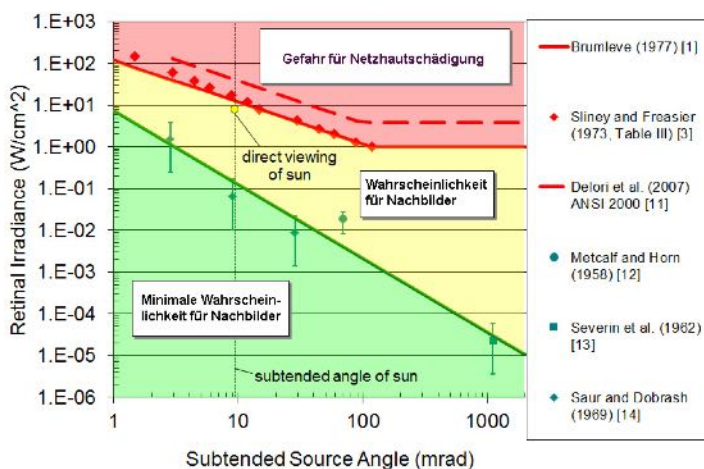


Bild 3.6.1 Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁷ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

Flugverkehr

Piloten sind darauf trainiert mit Sonnenlicht aus wechselnden Richtungen und auch mit Reflexionen z. B. von Wasserüberflächen, Parkplätzen und Glasflächen umzugehen. Darüber hinaus kann sich der Pilot auf mehrere Navigationsinstrumente verlassen, wenn die Sicht aus dem Cockpitfenster gestört ist. Die Sicht aus dem Cockpit ist in der Regel durch die Konstruktion und die Instrumentierung eingeschränkt. Beim Starten und Landen ist der Blick des Piloten hauptsächlich geradeaus und auf die Instrumente gerichtet. Das kritische Sichtfeld, in dem Reflexionen stören könnte, beträgt lt. Definition der US Flugsicherheitsbehörden (FAA) $\pm 30^\circ$ zur Blickrichtung. Reflexionen außerhalb von 30° von der geraden Blickrichtung werden in der Regel als unkritisch angesehen. Der vertikale Blickwinkel nach unten beträgt aufgrund der Konstruktion und Ausstattung des Cockpits in der Regel weniger als 10° .



Bild 3.6.2: Blick ins Cockpit (Airbus A360)⁹



Bild 3.6.3: Vertikale Blickrichtung

Es gibt bereits PV Anlagen an zahlreichen internationalen Flughäfen, z.B. in München, Stuttgart, Zürich, San Francisco, Oakland, Denver, Boston und Changi. Die U.S. Federal Aviation Administration (FAA) stellt in ihrem technischen Leitfaden zur Bewertung ausgewählter Solartechnologien auf Flughäfen fest:

"Solaranlagen sind derzeit auf einer Reihe von Flughäfen in Betrieb, darunter Solaranlagen im Megawattbereich, die sich über mehrere Hektar erstrecken. Projektleiter von sechs Flughäfen, auf denen Solaranlagen seit ein bis drei Jahren in Betrieb sind, wurden zu Beschwerden über Blendwirkung befragt. Von drei dieser Flughäfen wurden Fluglotsen kontaktiert und gebeten, sich zu den Auswirkungen der Blendung auf ihren täglichen Betrieb zu äußern. Bislang gab es keine ernsthaften Beschwerden von Piloten oder Fluglotsen über Blendwirkungen von bestehenden Solaranlagen auf Flughäfen."¹⁰

⁹ Quelle: <https://i.stack.imgur.com/35Ka8.jpg>

¹⁰ Dokument https://www.faa.gov/airports/environmental/policy_guidance/media/airport-solar-guide-print.pdf, Seite 41

Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.4: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

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



Bild 3.6.5: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts ICE (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Sontheim wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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 Richtlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder. Teilweise sind nach der Bereinigung an einzelnen Immissionsorten keine Reflexionen mehr nachweisbar.

Für die untersuchte Modulinstallation mit einer Neigung von 20° und einer Ausrichtungen von 154° (26° nach Osten gedreht) sind nach Bereinigung der Rohdaten an den untersuchten Immissionsorten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Auch für den Flugverkehr sind keine relevanten Reflexionen vorhanden. Zur Kontrolle wurden auch die unbereinigten Rohdaten überprüft und hier zeigen sich erwartungsgemäß nur an einzelnen Immissionsorten minimale Reflexionen durch die PV Anlage (Tabelle 3, Spalte 1). Diese sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen.

Darüber hinaus wurde die PV Anlage auch mit unterschiedlichen Neigungen und Ausrichtungen simuliert. Hier zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leichte Abweichungen die aber überwiegend nicht relevant sind. Die folgende Tabelle zeigt die unbereinigten Ergebnisse für die unterschiedlichen Installationsvarianten. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Erläuterungen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

Tabelle 3: Reflexionen für die jeweilige Ausrichtung / Neigung [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	154° / 20°	154° / 15°	194° / 20°	194° / 15°
P1 Bahnstrecke südöstlich	-	444 ^{DW}	1772 ^W	1480 ^W
P2 Bahnstrecke südlich	47 ^{DW}	-	6524 ^W	5341 ^W
P3 Mindelheimer Straße	-	-	604 ^{WD}	253 ^{WD}
P4 Gebäude südwestlich	717 ^{DE}	528 ^D	1297 ^D	1501 ^D
Landeanflug November auf Landebahn 24	-	-	-	-
Landeanflug Sierra auf Landebahn 24 / Platzrunde	-	-	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke sind keine Reflexionen durch die geplante PV Anlage nachweisbar. Selbst bei einer Installationsvariante mit einem Neigungswinkel von 20° und einer Ausrichtung der Module von 194° können nur an insgesamt 1772 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 18. April und dem 24. August in einem kurzen Abschnitt zwischen 18:59 – 19:35 Uhr für 5 bis max. 21 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m) und daher können Beeinträchtigungen von Zugführern mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P1 für die Installation mit einer Ausrichtung der Module von 194° und einer Neigung von 20° , sog. „worst case“.



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

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Westen den relevanten Sichtwinkel. Im gelben Bereich könnten potentielle Reflexionen wahrgenommen werden. Aufgrund der Einfallswinkel der Reflexionen ist eine Beeinträchtigung für Zugführer nicht wahrscheinlich. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt und es befinden sich auch keine Bahnübergänge im weiteren Verlauf der Strecke.

Hinweis: Der blau hinterlegte Bereich zeigt schematisch die Installation der PV Anlage mit einer Ausrichtung von 154° , die Variante mit 194° würde sich etwas anders darstellen. In der Darstellung ist allerdings vornehmlich der gelb markierte Bereich relevant, in dem potentielle Reflexionen auftreten können.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) verdeutlicht die Situation beispielhaft am 21. August abends um 19 Uhr am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen aus Sicht des Zugführers. Die PV Anlage und potentielle Reflexionen sind rechts im Bild angedeutet.

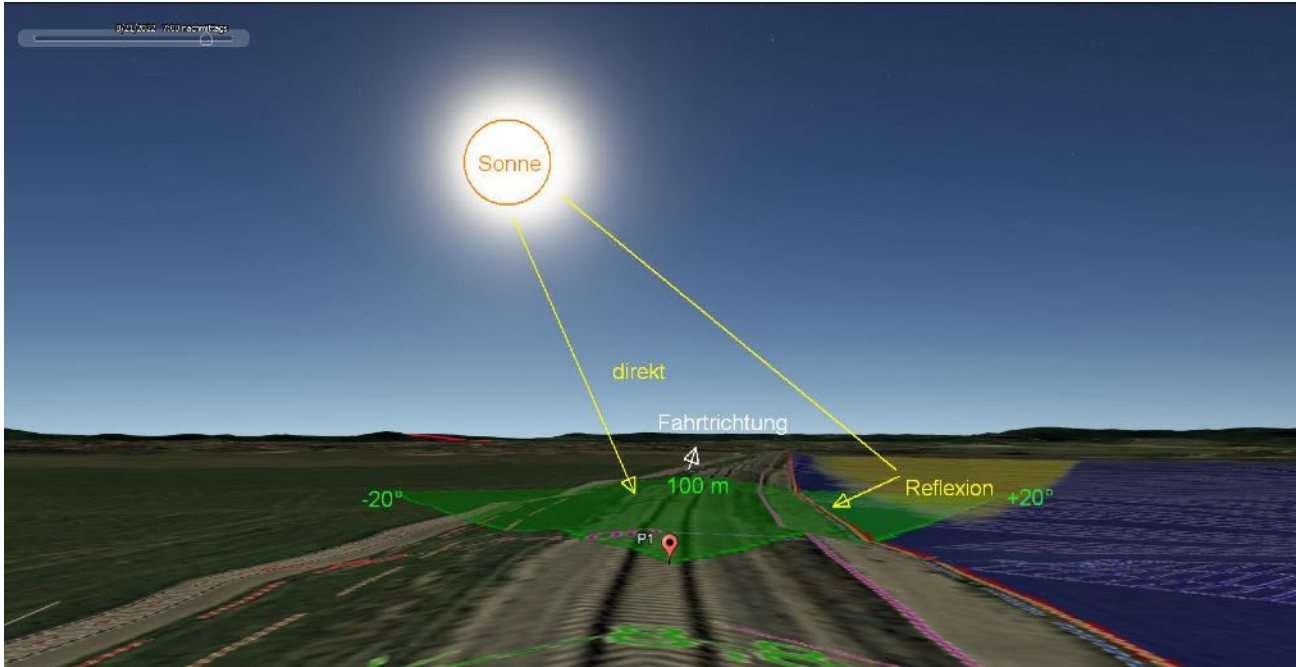


Bild 4.1.2: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Westen aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage zwar evt. im Randbereich sichtbar ist aber Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind nicht wahrscheinlich, da diese überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels auftreten würden.

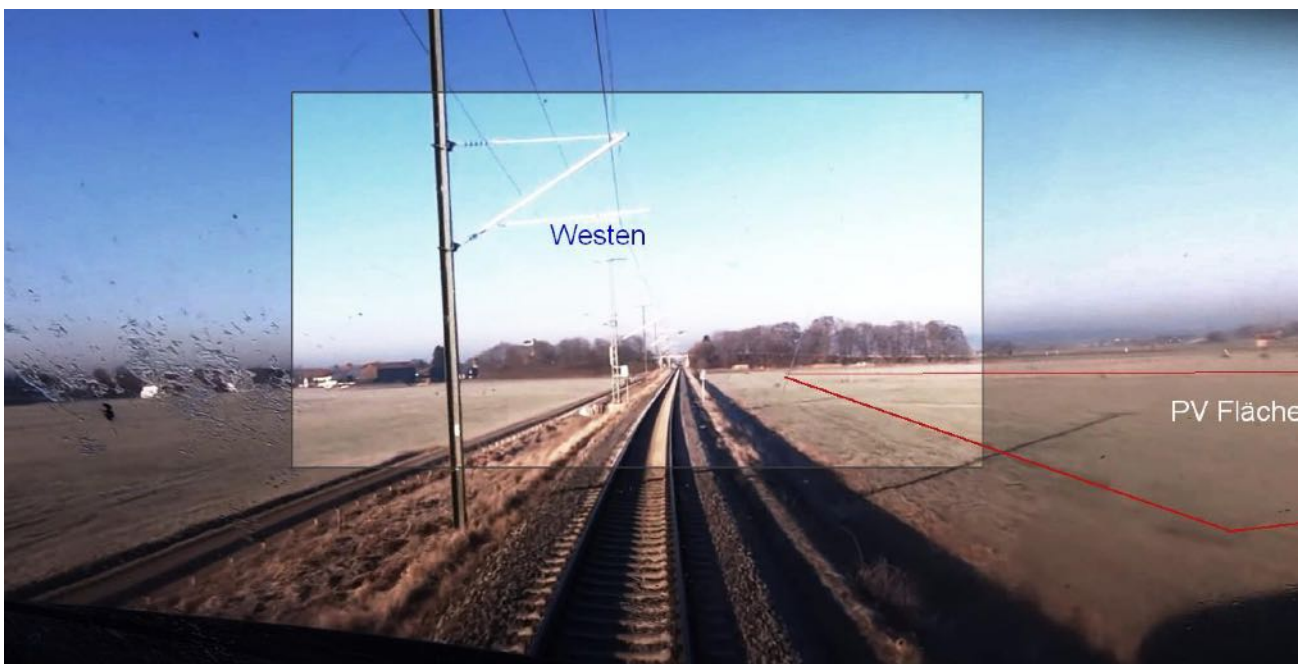


Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Westen (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke südlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke sind bei der hier untersuchten Installationsvariante keine Reflexionen durch die geplante PV Anlage nachweisbar. Bei der Installationsvariante mit einem Neigungswinkel von 20° und einer Ausrichtung der Module von 194° („worst case“) können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Bei der Fahrt Richtung Westen ist die Wahrscheinlichkeit für Reflexionen minimal und daher zu vernachlässigen.

Bei der Fahrt Richtung Südosten können zwischen dem 12. März und dem 01. Oktober in den frühen Morgenstunden zwischen 05:53 – 07:02 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit -21° bis -35° links (östlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 für die Installation mit einer Ausrichtung der Module von 194° und einer Neigung von 20° , sog. „worst case“.

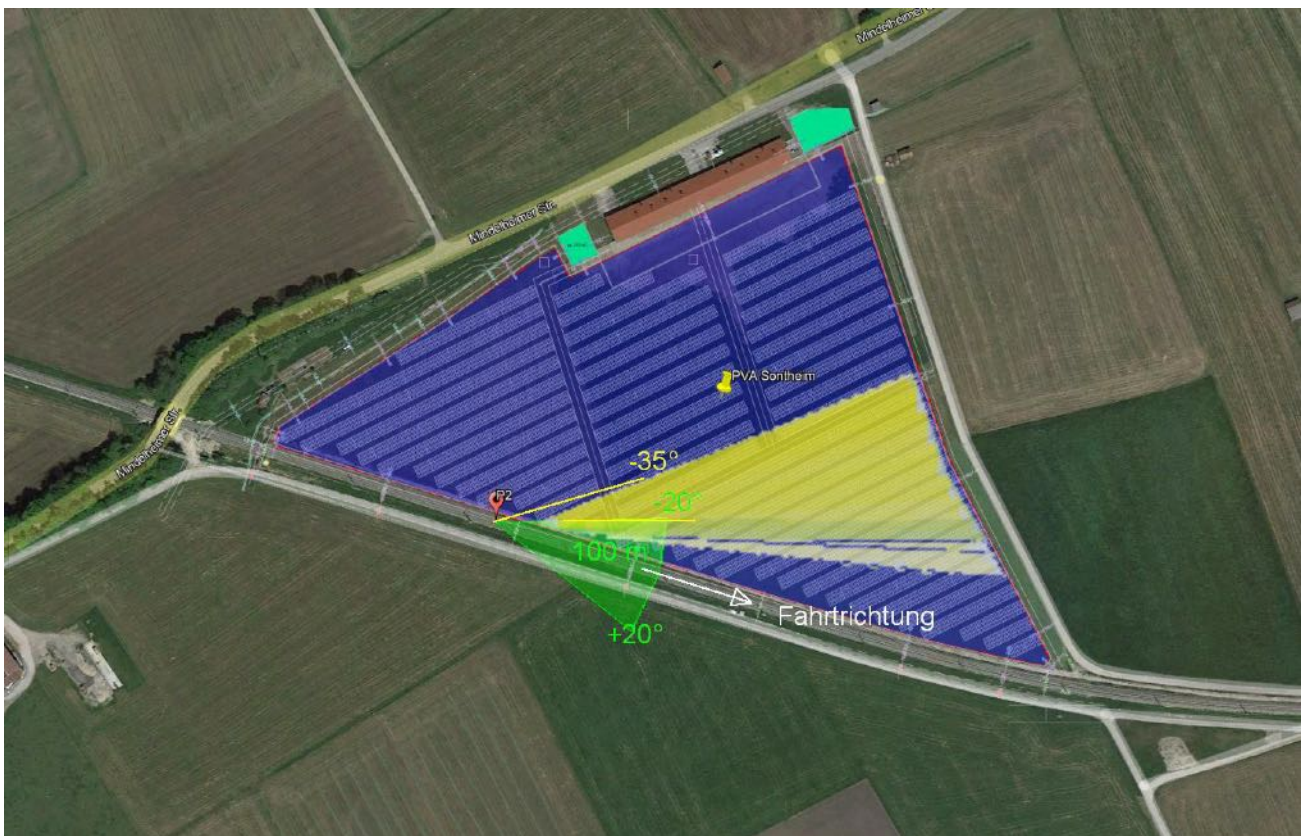


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Südosten den relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m). Im Gelb markierten Bereich könnten potentielle Reflexionen auftreten.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Mindelheimer Straße nördlich

Auch am Messpunkt P3 auf der Mindelheimer Straße nördlich der PV Anlage sind bei der hier untersuchten Installationsvariante keine Reflexionen nachweisbar. Selbst bei der Installationsvariante mit einem Neigungswinkel von 20° und einer Ausrichtung der Module von 194° können theoretisch bei der Fahrt Richtung Nordosten nur an insgesamt 604 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Bei der Fahrt Richtung Südosten können zwischen dem 15. März und dem 28. September in den frühen Morgenstunden zwischen 06:34 – 07:02 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen rechts (östlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Reflexionen sind in der Realität nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 für die Installation mit einer Ausrichtung der Module von 194° und einer Neigung von 20° .



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

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Nordosten den relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m). Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten, in der Realität besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage können theoretisch an insgesamt 717 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Das ist deutlich unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Selbst bei der Installationsvariante mit einem Neigungswinkel von 20° und einer Ausrichtung der Module von 194° können rein rechnerisch nur an insgesamt 1297 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:34 – 06:59 Uhr für 5 bis max. 12 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten.

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3,6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Das Simulationsergebnis muss relativiert werden.

PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,041 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,297 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

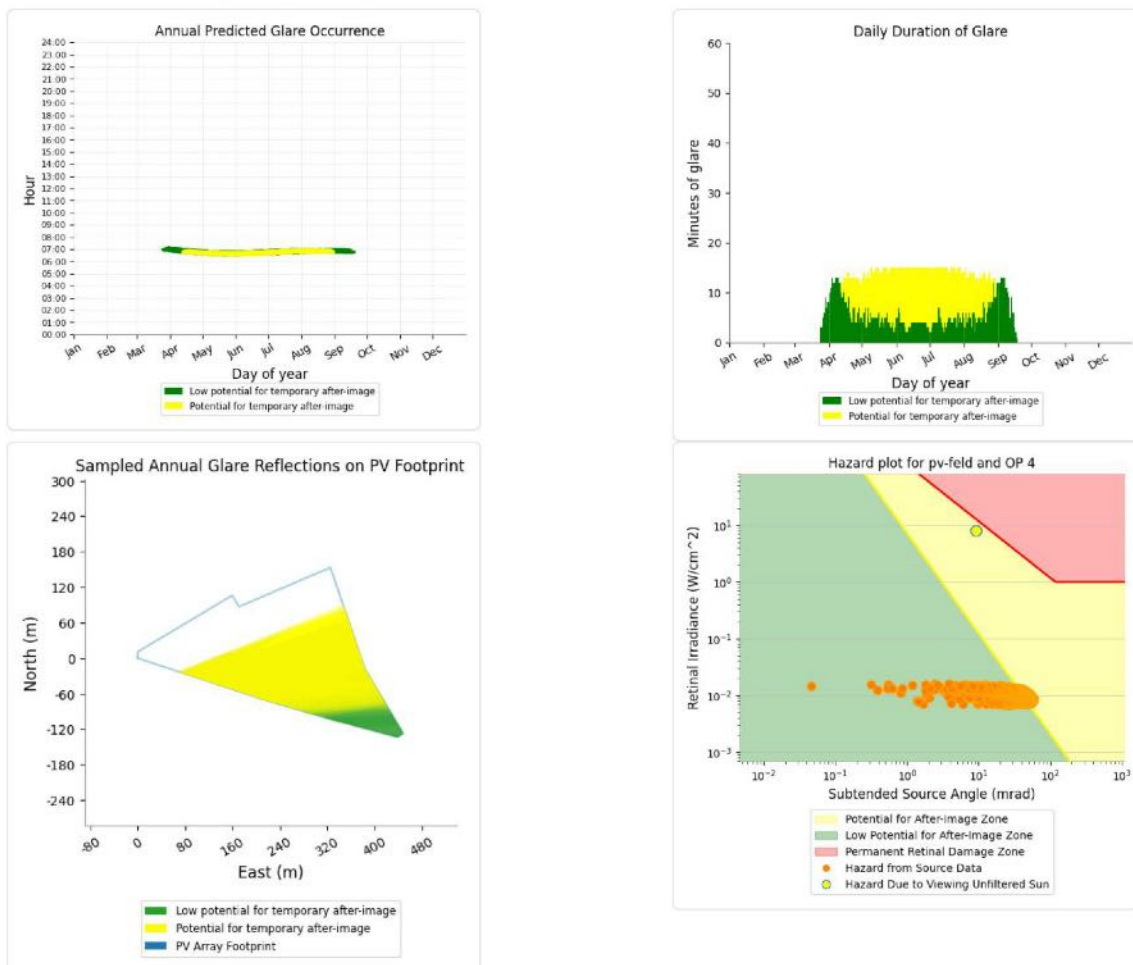


Bild 4.4.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.5 Ergebnisse für Landeanflug auf Flughafen Memmingen, Landebahn 24

Neben ortsfesten Standorten werden auch potentielle Beeinträchtigungen für den Flugverkehr untersucht sofern dies erforderlich ist. Das hierbei genutzte Verfahren entspricht den Vorgaben der Amerikanischen Luftfahrtbehörde FAA¹¹ zur Analyse von Blendwirkungen bei Flughäfen. Üblicherweise wird dabei die Start- und Landephase näher betrachtet mit Schwerpunkt auf der Landephase.

Der Flughafen Memmingen (ICAO-Code EDJA) verfügt über eine Start/Landebahn (SLB) in Richtung Ost-West (60° bzw. 240°).

Bei der Berechnung einer potentiellen Blendwirkung wird gemäß Vorgaben der FAA eine Flugbahn von ca. 3,2 km Länge zwischen "2 mile point" (ca. 190 m Höhe über Boden) bis "threshold" (15 m Höhe) mit einem Winkel von 3° analysiert.

Die folgende Skizze zeigt den Landeanflug Route „November“ von Nordosten auf Landebahn 24. Der Anschnitt des 2-mile Landeanfluges ist durch eine rote Linie gekennzeichnet.

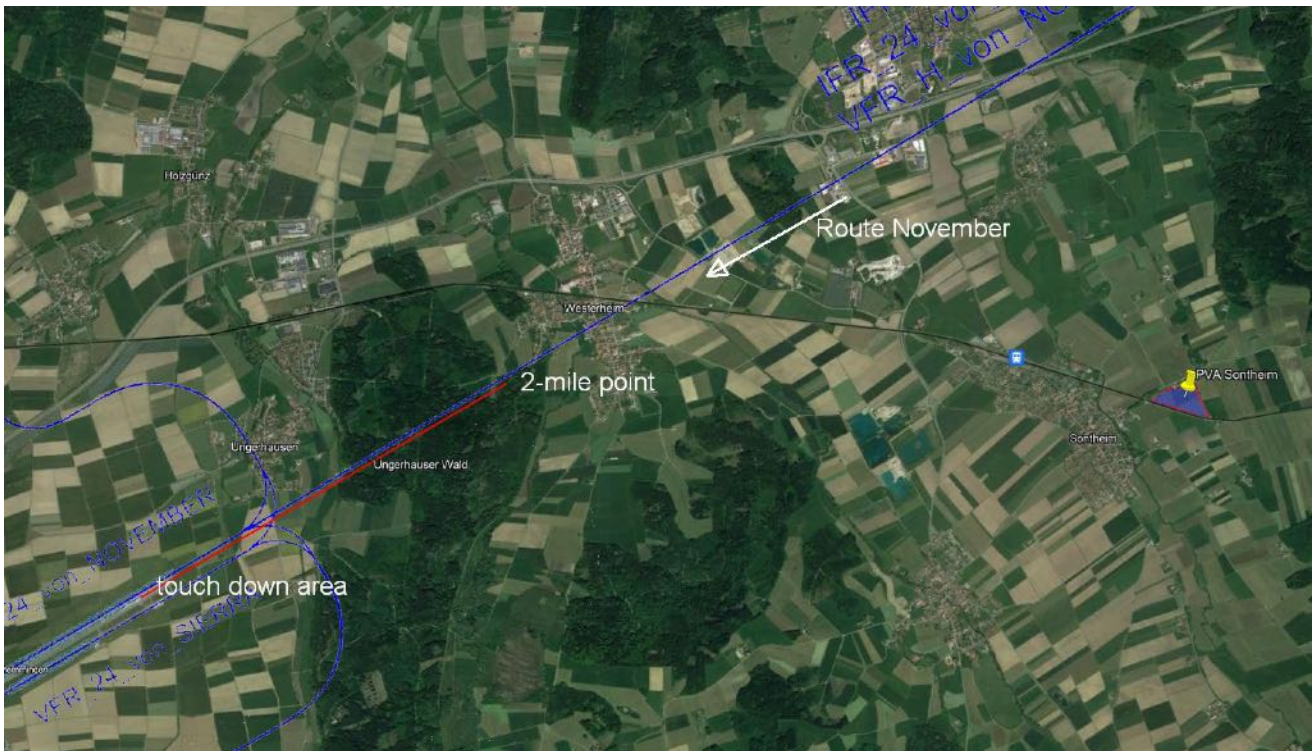


Bild 4.5.1: Landeanflug aus Nordosten auf Flughafen Memmingen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Simulation zeigt keine Reflexionen im Bereich des Landeanfluges auf die Landebahn 24. Dies gilt für alle untersuchten Installationsvarianten der PV Anlage. Eine Beeinträchtigung des Flugverkehrs durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Der Memmingen Tower (ATCT) kann aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 9 km nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und wird daher hier nicht separat aufgeführt.

¹¹ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

4.6 Ergebnisse für Landeanflug auf Flughafen Memmingen, Landebahn 06

Beim Landeanflug aus Richtung Südwesten auf die Landebahn 06 können zwischen dem 03. Mai und dem 09. August/September in den frühen Morgenstunden zwischen 06:34 - 07:04 Uhr theoretisch für 3 - 17 Minuten Reflexionen der Kategorie Grün auftreten. Diese sind jedoch aufgrund der geringen zeitlichen Dauer, der sehr großen Entfernung von ca. 15 km und der geringeren Leuchtdichte (Kategorie Grün) zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung für Piloten durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgenden Diagramme zeigen das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf beim Landeanflug auf die Landebahn 06.

PV Feld - Receptor (FP Sierra)

PV array is expected to produce the following glare for observers on this flight path:

- 1,934 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

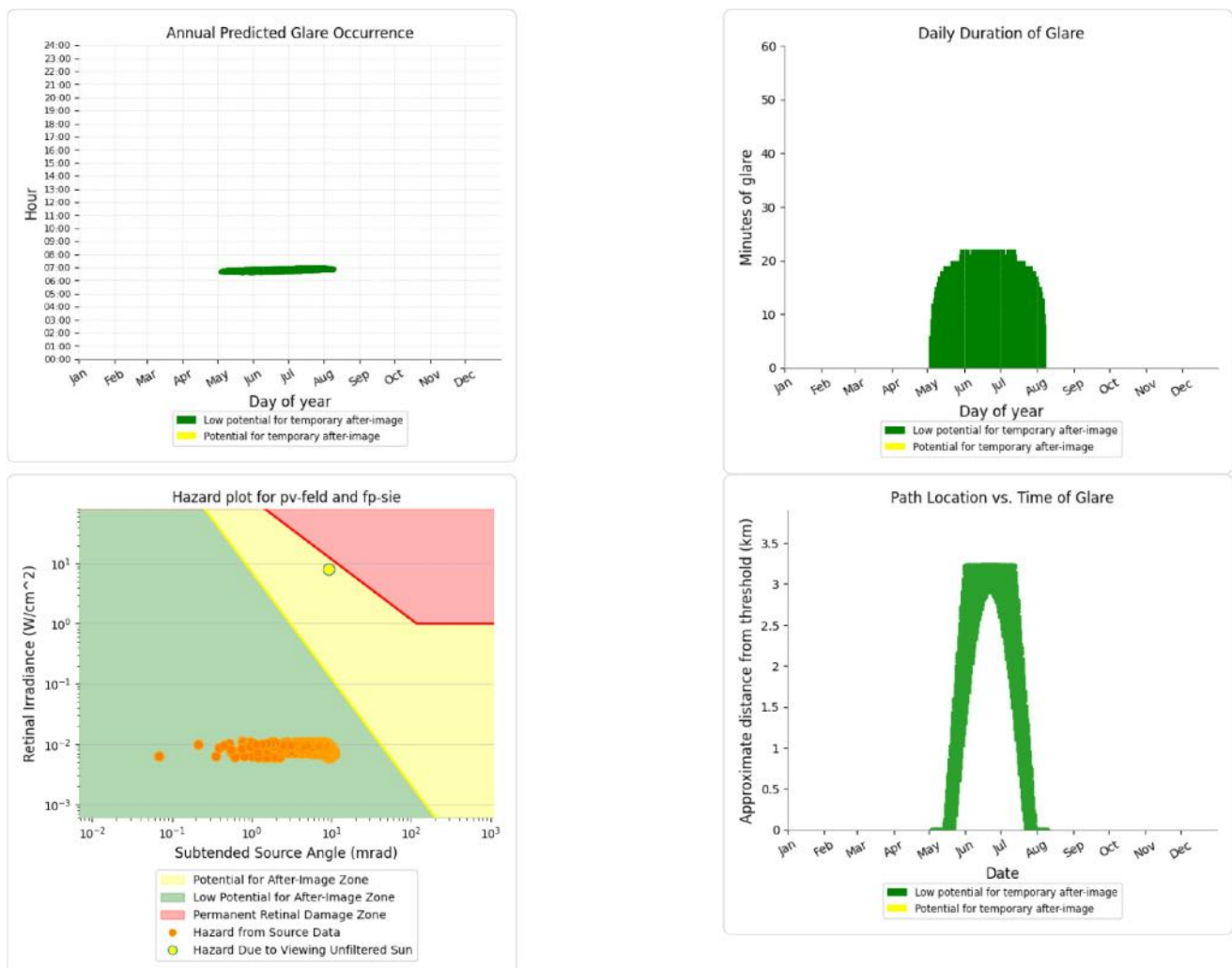


Bild 4.4.1: Ergebnisdetails für den Landeanflug auf Landebahn 06 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potentiellen Reflexionen ergriffen.

Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtungen der Anlage. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung zwischen 15° - 20° und mit Ausrichtung zwischen 154° - 194° errichtet werden.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die Bahnstrecke Buchloe – Memmingen nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Verkehrsteilnehmer auf der Mindelheimer Straße sind nicht von Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt, da einerseits die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen und andererseits besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Die westlich gelegenen Gebäude können nur theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund der geringen zeitlichen Dauer von potentiellen Reflexionen kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die Analyse der potentiellen Blendwirkung für den Flugverkehr des Flughafens Memmingen wurde gemäß internationalen Vorgaben der US Flugsicherungsbehörde FAA durchgeführt. Für den Standard 2-mile Landeanflug aus nordöstlicher Richtung (Route November) auf Landebahn 24 sind keine Reflexionen durch die geplante PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung des Flugverkehrs durch die PV Anlage ist nicht gegeben.

Landeanflüge auf Landebahn 06 (Route Sierra) können nur in einem kurzen Zeitfenster morgens zwischen 06:34 - 07:04 Uhr theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 15 km zur Immissionsquelle und aufgrund der geringeren Leuchtdichte sind potentielle Reflexionen allerdings nicht geeignet um relevante Blendwirkungen hervorzurufen (Kategorie Grün).

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

¹²Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

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 22.09.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

Gesamtübersicht:

Modulauslegung:
 20° Aufständigung
Modulausrichtung:
 154° Süd

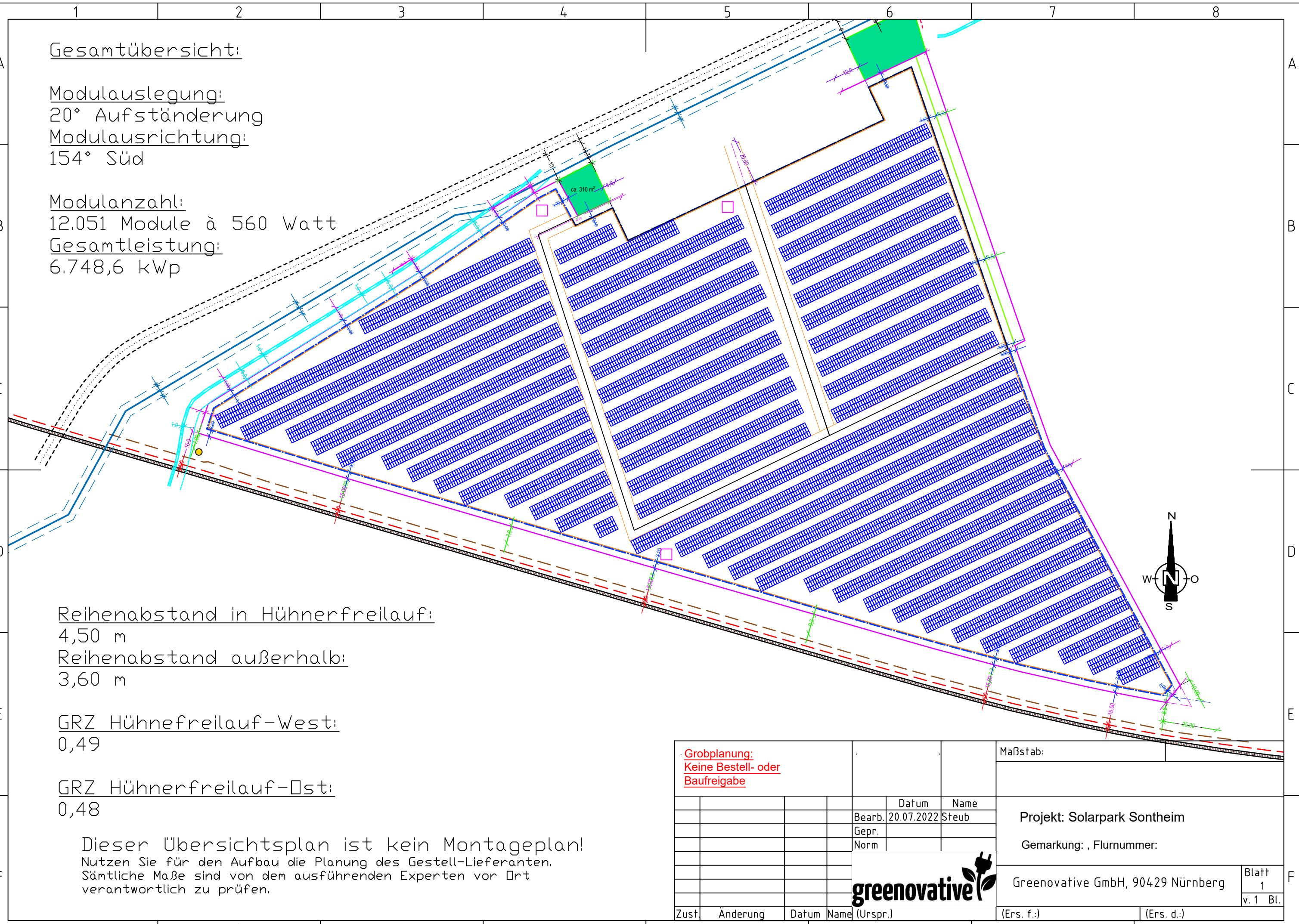
Modulanzahl:
 12.051 Module à 560 Watt
Gesamtleistung:
 6.748,6 kWp

Reihenabstand in Hühnerfreilauf:
 4,50 m
Reihenabstand außerhalb:
 3,60 m

GRZ Hühnerfreilauf-West:
 0,49

GRZ Hühnerfreilauf-Ost:
 0,48

Dieser Übersichtsplan ist kein Montageplan!
 Nutzen Sie für den Aufbau die Planung des Gestell-Lieferanten.
 Sämtliche Maße sind von dem ausführenden Experten vor Ort
 verantwortlich zu prüfen.



Grobplanung: Keine Bestell- oder Baufreigabe				Maßstab:	
		Datum	Name	Projekt: Solarpark Sontheim	
		Bearb. 20.07.2022	Steub		
		Gepr.			
		Norm		Gemarkung: , Flurnummer:	
				Greenovative GmbH, 90429 Nürnberg	
				Blatt 1	
Zust	Änderung	Datum	Name (Urspr.)	(Ers. f.):	(Ers. d.):



TITAN

HIGH PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE PERC MODULE



RSM120-8-580M-605M

120 CELL Mono PERC Module	580-605Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.4% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive power tolerance of 0~+3%
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and system certification
 - IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



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

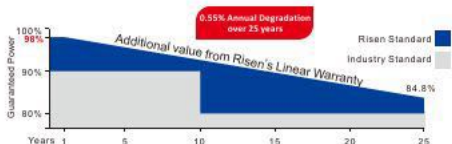
RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Teshan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

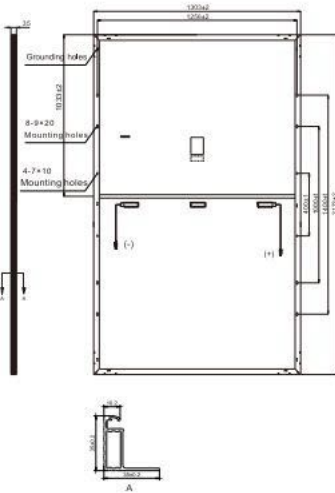


* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.



THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.80	41.00	41.20	41.40	41.60	41.80
Short Circuit Current-Isc(A)	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32	18.37
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	33.94	34.12	34.32	34.50	34.70	34.88
Maximum Power Current-Imp(A)	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30	17.35
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Maximum Power-Pmax (Wp)	439.5	443.1	447.0	450.7	454.6	458.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37.94	38.13	38.32	38.50	38.69	38.87
Short Circuit Current-Isc (A)	14.85	14.89	14.93	14.97	15.02	15.06
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.50	31.66	31.85	32.02	32.20	32.37
Maximum Power Current-Imp (A)	13.95	13.99	14.04	14.08	14.12	14.16

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

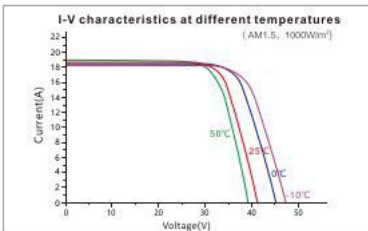
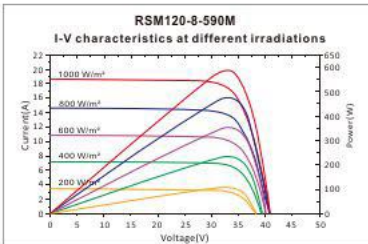
	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2310
Box gross weight[kg]	1017

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.

No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



Our Partners:

Sontheim

Sontheim_194

Created Sept. 26, 2022
Updated Sept. 26, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 76500.13533

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



Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	194.0	5,440	10,197	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 59,844 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 59,844 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 194.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.008785	10.362309	619.53	2.00	621.53
2	48.008882	10.362312	619.54	2.00	621.54
3	48.009740	10.364450	619.61	2.00	621.61
4	48.009568	10.364600	619.83	2.00	621.83
5	48.010163	10.366671	622.78	2.00	624.78
6	48.008620	10.367454	622.34	2.00	624.34
7	48.007644	10.368323	622.33	2.00	624.33
8	48.007583	10.368191	622.08	2.00	624.08
9	48.007856	10.366675	620.36	2.00	622.36
10	48.008150	10.365195	619.53	2.00	621.53

2-Mile Flight Path Receptor(s)

Name: FP November
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 239.0 deg
Glide slope: 3.0 deg
Pilot view restricted? Yes
Vertical view restriction: 20.0 deg
Azimuthal view restriction: 30.0 deg



Point	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
Threshold	47.994138	10.252922	626.81	15.24	642.05
2-mile point	48.009030	10.289999	620.03	190.70	810.73

Name: FP Sierra
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 60.0 deg
Glide slope: 3.0 deg
Pilot view restricted? Yes
Vertical view restriction: 20.0 deg
Azimuthal view restriction: 30.0 deg



Point	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
Threshold	47.983473	10.225435	634.07	15.24	649.31
2-mile point	47.969017	10.187982	604.07	213.92	817.99

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.007510	10.368071	622.94	0.00	622.94
OP 2	48.008314	10.364101	621.04	0.00	621.04
OP 3	48.009806	10.363693	620.21	0.00	620.21
OP 4	48.007623	10.359745	618.66	0.00	618.66

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	20.0	194.0	5,440	10,197	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	55	366	414	524	498	343	185	1	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	101	420	1229	1753	1618	580	221	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
FP: FP November	0	0
FP: FP Sierra	1934	0
OP: OP 1	301	1772
OP: OP 2	1217	6524
OP: OP 3	947	604
OP: OP 4	1041	1297

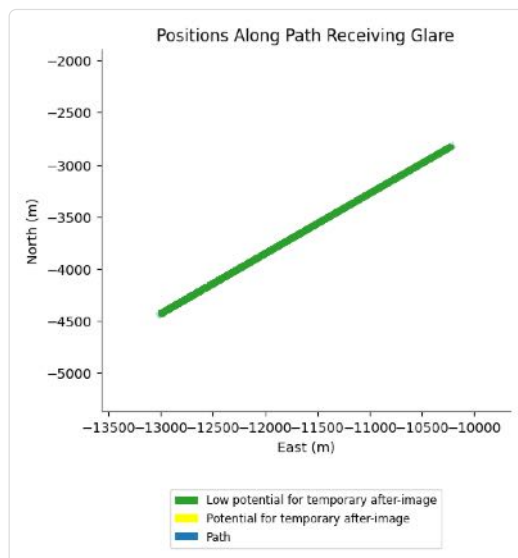
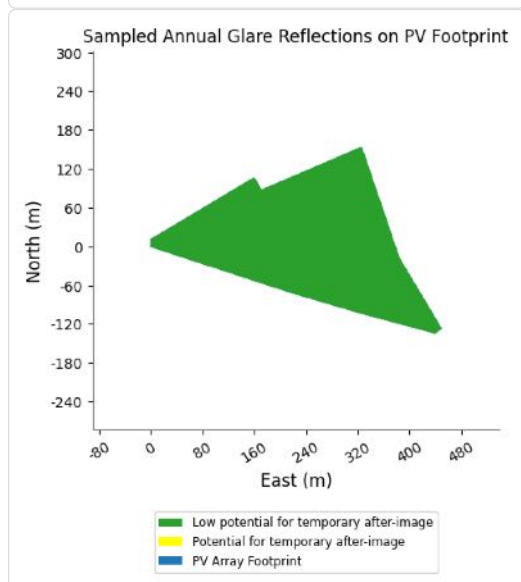
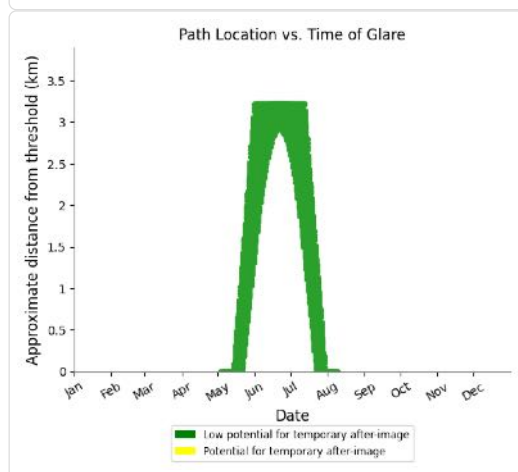
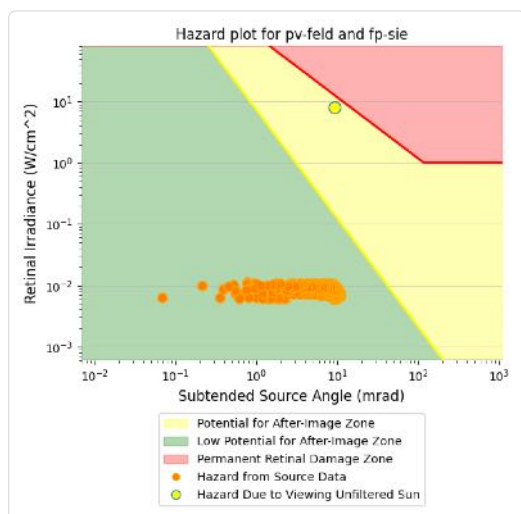
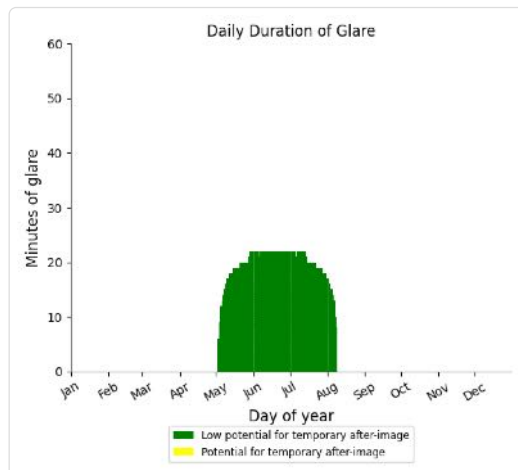
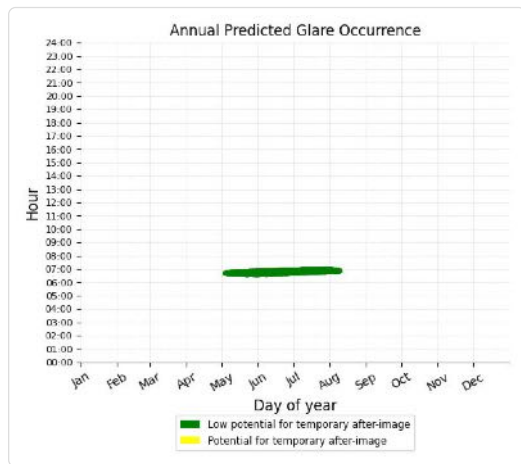
PV Feld - Receptor (FP November)

No glare found

PV Feld - Receptor (FP Sierra)

PV array is expected to produce the following glare for observers on this flight path:

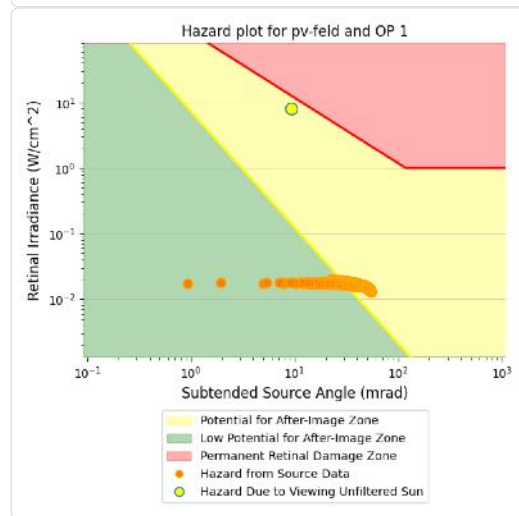
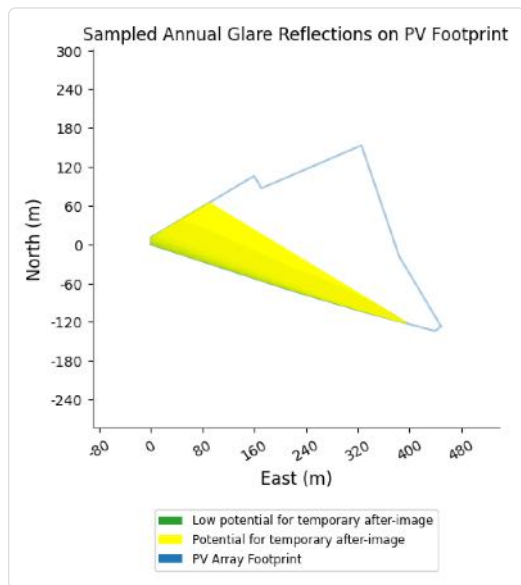
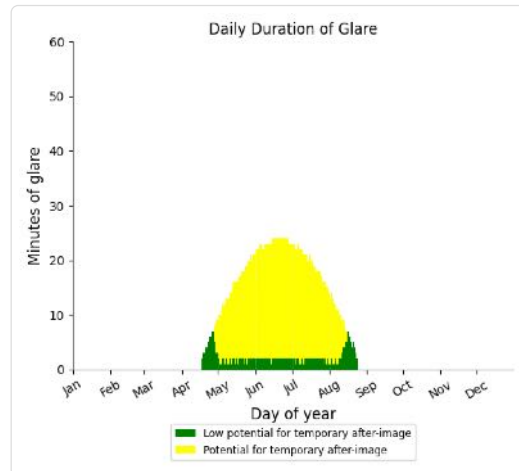
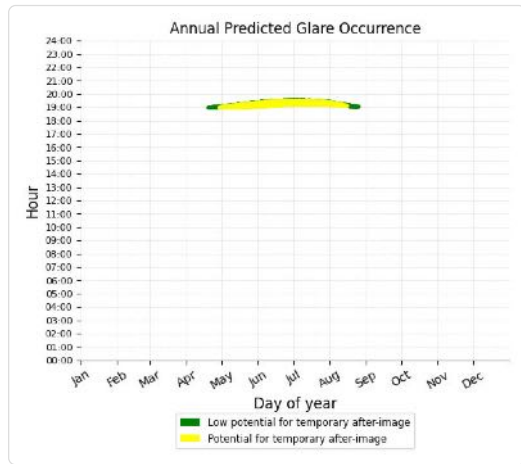
- 1,934 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

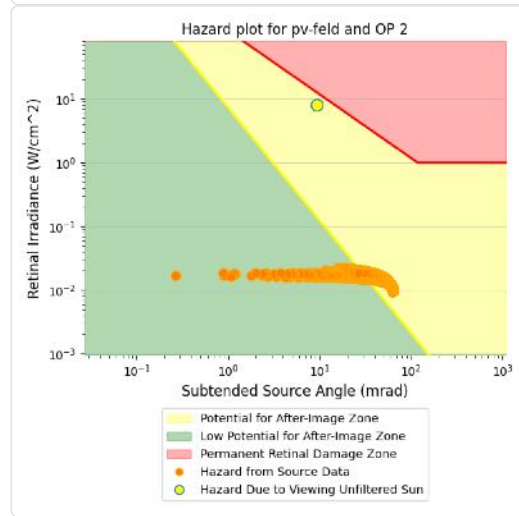
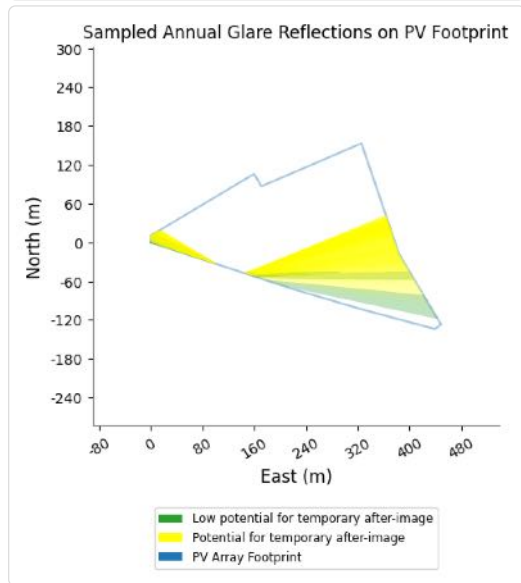
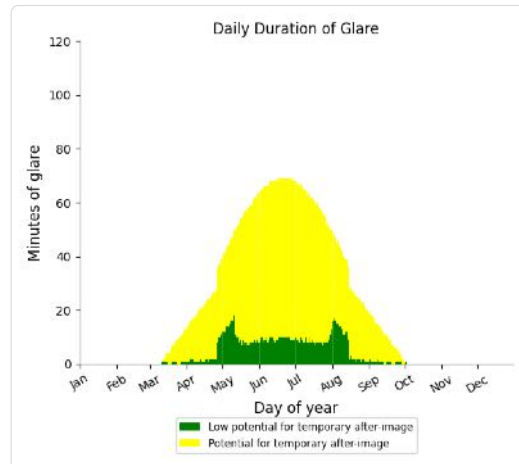
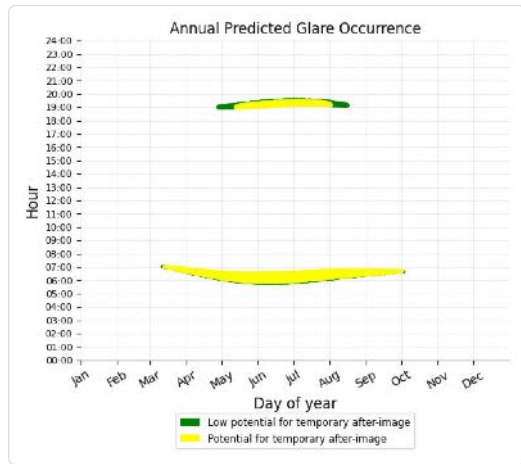
- 301 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,772 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

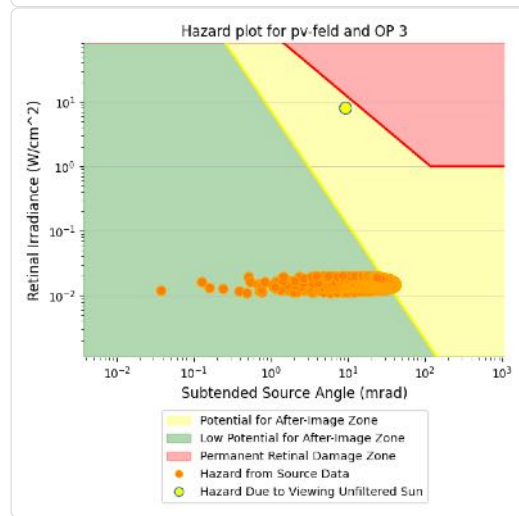
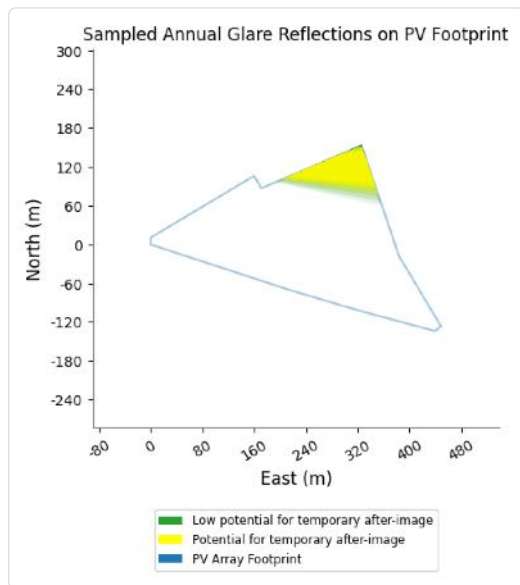
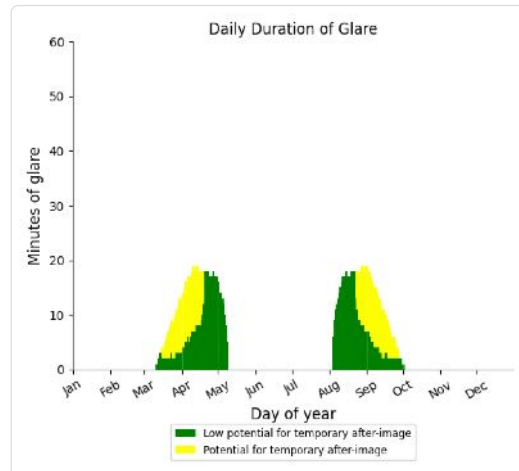
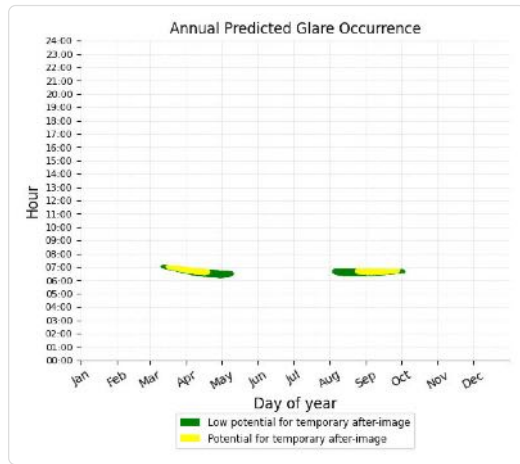
- 1,217 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,524 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

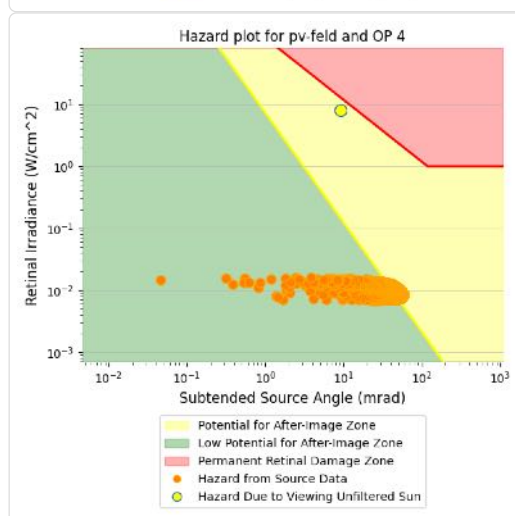
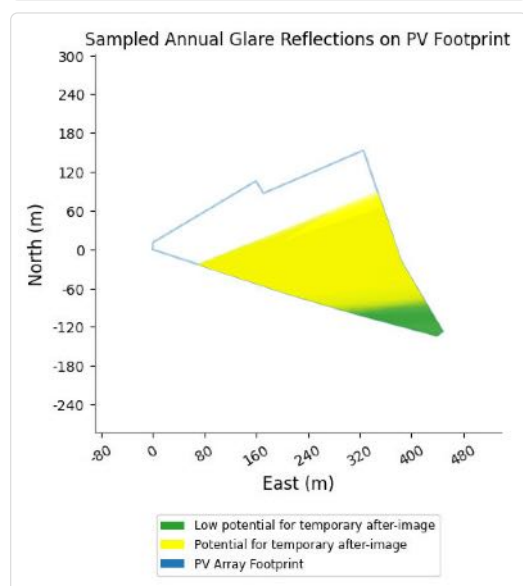
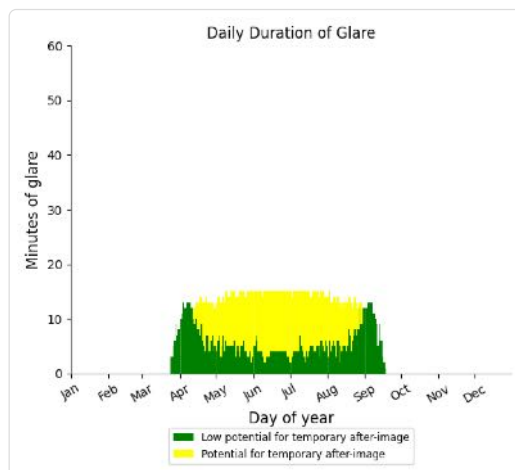
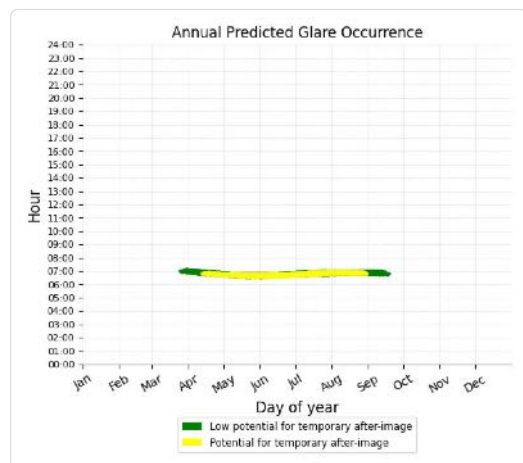
- 947 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 604 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,041 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,297 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

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

