

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Kirchheim

„Photovoltaikanlage Hof Egenburg“

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Kirchheim in Unterfranken (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

<b>1</b>	<b>Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1	Beauftragung .....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang .....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung .....</b>	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude .....	6
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung .....</b>	<b>7</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>15</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, St2296 östlich .....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Verkehrsverbindung Kirchheim – Hof Egenburg .....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude Egenburger Hof / Kapelle .....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Egenburger Hof 1 .....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Schönfeld .....	21
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>22</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>Anhang (Auszug) .....</b>	<b>23 - 38</b>

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Kirchheim

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Hof Egenburg“ (im Verlauf auch als „Kirchheim“ bezeichnet) für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

#### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie<sup>1</sup>, 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 „Kirchheim“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der St2296, der EI 48 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

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

<sup>1</sup> Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 2,5 km nordwestlich von Kirchheim in Unterfranken (Bayern). Westlich der Flächen, in einer Entfernung von ca. 700 m, verläuft die St2296. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 2,5 km nordwestlich von Kirchheim in Unterfranken (Bayern). Die Flächen sind der Landschaft entsprechend leicht hügelig.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.674°N, 9.832°O 320 m ü.N.N.</a>
Entfernung zur St2296	ca. 700 m (nicht einsehbar)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 30 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

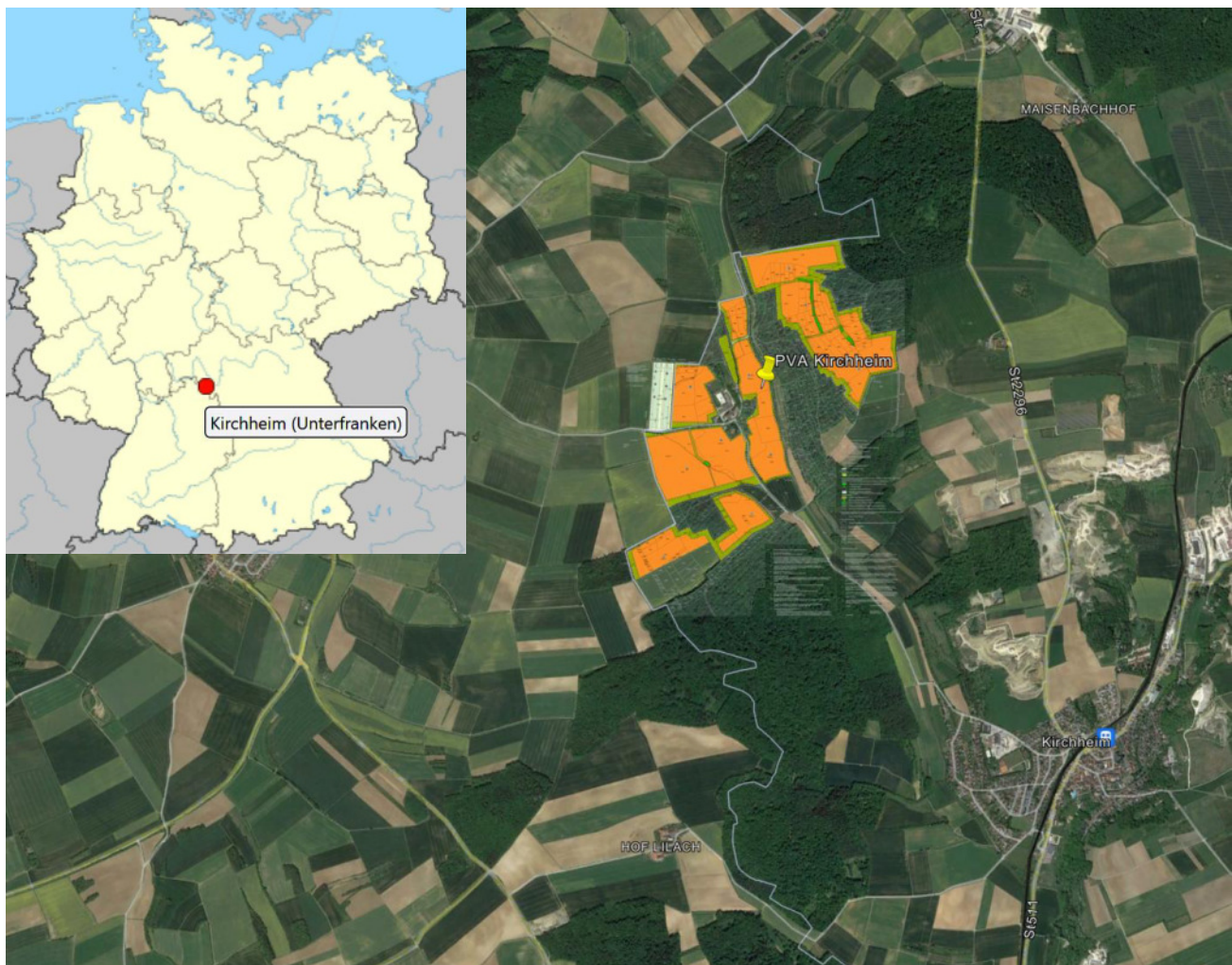


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

### Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

### Detailansicht der PV Flächen



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

## 2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Lichtleitlinie (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 die Gebäude von Hof Egenburg. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude der PV Anlage von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Der Standort wird zu Kontrollzwecken analysiert. Im weiteren Umfeld werden keine weiteren Gebäude untersucht da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich 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 Braunschweig<sup>3</sup> 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:

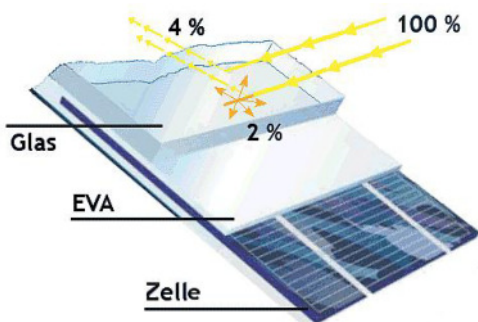


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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

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

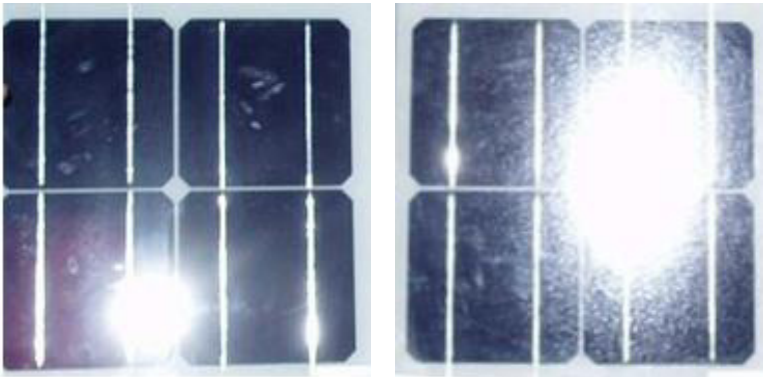


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

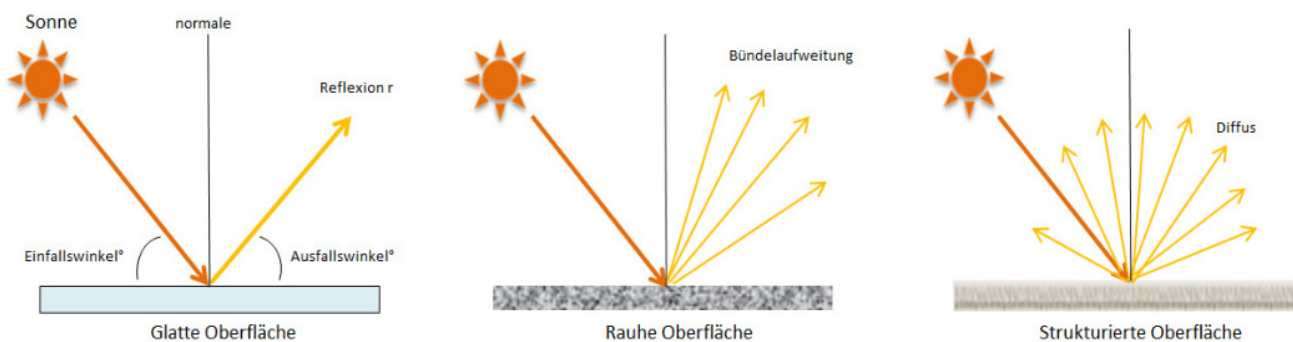


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg ( 52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm ( 1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy

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 FAA<sup>4</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

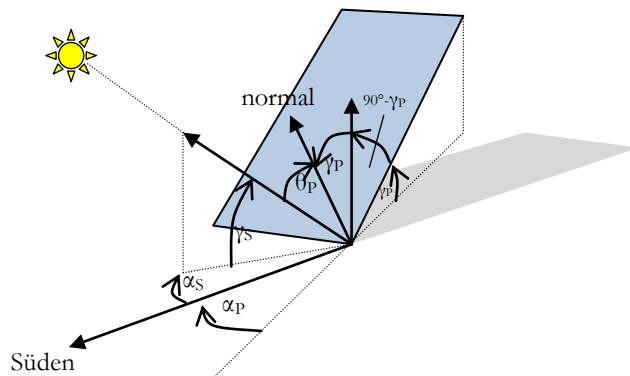


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

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

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>6</sup>, New Mexico überprüft.

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

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

<sup>6</sup> Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

### 3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

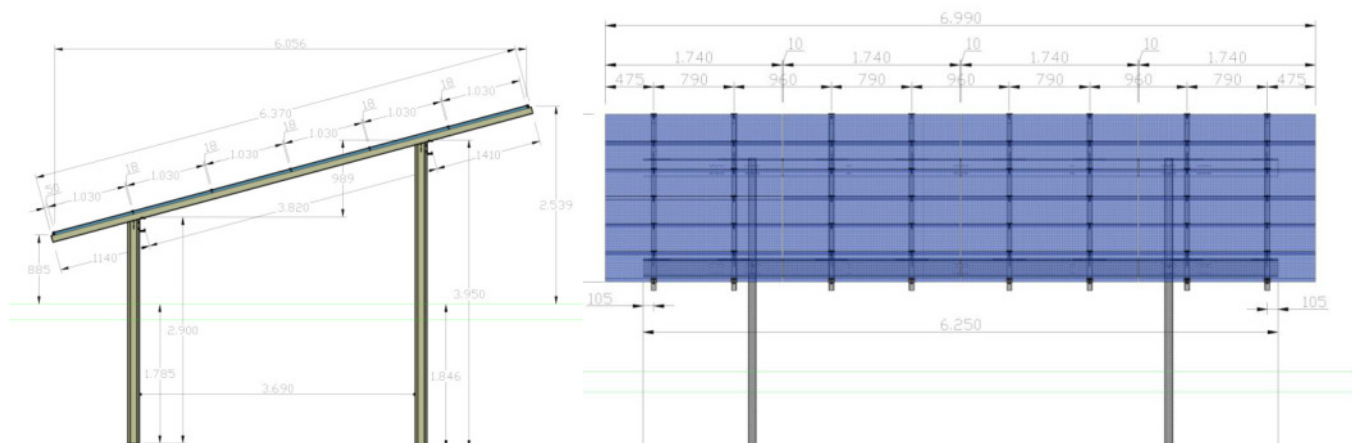


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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

**Tabelle 1: Berechnungsparameter**

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. ca. 3,2 m (max. 3,8 m zulässig)
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>7</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

<sup>7</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Kirchheim wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf Verkehrswegen (u.a. auf der östlich verlaufenden St2296) sowie 3 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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

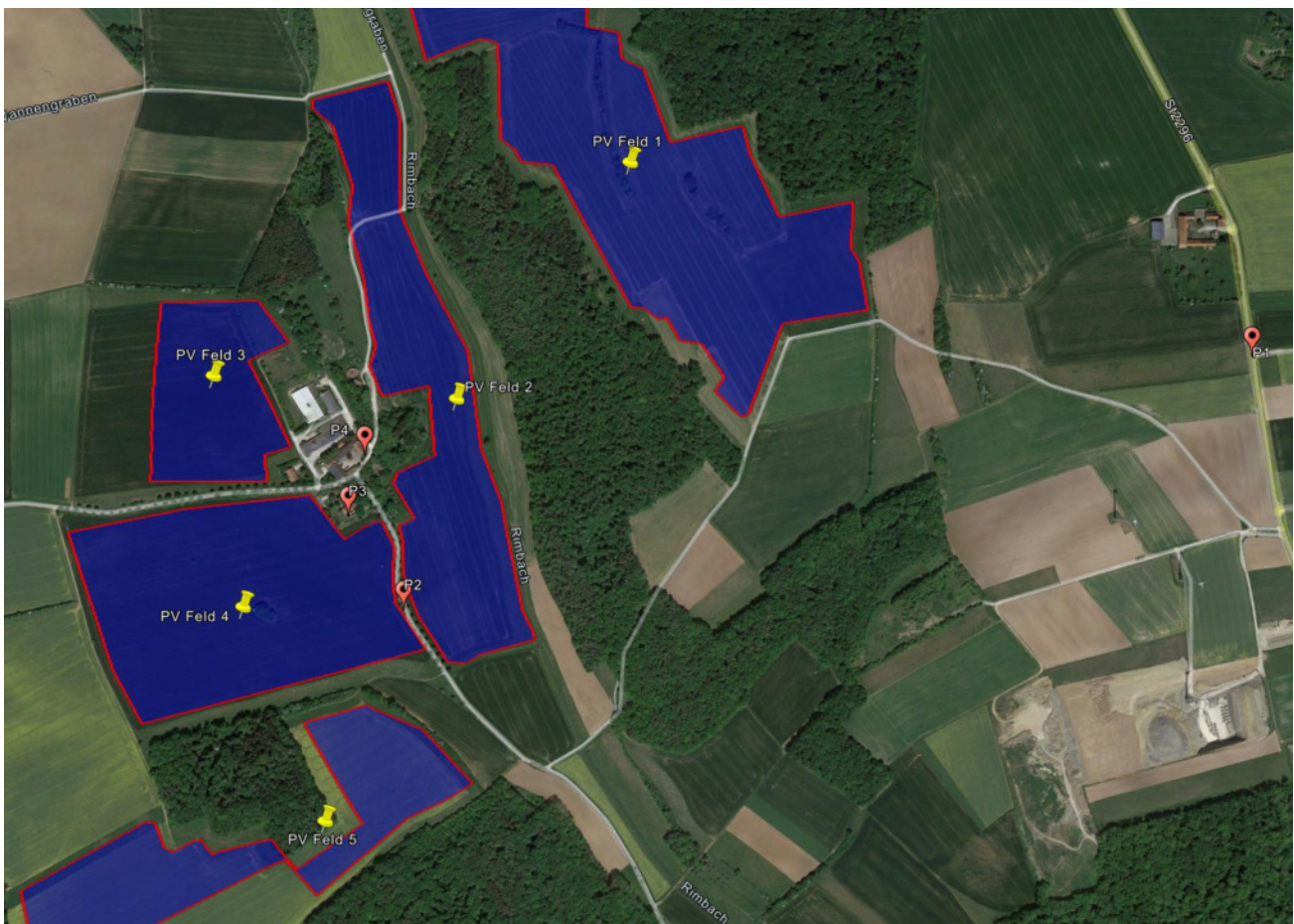


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das PV Feld 5 südlich von Hof Egenburg wird nicht weiter analysiert, da es nicht einsehbar von Wald umgeben ist.

## 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>8</sup> 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.

<sup>8</sup> 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. TMY<sup>9</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>10</sup> von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> 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/cm<sup>2</sup>) 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.

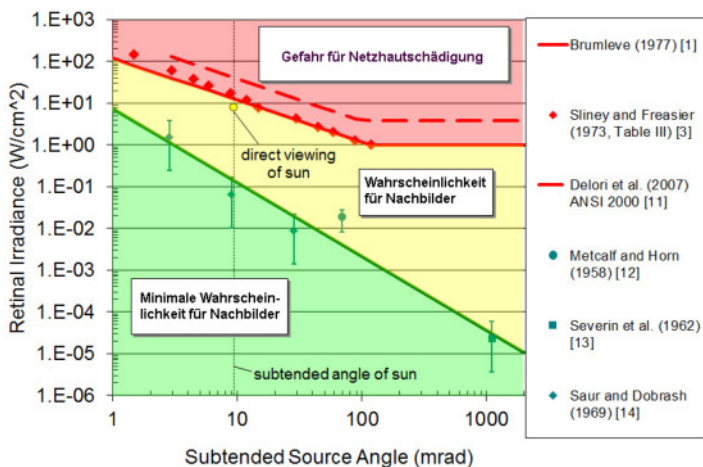


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>10</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2022\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png)

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Kirchheim wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 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 Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3	PV Feld 4
P1 Straße St2296 östlich	2088 <sup>WE</sup>	-	-	-
P2 GVS Kirchheim Egenburger Hof	-	2353 <sup>W</sup>	-	1199 <sup>W</sup>
P3 Gebäude Egenburger Hof	900 <sup>E</sup>	1883 <sup>S</sup>	1573 <sup>S</sup>	-
P4 Gebäude Egenburger Hof 1	2263 <sup>E</sup>	31 <sup>D</sup>	1792 <sup>S</sup>	-
P5 Gebäude Schönfeld (westlich)	-	-	-	-

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>S</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

<sup>D</sup> Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Hinweis:

Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 15° Modulneigung durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die geplante PV Anlage mit 15° oder auch 20° Modulneigung realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 20° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben.

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, St2296 östlich

Am Messpunkt P1 auf der St2296 ca. 700 m östlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Norden rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 19. April und dem 24. August zwischen 18:17 - 18:49 Uhr für 5 bis max. 19 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit  $-60^\circ$  bis  $-76^\circ$  links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 700 m - 1650 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern auf der St2296 durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

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



Bild 4.3.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P1 und PV Feld 1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. In der Realität besteht allerdings keine Sichtverbindung zur Immissionsquelle.



## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Verkehrsverbindung Kirchheim – Hof Egenburg

Am Messpunkt P2 auf der Verbindungsstraße zwischen Kirchheim und Hof Egenburg können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 30. März - 13. September in den frühen Morgenstunden zwischen 06:31 - 07:05 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus östlicher Richtung (PV Feld 2) auftreten. Und zwischen dem 11. Mai - 02. August, abends, zwischen 18:47 - 19:18 Uhr können für 5 bis max. 18 Minuten Reflexionen aus westlicher Richtung (PV Feld 4) auftreten. In beiden Konstellationen liegen die Einfallswinkel allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2.

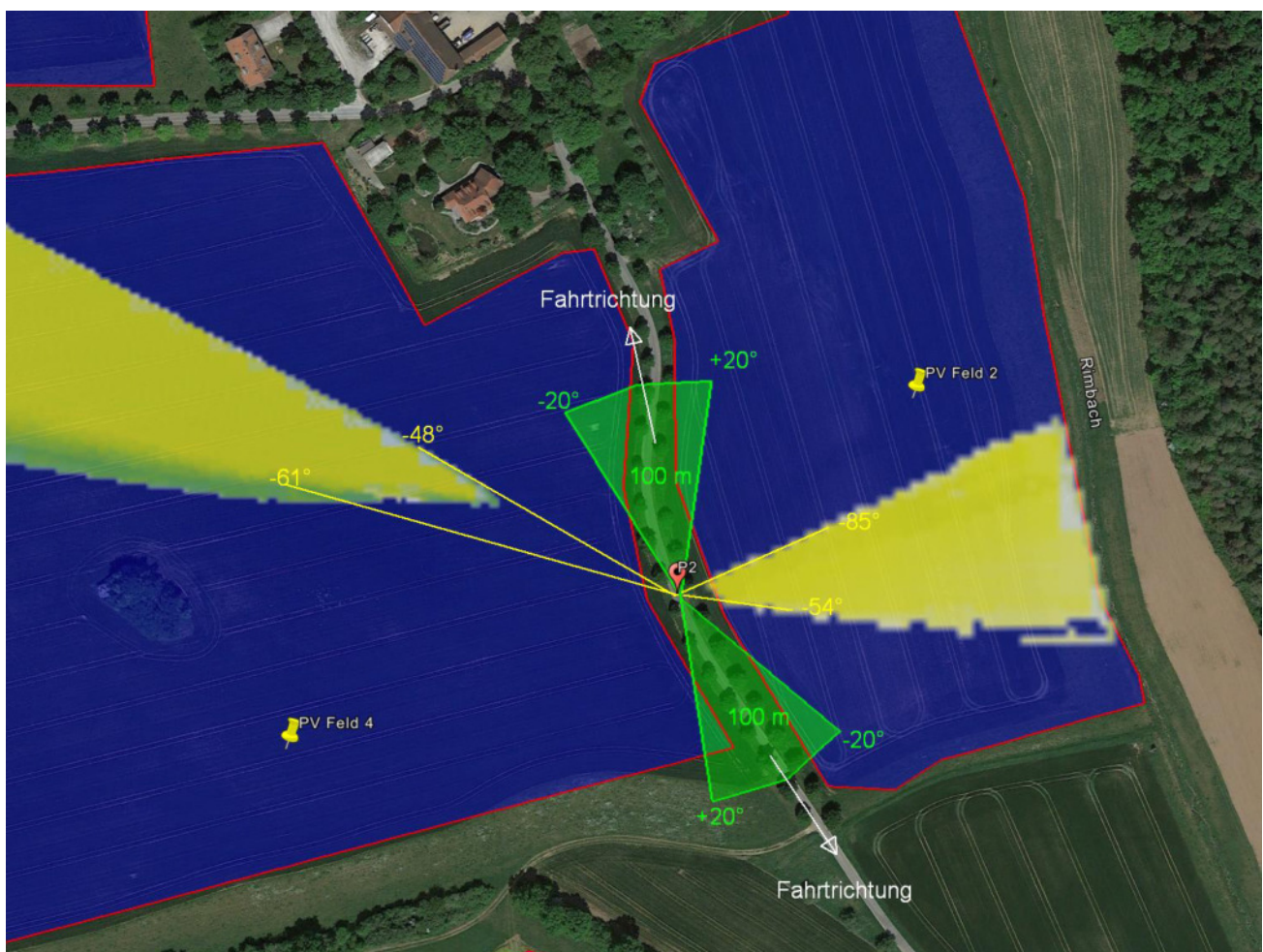


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert jeweils den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m Sichtweite). In den gelb/grün markierten Bereichen, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen auftreten.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude Egenburger Hof / Kapelle

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude Egenburger Hof können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Potentielle Reflexionen durch das östlich gelegene PV Feld 1 sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen aber insbesondere auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 600 m. Mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen ist die Leuchtdichte der Moduloberflächen reduziert und die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt, dass das PV Feld 2 ca. 6 m - 42 m tiefer liegt als Messpunkt P3 und daher nicht einsehbar ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Zwischen dem 25. April und dem 18. August zwischen 18:24 - 18:52 Uhr können theoretisch für 5 bis max. 15 Minuten pro Tag<sup>11</sup>, Reflexionen aus westlicher Richtung durch das PV Feld 3 auftreten. In der Realität sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Fläche vorhanden ist.

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

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

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

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 1647 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

### PV Feld 3: OP 3

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

- 682 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,647 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

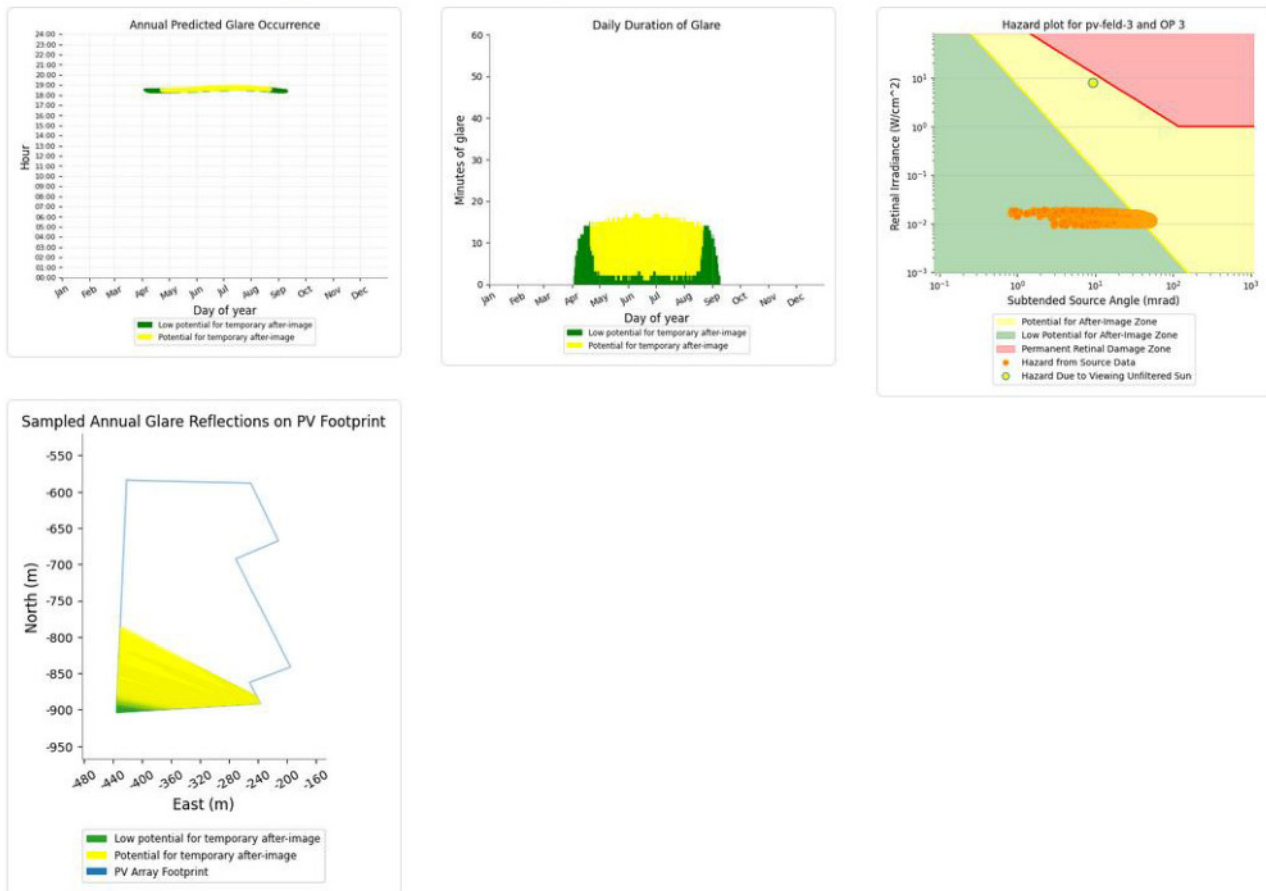


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Egenburger Hof 1

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude an der Adresse Egenburger Hof 1 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Potentielle Reflexionen durch das östlich gelegene PV Feld 1 sind aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 550 m zu vernachlässigen. Reflexionen durch das PV Feld 2 sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen. Die Fläche liegt ca. 20 m – 40 m tiefer als Messpunkt P4 aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Waldstück) besteht ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Potentielle Reflexionen durch das westlich gelegene PV Feld 3 können den Messpunkt P4 nicht erreichen, da Wirtschaftsgebäude/Hallen einen direkten Sichtkontakt verhindern.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

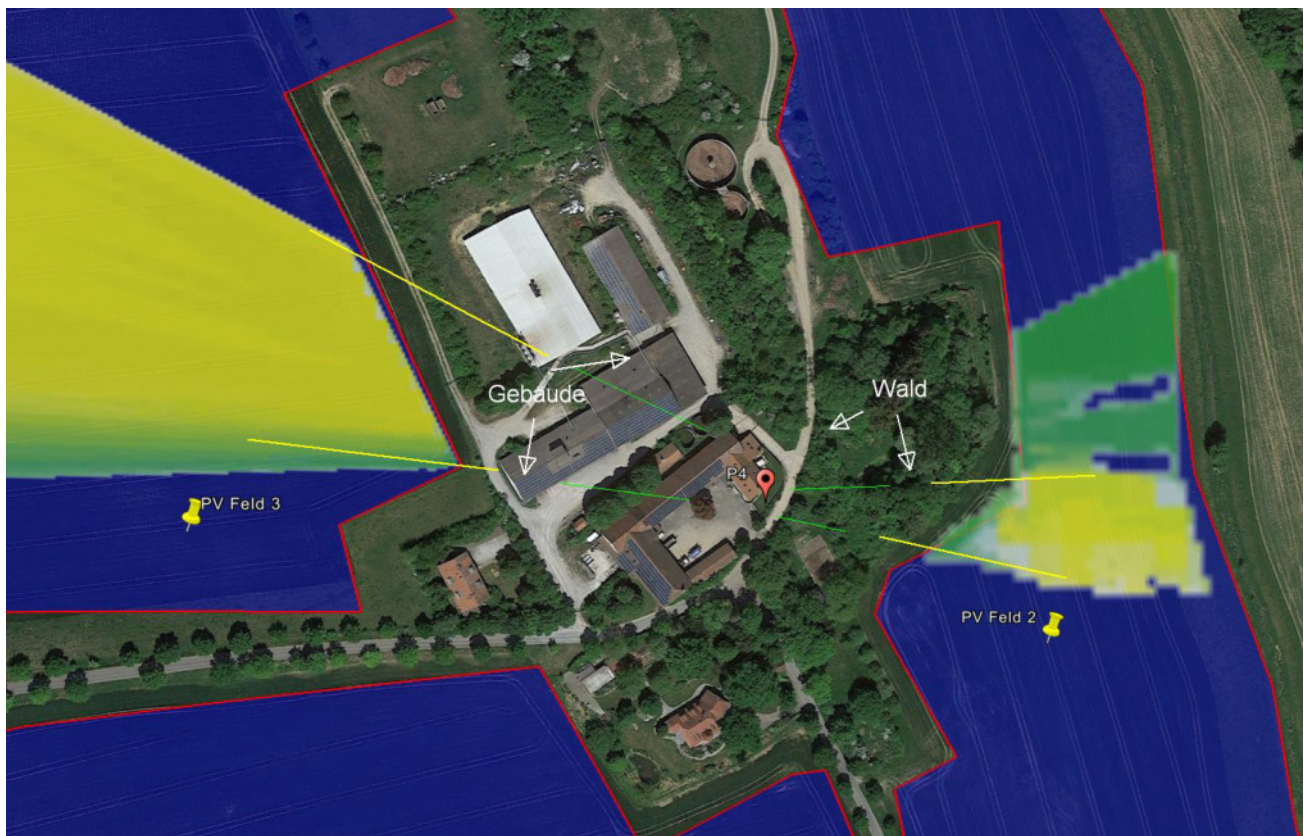


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Allerdings können an der westlichen Seite der Wirtschaftsgebäude/Hallen theoretisch zwischen dem 21. April und dem 21. August, abends, zwischen 18:21 - 18:52 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten durch das PV Feld 3 auftreten. Die Summe von Reflexionen pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und auch die Gesamtsumme pro Jahr liegt mit insgesamt 1792 Minuten unter den Empfehlungen. Demnach kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern auch im Bereich der Wirtschaftsgebäude/Hallen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf für das PV Feld 3.

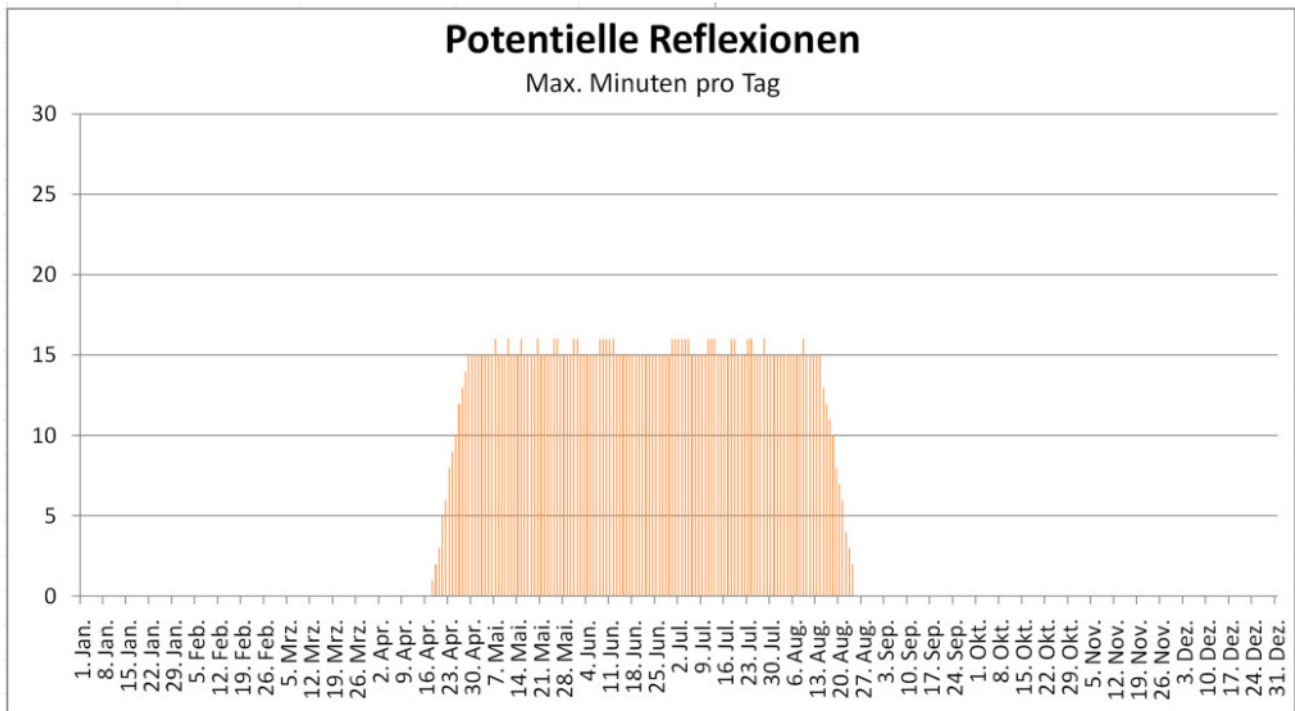


Bild 4.4.2: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Schönfeld

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude der westlich gelegenen Ortschaft Schönfeld wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da der Bereich aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz kaum von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden kann. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Kirchheim kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>12</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Kirchheim mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen. Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen. 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 von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der St2296 nur eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aufgrund der Geländestruktur besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Auch im Verlauf der Verbindungsstraße Kirchheim – Hof Egenburg liegen die Einfallswinkel von potentielle Reflexionen deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher kann auch hier eine Beeinträchtigung durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

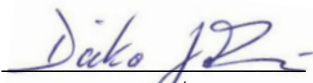
Im Bereich der Gebäude von Hof Egenburg können in geringem Umfang Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten, aufgrund der Geländestruktur und aufgrund der teils geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen an den untersuchten Messpunkten zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

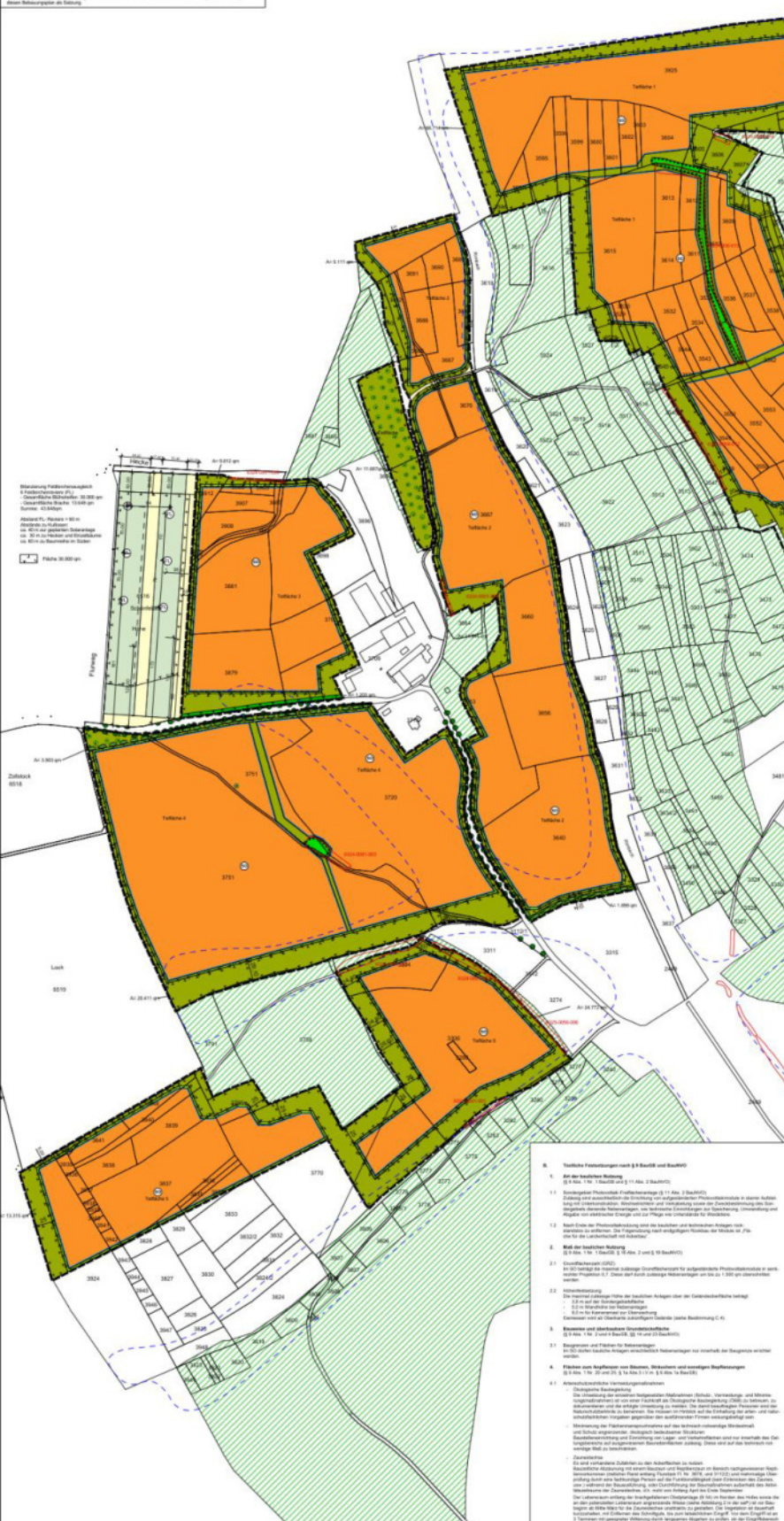
## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 30.06.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>12</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



1. Art der Baubereichs-Nutzung
  - 1.1 Art der Baubereichs-Nutzung
  - 1.2 Nutzungszwecke
2. Maß der Baubereichs-Nutzung
  - 2.1 Maß der Baubereichs-Nutzung
  - 2.2 Grundflächenzahl (GRZ)
3. Baubereichs-Regulierung
  - 3.1 Baubereichs-Regulierung
  - 3.2 Baubereichs-Regulierung
4. Verkehrsflächen
  - 4.1 Verkehrsflächen
  - 4.2 Verkehrsflächen
5. Grünflächen
  - 5.1 Grünflächen
  - 5.2 Grünflächen
6. Besondere Maßnahmen für Baubereiche wie zum Beispiel zur Pflege und zur Erhaltung von Bäumen, Natur und Landschaft
  - 6.1 Pflege von Grünflächen und Natur
  - 6.2 Pflege von Grünflächen und Natur
7. Wasserschutz und Flächen für die Wasserschutz, das Hochwasserschutz und die Regelung von Gewässern
  - 7.1 Wasserschutz
  - 7.2 Wasserschutz
8. Sonstige Bestimmungen
  - 8.1 Sonstige Bestimmungen
  - 8.2 Sonstige Bestimmungen

**6. Technische Festsetzungen nach § 3 Bauteil und Bauteil**

**6.1 Art der Baubereichs-Nutzung**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 1 (Bauteil) und § 11 Abs. 1 (Bauteil)

**6.2 Maß der Baubereichs-Nutzung**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 2 (Bauteil) und § 11 Abs. 2 (Bauteil)

**6.3 Baubereichs-Regulierung**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 3 (Bauteil) und § 11 Abs. 3 (Bauteil)

**6.4 Verkehrsflächen**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 4 (Bauteil) und § 11 Abs. 4 (Bauteil)

**6.5 Grünflächen**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 5 (Bauteil) und § 11 Abs. 5 (Bauteil)

**6.6 Besondere Maßnahmen für Baubereiche wie zum Beispiel zur Pflege und zur Erhaltung von Bäumen, Natur und Landschaft**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 6 (Bauteil) und § 11 Abs. 6 (Bauteil)

**6.7 Wasserschutz und Flächen für die Wasserschutz, das Hochwasserschutz und die Regelung von Gewässern**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 7 (Bauteil) und § 11 Abs. 7 (Bauteil)

**6.8 Sonstige Bestimmungen**  
 § 3 Abs. 1 Nr. 8 (Bauteil) und § 11 Abs. 8 (Bauteil)

**Verwendungszone**

1. Die Bebauungszone ist die Bebauungszone, die durch die...

2. Die Bebauungszone ist die Bebauungszone, die durch die...

3. Die Bebauungszone ist die Bebauungszone, die durch die...

4. Die Bebauungszone ist die Bebauungszone, die durch die...

5. Die Bebauungszone ist die Bebauungszone, die durch die...

**Gemeinde Kirchheim**  
 Bebauungsplan mit Grünordnungplan  
 "Festsetzung der Baubereiche für die Erhaltung der Natur"

maßstab: 1 : 2.000  
 erstellt: malica  
 datum: 20.12.2022

**TEAM 4** Bauernschmitt + Weber  
 Landschaftsarchitekten + Stadtplanung



**BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 645-665W

**665W**

MAXIMUM POWER OUTPUT

**0~+5W**

POSITIVE POWER TOLERANCE

**21.4%**

MAXIMUM EFFICIENCY



**High customer value**

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



**High power up to 665W**

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



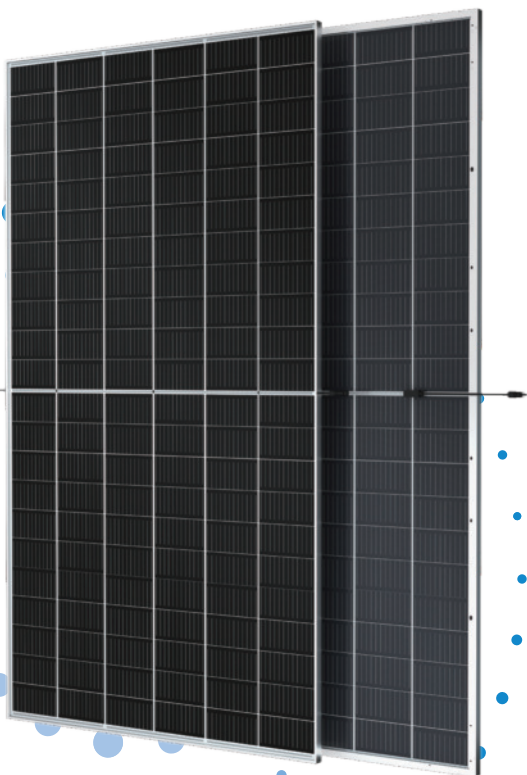
**High reliability**

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

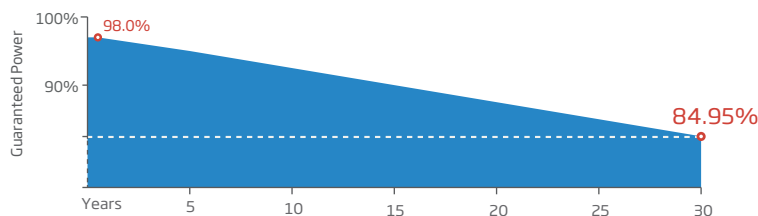


**High energy yield**

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo



**Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty**



**Comprehensive Products and System Certificates**

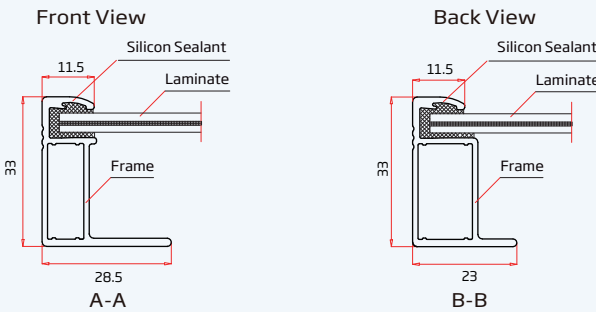
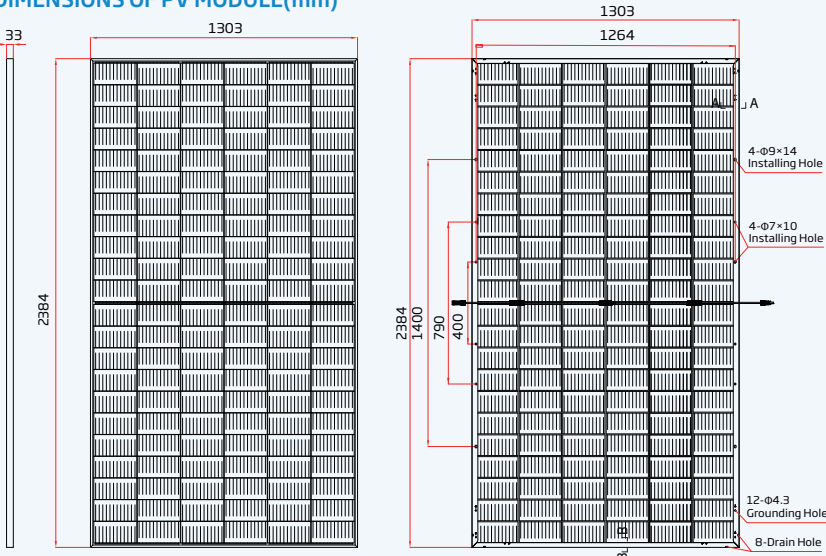


IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

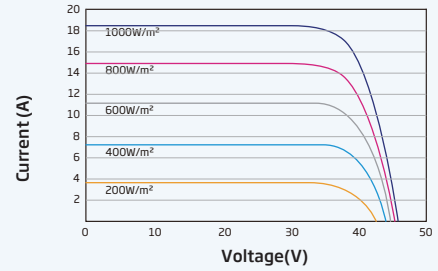




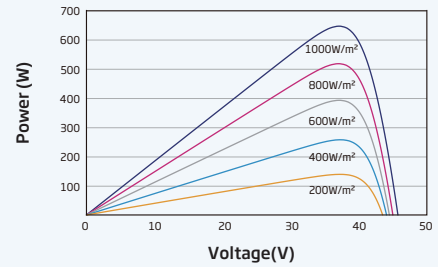
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



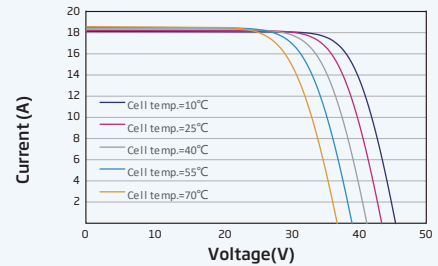
### I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



### I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts -P <sub>MAX</sub> (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage -V <sub>MPP</sub> (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current -I <sub>MPP</sub> (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage -V <sub>OC</sub> (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current -I <sub>SC</sub> (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

### Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P <sub>MAX</sub> (Wp)	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage -V <sub>MPP</sub> (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current -I <sub>MPP</sub> (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage -V <sub>OC</sub> (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current -I <sub>SC</sub> (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage -V <sub>MPP</sub> (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current -I <sub>MPP</sub> (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage -V <sub>OC</sub> (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current -I <sub>SC</sub> (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty  
30 year Power Warranty  
2% first year degradation  
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces  
Modules per 40' container: 594 pieces

# Kirchheim

## Kirchheim

**Created** Jun 30, 2023  
**Updated** Jun 30, 2023  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Minimum sun altitude** 0.0 deg  
**Site ID** 94313.16547

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



### Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	180.0	10,703	5,790	-
PV Feld 2	20.0	180.0	28,030	7,952	-
PV Feld 3	20.0	180.0	2,397	4,220	-
PV Feld 4	20.0	180.0	110	1,394	-

# PV Array(s)

Total PV footprint area: 587,125 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 232,073 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.680601	9.831416	294.32	2.00	296.32
2	49.681254	9.837789	326.89	2.00	328.89
3	49.680434	9.837918	336.16	2.00	338.16
4	49.680240	9.835879	327.24	2.00	329.24
5	49.679629	9.835772	330.05	2.00	332.05
6	49.679476	9.836588	336.80	2.00	338.80
7	49.679171	9.836652	338.58	2.00	340.58
8	49.679115	9.836974	341.22	2.00	343.22
9	49.677671	9.837725	340.41	2.00	342.41
10	49.678005	9.839441	343.01	2.00	345.01
11	49.676699	9.840321	334.67	2.00	336.67
12	49.676908	9.842403	332.25	2.00	334.25
13	49.676269	9.842252	330.04	2.00	332.04
14	49.675214	9.842403	325.40	2.00	327.40
15	49.674922	9.840321	328.49	2.00	330.49
16	49.673492	9.839592	322.93	2.00	324.93
17	49.674006	9.838991	323.41	2.00	325.41
18	49.674131	9.839120	323.80	2.00	325.80
19	49.674741	9.838562	322.34	2.00	324.34
20	49.674741	9.838154	320.56	2.00	322.56
21	49.675116	9.837725	320.91	2.00	322.91
22	49.677296	9.835407	325.37	2.00	327.37
23	49.677394	9.834420	317.27	2.00	319.27
24	49.677824	9.833862	314.28	2.00	316.28
25	49.679324	9.833669	313.86	2.00	315.86
26	49.679476	9.833347	310.75	2.00	312.75
27	49.679171	9.831996	296.49	2.00	298.49

**Name:** PV Feld 2  
**Footprint area:** 129,463 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.678588	9.829142	286.83	2.00	288.83
2	49.678879	9.831094	282.71	2.00	284.71
3	49.678171	9.831481	284.92	2.00	286.92
4	49.676838	9.831116	282.98	2.00	284.98
5	49.674617	9.832961	280.06	2.00	282.06
6	49.673006	9.833047	281.67	2.00	283.67
7	49.672034	9.833476	280.36	2.00	282.36
8	49.670367	9.834163	277.74	2.00	279.74
9	49.670006	9.834420	278.04	2.00	280.04
10	49.669742	9.832725	281.77	2.00	283.77
11	49.669756	9.832167	284.17	2.00	286.17
12	49.670687	9.831395	294.34	2.00	296.34
13	49.671645	9.831416	302.51	2.00	304.51
14	49.671825	9.831287	305.28	2.00	307.28
15	49.671936	9.831599	303.46	2.00	305.46
16	49.672596	9.831116	309.07	2.00	311.07
17	49.672978	9.831963	293.73	2.00	295.73
18	49.673950	9.831953	289.42	2.00	291.42
19	49.673832	9.831019	302.45	2.00	304.45
20	49.674353	9.830612	305.01	2.00	307.01
21	49.674721	9.830633	300.61	2.00	302.61
22	49.676741	9.829871	291.47	2.00	293.47
23	49.677283	9.829828	288.79	2.00	290.79
24	49.678053	9.829549	290.38	2.00	292.38
25	49.678352	9.829110	288.97	2.00	290.97

**Name:** PV Feld 3  
**Footprint area:** 60,015 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.675348	9.825589	336.16	2.00	338.16
2	49.675314	9.827960	332.01	2.00	334.01
3	49.674598	9.828486	333.75	2.00	335.75
4	49.674376	9.827670	338.42	2.00	340.42
5	49.673036	9.828722	326.22	2.00	328.22
6	49.672849	9.827938	325.82	2.00	327.82
7	49.672585	9.828142	323.18	2.00	325.18
8	49.672474	9.825396	333.29	2.00	335.29

**Name:** PV Feld 4  
**Footprint area:** 165,573 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.671724	9.823357	339.82	2.00	341.82
2	49.672182	9.826662	324.37	2.00	326.37
3	49.672273	9.829044	316.91	2.00	318.91
4	49.671703	9.829687	309.94	2.00	311.94
5	49.671939	9.830631	308.75	2.00	310.75
6	49.671502	9.831028	303.54	2.00	305.54
7	49.670835	9.830910	296.35	2.00	298.35
8	49.670321	9.831168	289.90	2.00	291.90
9	49.669801	9.831779	286.06	2.00	288.06
10	49.668690	9.824859	308.40	2.00	310.40
11	49.670037	9.824001	324.18	2.00	326.18

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.674557	9.851671	330.24	2.00	332.24
OP 2	49.670537	9.831286	292.45	2.00	294.45
OP 3	49.672078	9.829891	314.18	2.00	316.18
OP 4	49.673092	9.830342	319.34	2.00	321.34
OP 5	49.674959	9.807596	323.91	2.00	325.91

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	20.0	180.0	10,703	5,790	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	28,030	7,952	-	
PV Feld 3	20.0	180.0	2,397	4,220	-	
PV Feld 4	20.0	180.0	110	1,394	-	

## Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	362	1000	489	381	449	862	706	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	421	590	1079	706	545	89	0	0	0
pv-feld-2 (green)	562	726	1582	2726	2209	1551	1798	2795	2219	784	690	286
pv-feld-2 (yellow)	1	431	538	302	138	30	68	271	378	642	59	0
pv-feld-3 (green)	0	0	177	113	68	426	130	74	242	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	67	432	474	458	478	466	202	0	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	0	16	23	23	21	27	0	0	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	0	19	331	507	438	99	0	0	0	0

# PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

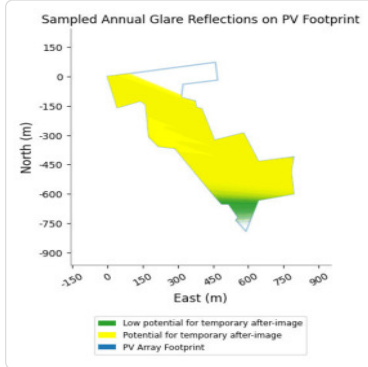
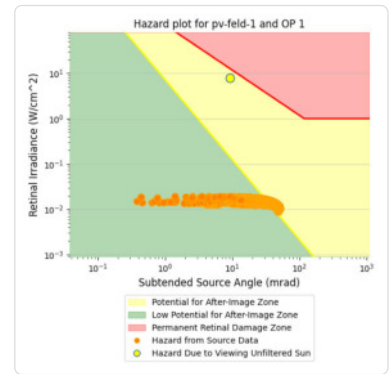
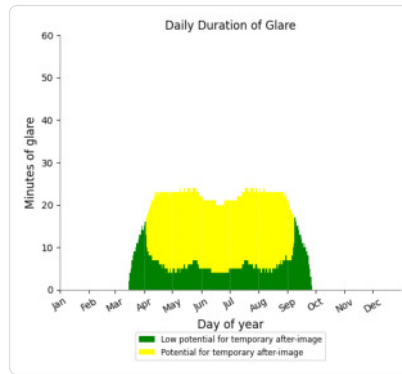
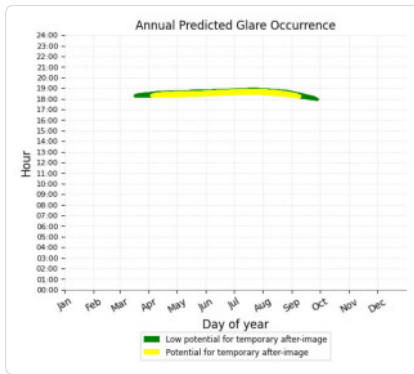
## PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1277	2623
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	2710	904
OP: OP 4	2752	2263
OP: OP 5	3964	0

## PV Feld 1: OP 1

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

- 1,277 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,623 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



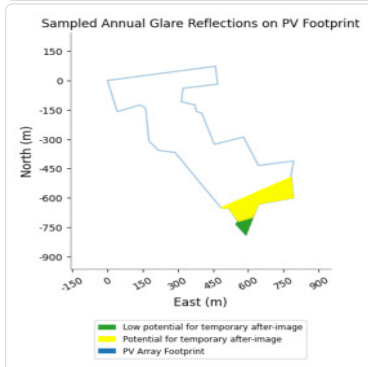
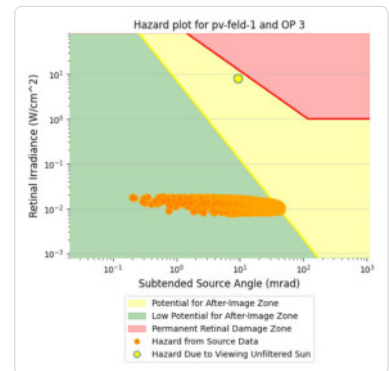
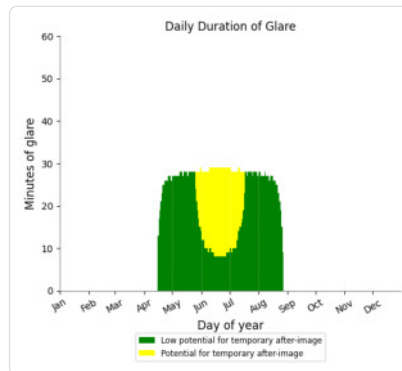
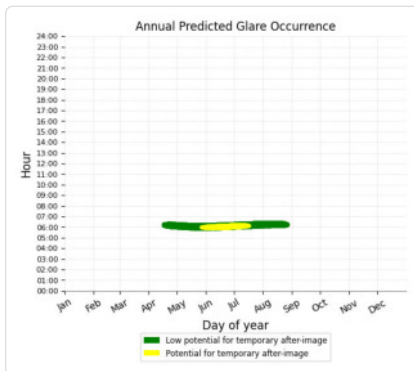
## PV Feld 1: OP 2

No glare found

## PV Feld 1: OP 3

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

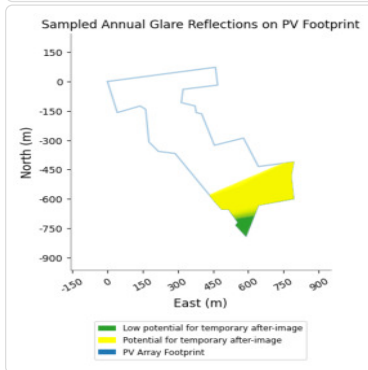
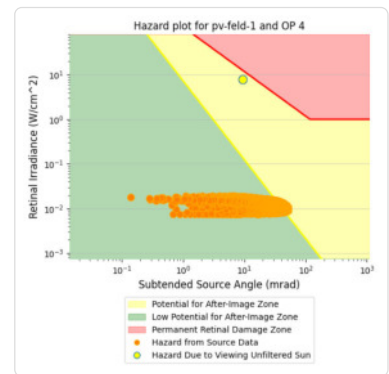
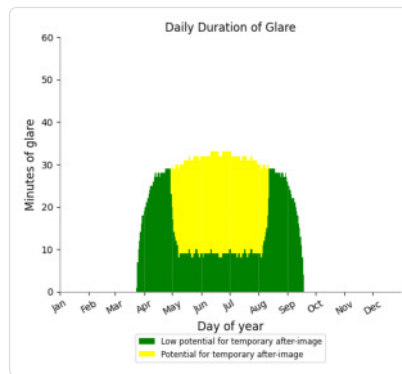
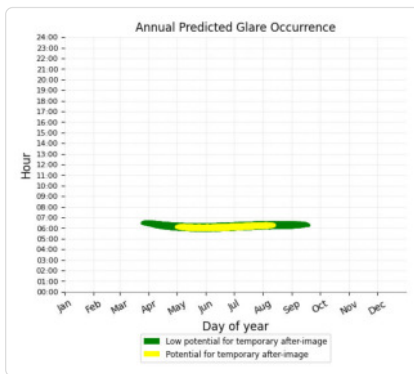
- 2,710 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 904 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 4

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

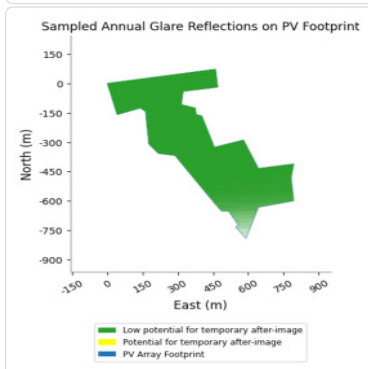
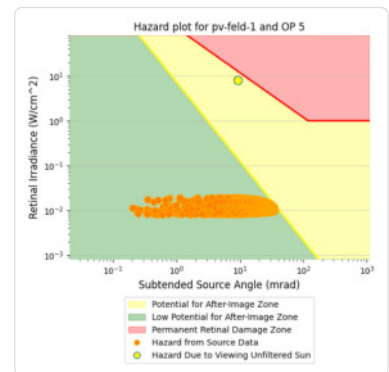
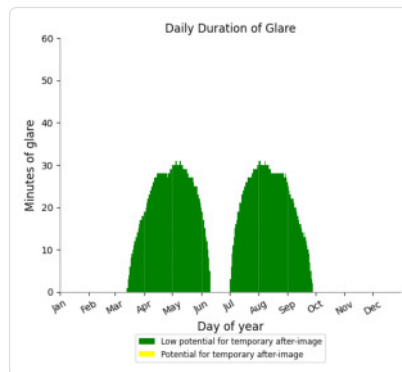
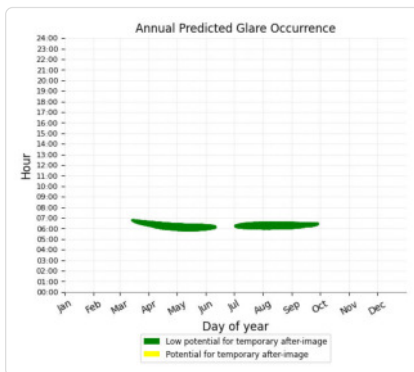
- 2,752 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,263 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 5

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

- 3,964 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



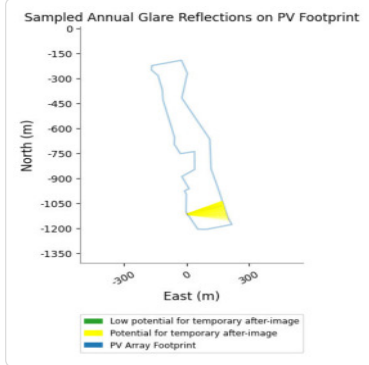
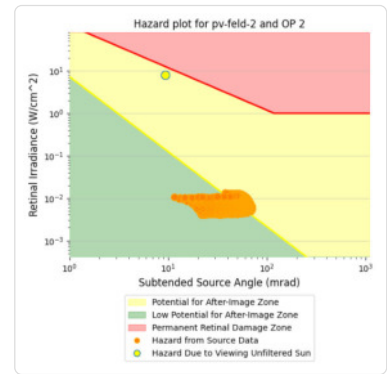
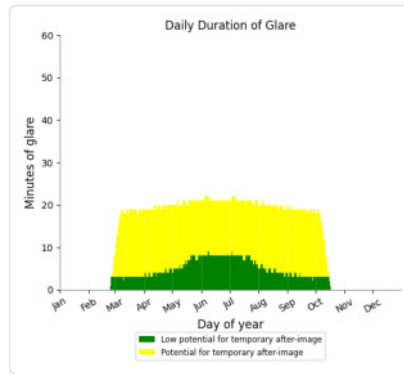
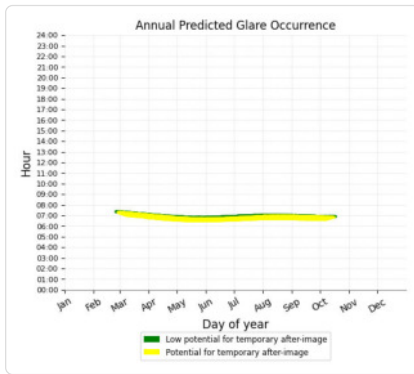
## PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
-----------	-------------------	--------------------

## PV Feld 2: OP 2

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

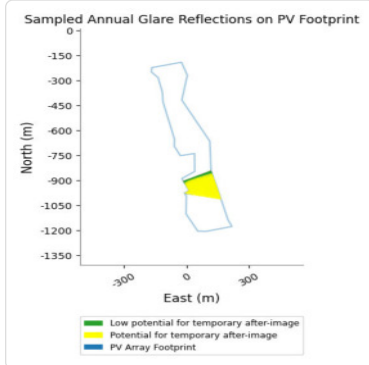
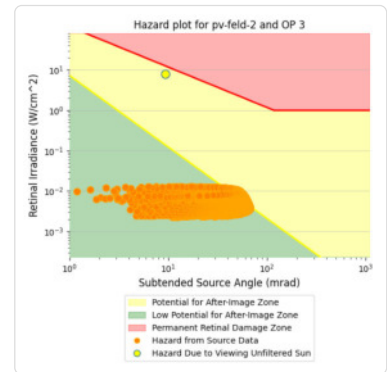
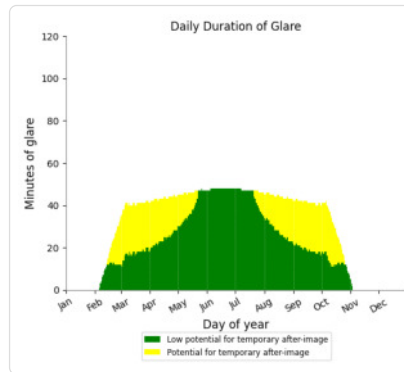
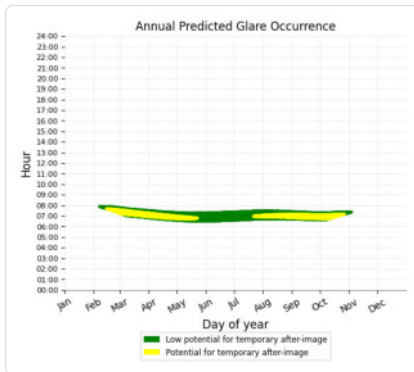
- 1,177 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,287 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 2: OP 3

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

- 7,347 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,407 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

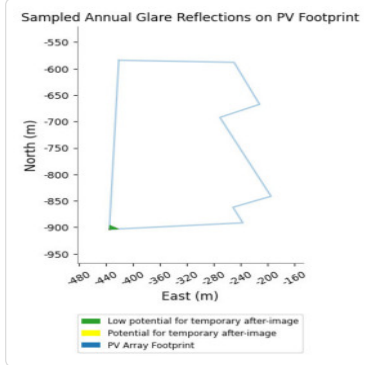
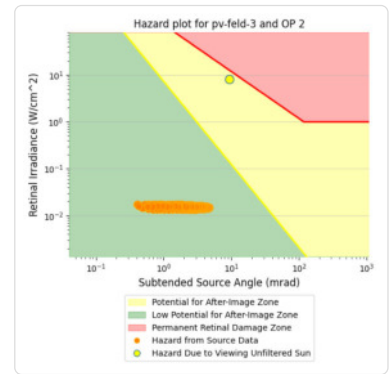
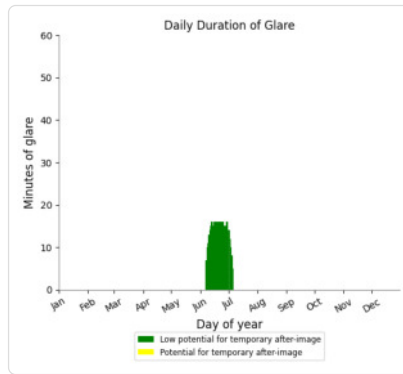
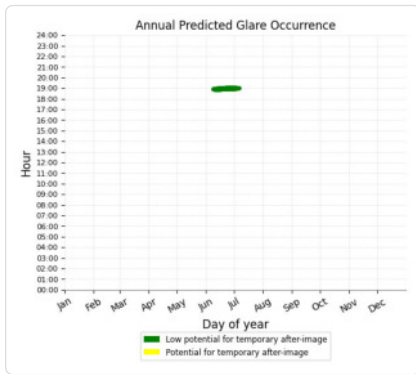




### PV Feld 3: OP 2

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

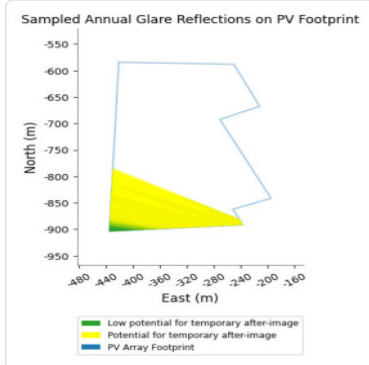
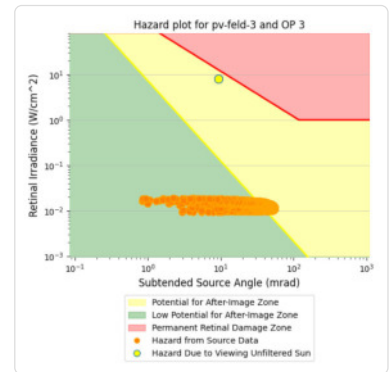
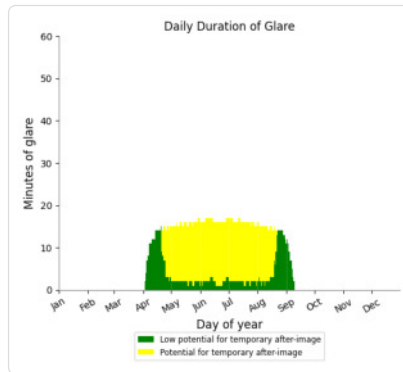
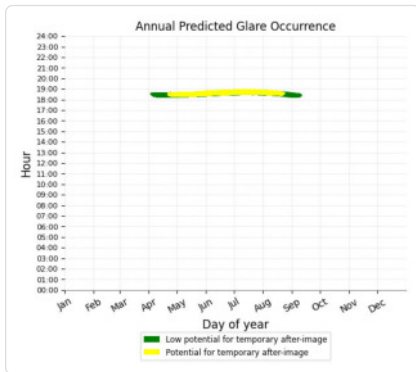
- 418 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 3: OP 3

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

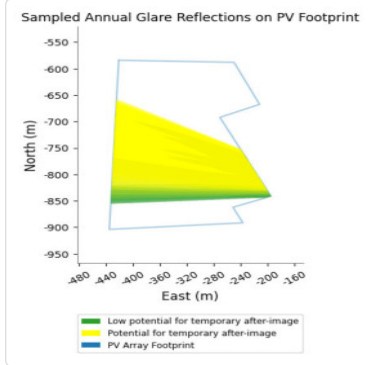
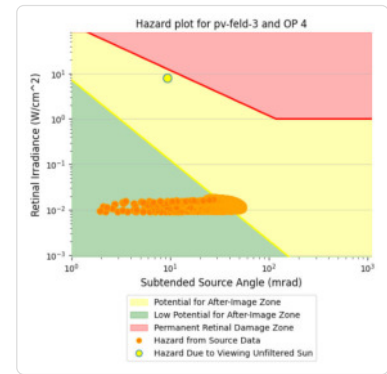
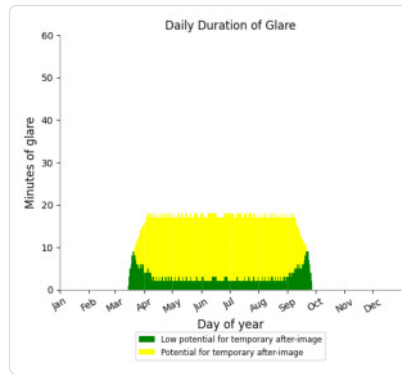
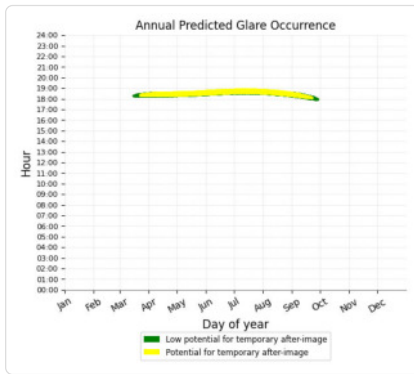
- 682 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,647 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 3: OP 4

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

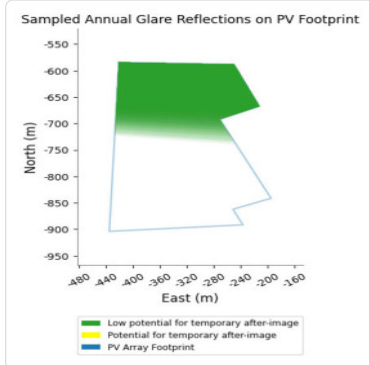
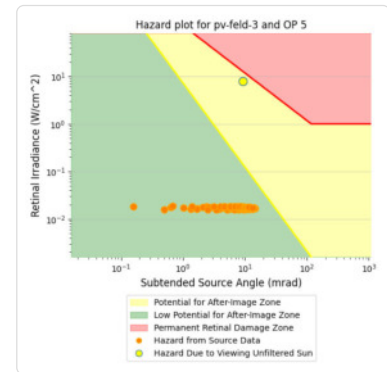
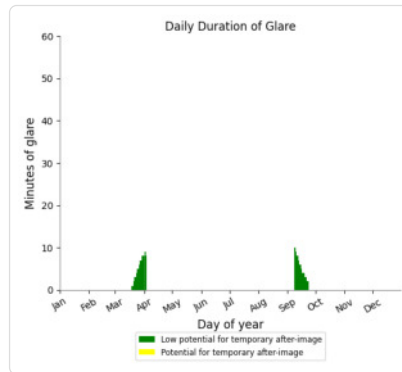
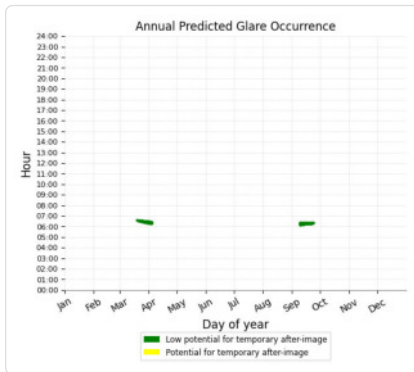
- 611 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,573 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 3: OP 5

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

- 166 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 4 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
-----------	-------------------	--------------------

OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	110	1394
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

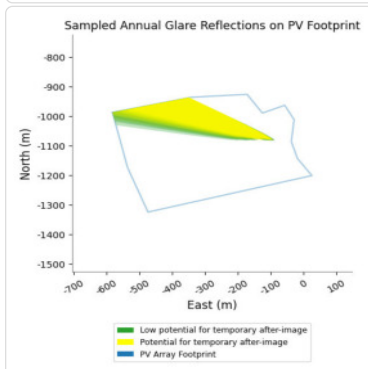
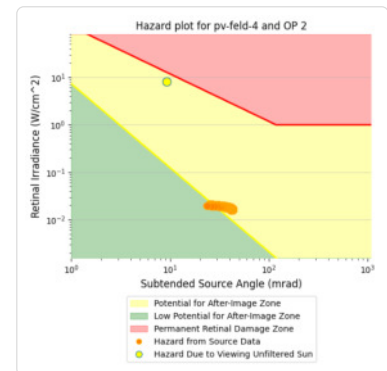
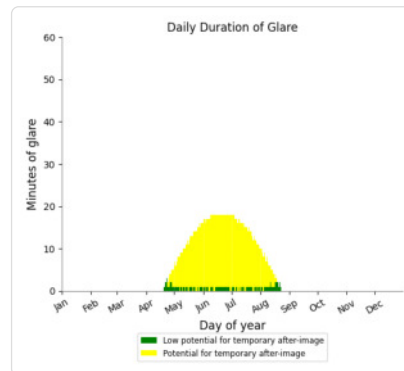
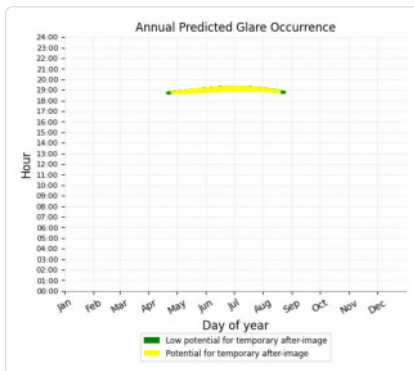
## PV Feld 4: OP 1

No glare found

## PV Feld 4: OP 2

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

- 110 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,394 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 4: OP 3

No glare found

## PV Feld 4: OP 4

No glare found

## PV Feld 4: OP 5

No glare found

## Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.





