

# SolPEG Blendgutachten Solarpark Berching-Raitenbuch

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Berching-Raitenbuch in der Oberpfalz (Bayern)**

**SolPEG GmbH**  
Solar Power Expert Group  
Normannenweg 17-21  
D-20537 Hamburg

FON: +49 (0)40 79 69 59 36  
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38  
info@solpeg.de  
<http://www.solpeg.de>

## 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
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung .....</b>	<b>6</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	6
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	6
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	8
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	9
3.5	Standorte für die Analyse .....	10
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	11
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>14</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	14
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße westlich .....	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße südwestlich .....	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3 und P4, Gebäude westlich .....	18
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>18</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>19 - 31</b>

## SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung des geplanten Solarparks Berching-Raitenbuch

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Berching-Raitenbuch“ für Anwohner der umliegenden Gebäude und Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

#### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. 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 „Berching-Raitenbuch“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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 Licht-Leitlinie 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 der geplanten PV Anlage befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 4,5 km südöstlich der Ortschaft Raitenbuch und ca. 20 km nordwestlich von Detfurt in der Oberpfalz (Bayern). Westlich der PV Anlage verläuft die Verbindungsstraße nach Oberbürg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 4,5 km südöstlich der Ortschaft Raitenbuch in der Oberpfalz (Bayern). Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.078°N, 11.536°O, 500 m ü. NN</a>
Abstand zur Verbindungsstraße	ca. 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m - 170 m

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

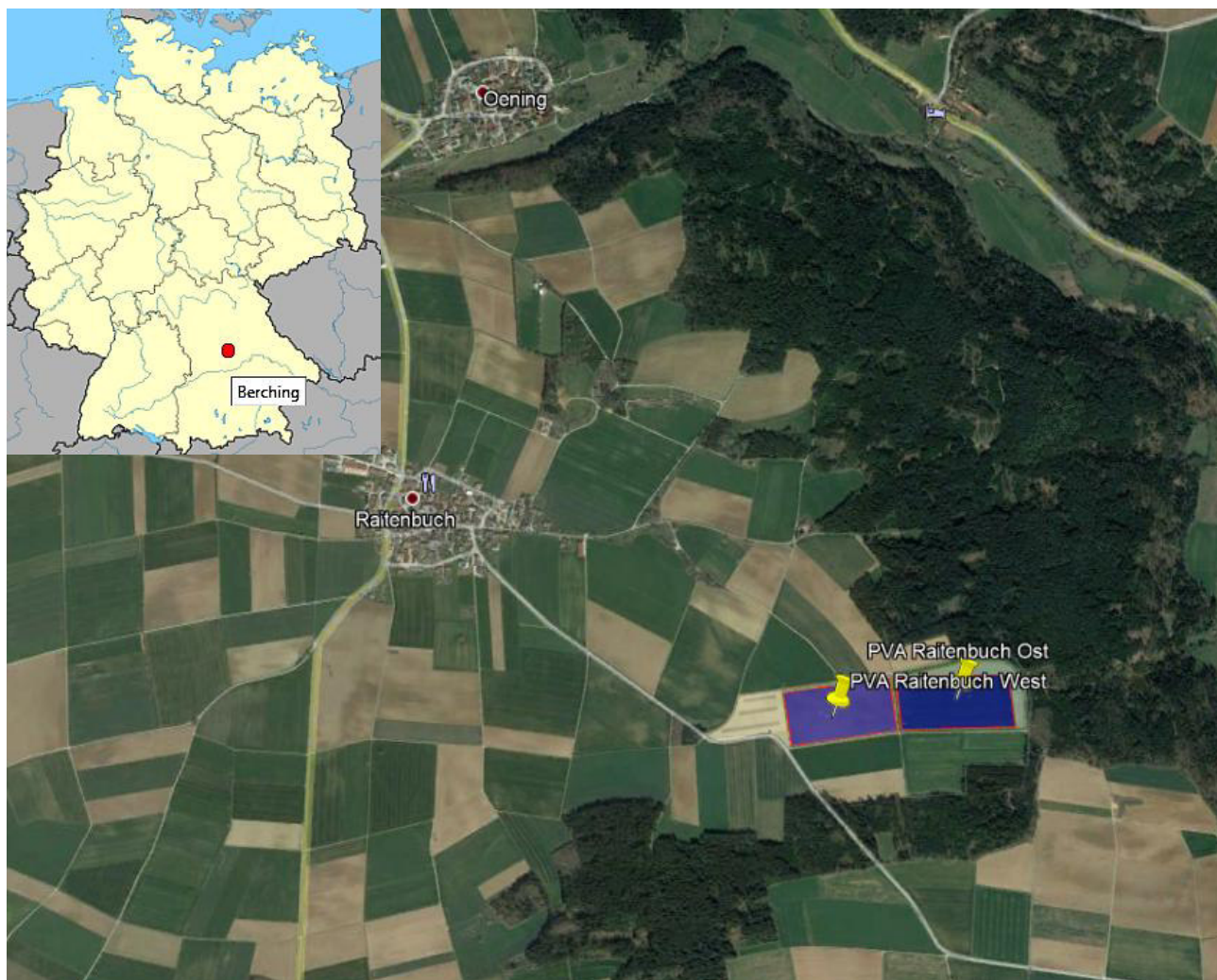


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

### Detailansicht der PV Anlage

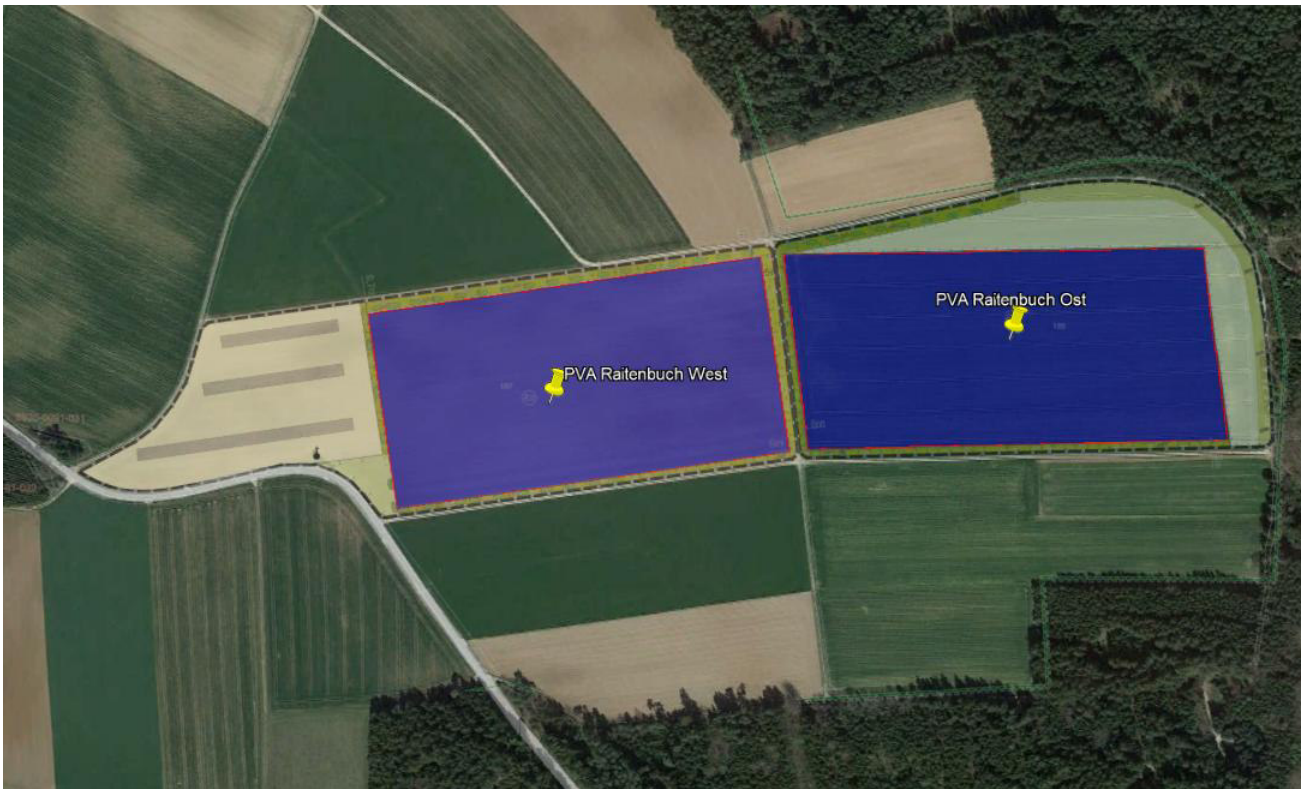


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

#### 3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

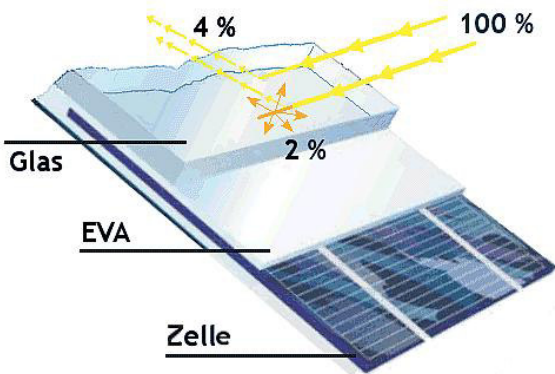


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

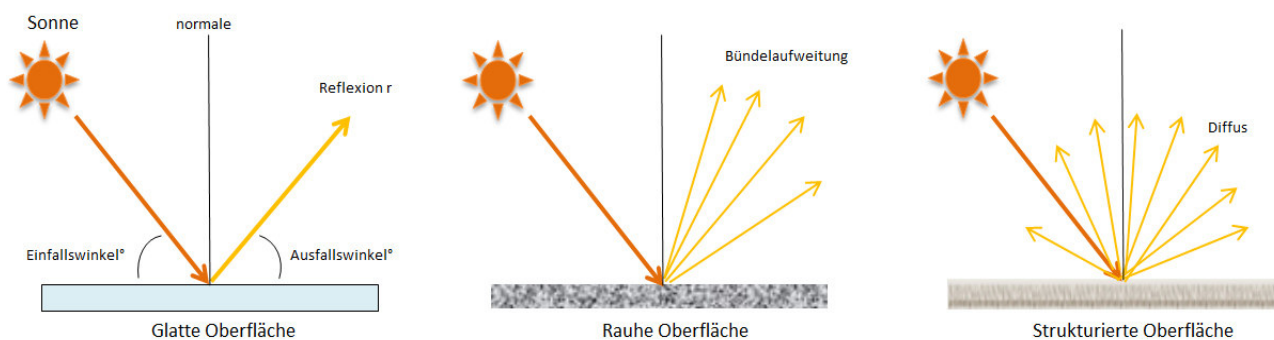


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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>2</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:

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

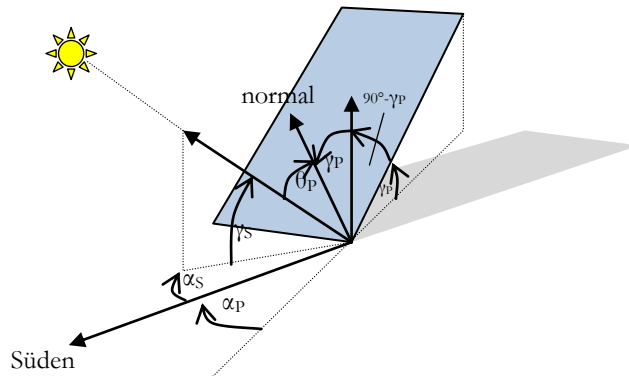


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>2</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>3</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>4</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.

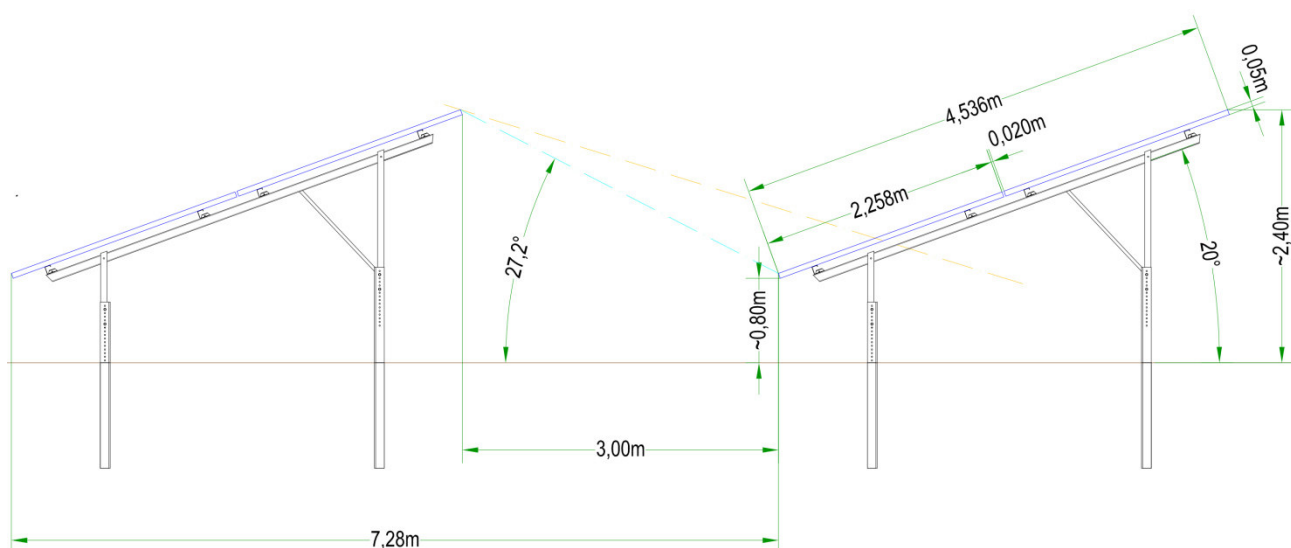


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (Herstellerangabe)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	2 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. ca. 2,40 m (evt. Abweichung wg. Gelände)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>5</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>5</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 Berching-Raitenbuch wurden insgesamt 4 Messpunkte (Immissionsorte) festgelegt. 2 Messpunkte an umliegenden Gebäuden sowie 2 Messpunkte auf der Verbindungsstraße Raitenbuch – Oberbürg. Andere Standorte wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und oder Winkel und fehlender Sichtverbindung zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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

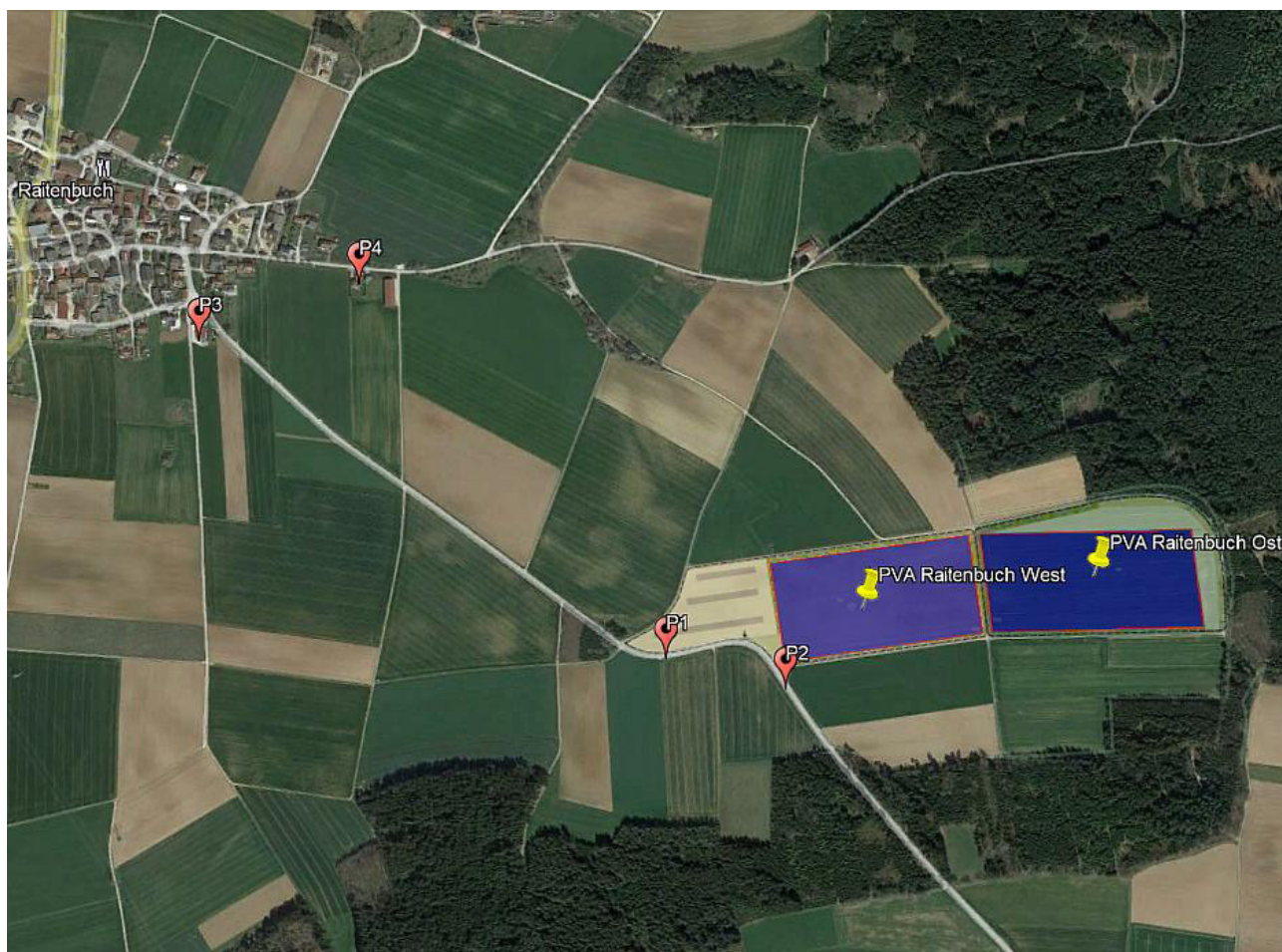


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

## 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 fehlt<sup>6</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 Leutdichte 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>6</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 Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 60 % 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.

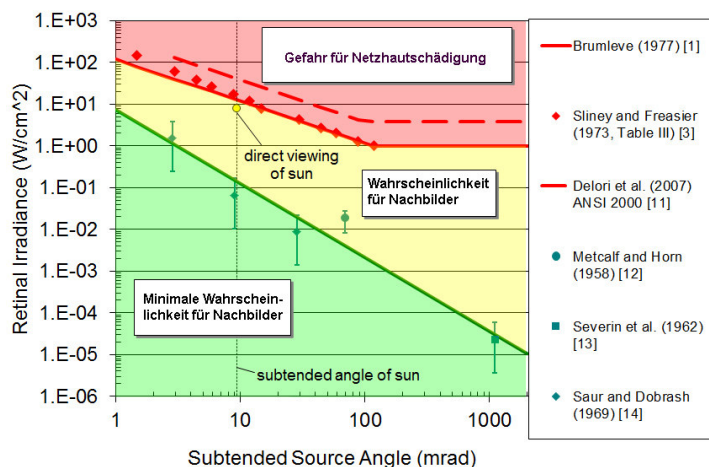


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>8</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\\_eur\\_cfc\\_mean\\_2019\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Berching-Raitenbuch wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die 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.

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 Erläuterungen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

**Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten** [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld West [Minuten pro Jahr]	PV Feld Ost [Minuten pro Jahr]
P1 Straße westlich	1000 <sup>ES</sup>	134 <sup>ES</sup>
P1 Straße südwestlich	1042 <sup>WS</sup>	134 <sup>WE</sup>
P3 Gebäude westlich	-	-
P3 Gebäude nordwestlich	-	-

<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

n.n. = nicht nachweisbar

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße westlich

Am Messpunkt P1 auf der wenig befahrenen Straße zwischen Raitenbuch und Oberbürg können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 29. April und dem 14. August für max. 15 Minuten pro Tag<sup>9</sup> morgens zwischen 06:00 und 06:20 Uhr aus Richtung des PV Feld West auftreten.

Aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 670 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen und darüber hinaus ist zwischen der Fahrbahn und der PV Anlage eine Begrünung vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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



Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich können bei der Fahrt Richtung Osten (Oberbürg) theoretisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Bei der weiteren Fahrt Richtung Osten würde sich die Entfernung verringern aber im Bereich der Rechtskurve (in der Skizze als roter Kreis markiert) würde die PV Anlage den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel verlassen. Trotz der geringeren Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 220 m wäre eine Beeinträchtigung durch Reflexionen nicht wahrscheinlich, da diese dann – sofern überhaupt sichtbar - links der Fahrbahn, außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen würden.

<sup>9</sup> Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße südwestlich

Auch am Messpunkt P2 auf der Straße zwischen Raitenbuch und Oberbürg können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 02. Mai und dem 11. August für max. 16 Minuten pro Tag morgens zwischen 06:00 und 06:19 Uhr aus Richtung des PV Feld West auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit ca.  $+102^\circ$  bis  $+111^\circ$  rechts (östlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 580 m – 1100 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist entlang der südlichen Geländegrenze eine Begrünung vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

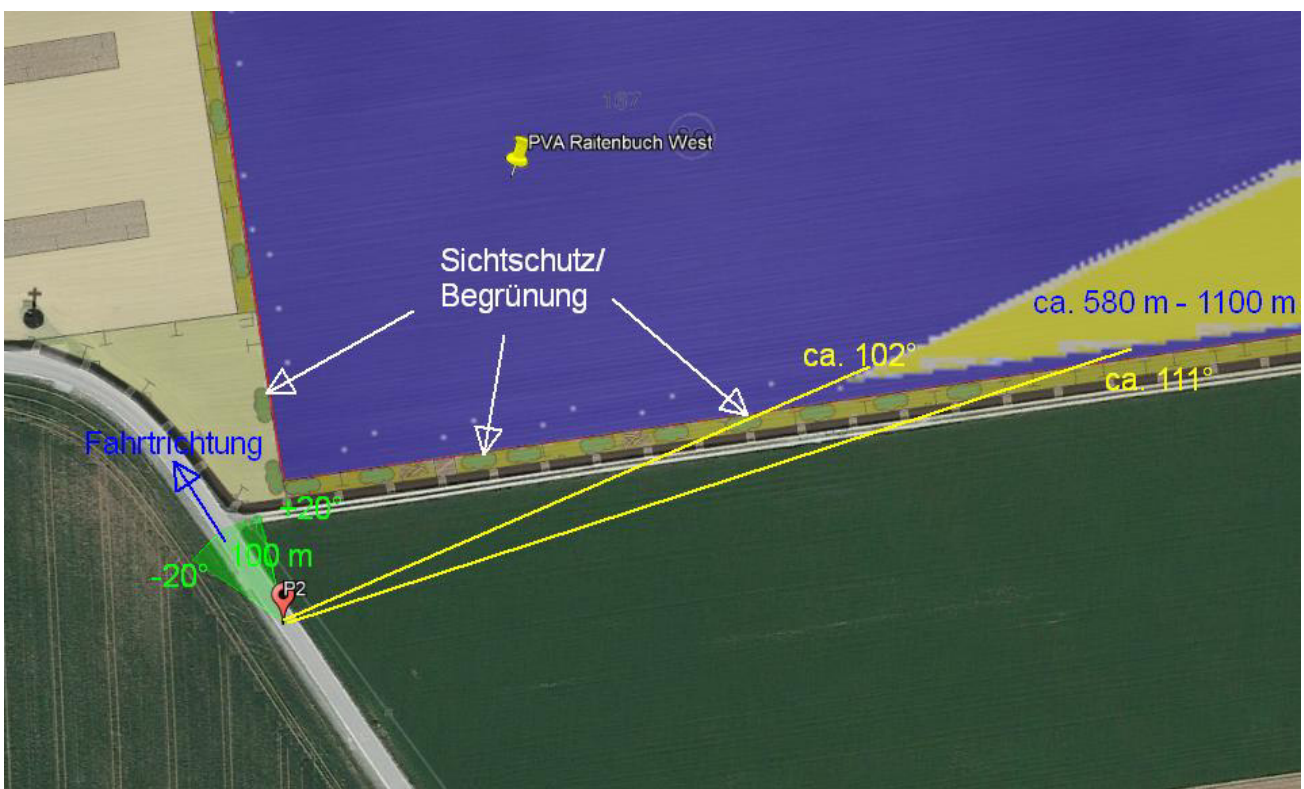


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Im gelb/weiß markierten Bereich rechts (östlich) der Fahrbahn könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Aufgrund der sehr großen Entfernung und insbesondere aufgrund des Einfallswinkels sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Das noch weiter östliche gelegene PV Feld Ost ist aufgrund der noch größeren Entfernung generell zu vernachlässigen.



Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P2 durch das PV Feld Ost. 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 1676 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

### PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,676 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

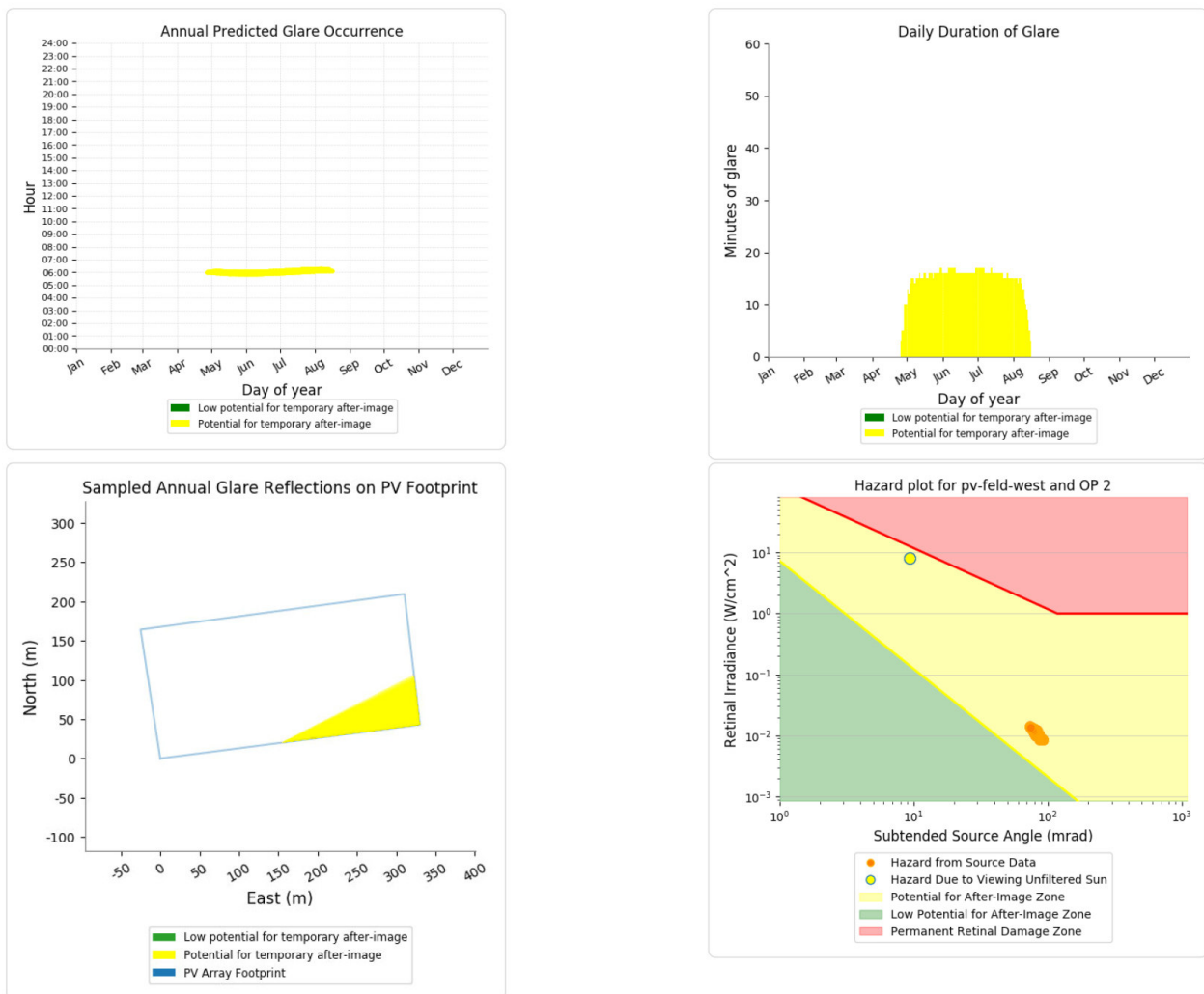


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3 und P4, Gebäude westlich

Messpunkt P3 und P4 im Bereich der Ortschaft Raitenbuch wurden zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Reflexionen durch die PV Anlage. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage ist nicht gegeben.

### 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Berching-Raitenbuch kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>10</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 Berching-Raitenbuch mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die wenig befahrene Straße zwischen Raitenbuch und Oberbürg nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Aufgrund der großen Entfernung und insbesondere aufgrund des Einfallswinkels wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die Gebäude der nordwestlich gelegenen Ortschaft Raitenbuch können von Reflexionen durch die PV Anlage nicht erreicht werden und erwartungsgemäß sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage kann 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.

### 6 Schlussbemerkung

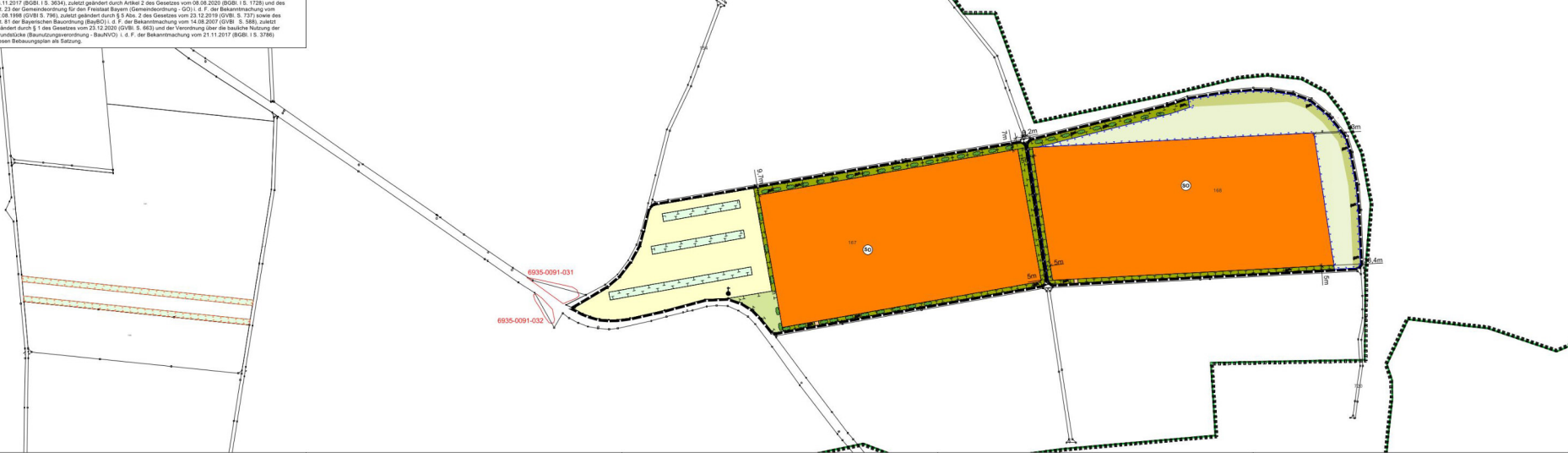
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 22.09.2021

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>10</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Die Stadt Berching verleiht gem. § 10 des Baugesetzbuches (BauGB) in der Fassung § 4 d. F. der Bauamtkomm. vom 03.11.2017 (BGR; IS: 3064), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 08.03.2025 (BGR; IS: 1728) und des Art. 23 der Gemeindeordnung für den Freistaat Bayern (Gemeindeordnung - GO), d. F. der Bauamtkomm. vom 22.08.1998 (OVBl; IS: 799), zuletzt geändert durch § 9 Abs. 2 des Gesetzes vom 20.12.2019 (OVBl; S. 737) sowie des Art. 81 der Bayerischen Bauordnung (BayBO), d. F. der Bauamtkomm. vom 14.08.2007 (OVBl; S. 588), zuletzt geändert durch § 1 des Gesetzes vom 21.12.2020 (OVBl; S. 663) und der Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung - BauNVO), d. F. der Bauamtkomm. vom 21.11.2017 (BGR; IS: 3176) diesen Bewilligungs- als Erlaubnis.



**B. Textliche Festsetzungen nach § 9 BauGB und BauNVO**

**1. Art der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB und §§ 1-15 BauNVO)**

- 1. Sonderregel Photovoltaik § 11 BauNVO
- 2. Maß der baulichen Nutzung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 und 9 Abs. 2 BauGB und §§ 16 - 21a BauNVO)
- 21. Grundflächenzahl (GRZ) 0,65 (§ 19 BauNVO)
- 22. Höhengestaltung (§ 9 Abs. 2 BauGB, § 16 Abs. 2 Nr. 4 BauNVO)
- 3. Bauweise und überbaute Grundstücksfläche (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB, §§ 22 und 23 BauNVO)
- 3a. Baugrenze (§ 21 Abs. 3 BauNVO)
- 4. Flächen oder Maßnahmen für Befestigungen sowie zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft (§ 9 Abs. 1 Nr. 20 und 25, § 1a Abs. 3 I BauNVO, § 9 Abs. 1a BauGB)

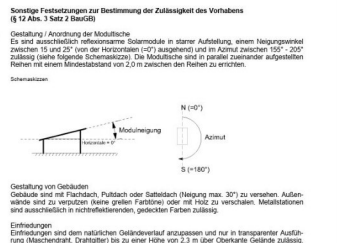
- Maßnahme 5
- 1.1. Anlag. von Bünpfläzchen/brachen durch Ansaat mit autschoner, für die Lebensraumsprünge der Freilebige geeigneter Neubesamer Baugruncung nicht zu hochwachsig, kein Müchten, Pflanzrecht bei Bedarf im nächsten Jahren Nachsaat bzw. Umlsant mit erneuter Ansaat im Herbst, alternat. Ansaat einer Smerwichte mit jährlichen Umlsant im September
- 4.3. Externe Ausgleichsflächenmaßnahmen
- 2.1. Maßnahme 4
- 2.2. Maßnahme 6
- 2.3. Maßnahme 7
- 2.4. Maßnahme 8
- 2.5. Maßnahme 9
- 2.6. Maßnahme 10
- 2.7. Maßnahme 11
- 2.8. Maßnahme 12
- 2.9. Maßnahme 13
- 2.10. Maßnahme 14
- 2.11. Maßnahme 15
- 2.12. Maßnahme 16
- 2.13. Maßnahme 17
- 2.14. Maßnahme 18
- 2.15. Maßnahme 19
- 2.16. Maßnahme 20
- 2.17. Maßnahme 21
- 2.18. Maßnahme 22
- 2.19. Maßnahme 23
- 2.20. Maßnahme 24
- 2.21. Maßnahme 25
- 2.22. Maßnahme 26
- 2.23. Maßnahme 27
- 2.24. Maßnahme 28
- 2.25. Maßnahme 29
- 2.26. Maßnahme 30
- 2.27. Maßnahme 31
- 2.28. Maßnahme 32
- 2.29. Maßnahme 33
- 2.30. Maßnahme 34
- 2.31. Maßnahme 35
- 2.32. Maßnahme 36
- 2.33. Maßnahme 37
- 2.34. Maßnahme 38
- 2.35. Maßnahme 39
- 2.36. Maßnahme 40
- 2.37. Maßnahme 41
- 2.38. Maßnahme 42
- 2.39. Maßnahme 43
- 2.40. Maßnahme 44
- 2.41. Maßnahme 45
- 2.42. Maßnahme 46
- 2.43. Maßnahme 47
- 2.44. Maßnahme 48
- 2.45. Maßnahme 49
- 2.46. Maßnahme 50
- 2.47. Maßnahme 51
- 2.48. Maßnahme 52
- 2.49. Maßnahme 53
- 2.50. Maßnahme 54
- 2.51. Maßnahme 55
- 2.52. Maßnahme 56
- 2.53. Maßnahme 57
- 2.54. Maßnahme 58
- 2.55. Maßnahme 59
- 2.56. Maßnahme 60
- 2.57. Maßnahme 61
- 2.58. Maßnahme 62
- 2.59. Maßnahme 63
- 2.60. Maßnahme 64
- 2.61. Maßnahme 65
- 2.62. Maßnahme 66
- 2.63. Maßnahme 67
- 2.64. Maßnahme 68
- 2.65. Maßnahme 69
- 2.66. Maßnahme 70
- 2.67. Maßnahme 71
- 2.68. Maßnahme 72
- 2.69. Maßnahme 73
- 2.70. Maßnahme 74
- 2.71. Maßnahme 75
- 2.72. Maßnahme 76
- 2.73. Maßnahme 77
- 2.74. Maßnahme 78
- 2.75. Maßnahme 79
- 2.76. Maßnahme 80
- 2.77. Maßnahme 81
- 2.78. Maßnahme 82
- 2.79. Maßnahme 83
- 2.80. Maßnahme 84
- 2.81. Maßnahme 85
- 2.82. Maßnahme 86
- 2.83. Maßnahme 87
- 2.84. Maßnahme 88
- 2.85. Maßnahme 89
- 2.86. Maßnahme 90
- 2.87. Maßnahme 91
- 2.88. Maßnahme 92
- 2.89. Maßnahme 93
- 2.90. Maßnahme 94
- 2.91. Maßnahme 95
- 2.92. Maßnahme 96
- 2.93. Maßnahme 97
- 2.94. Maßnahme 98
- 2.95. Maßnahme 99
- 2.96. Maßnahme 100

**C. Sonstige Festsetzungen zur Bestimmung der Zulässigkeit des Vorhabens (§ 12 Abs. 3 Satz 2 BauGB)**

- 1. Gestaltung / Anordnung der landwirtschaftlichen Gebäude
- 2. Gestaltung von Gebäuden
- 3. Einfriedungen
- 4. Höhenentwicklung
- 5. Weiter- / Informationsanlagen
- 6. Gehölzschutz

**D. Hinweise**

- 1. Orientierlinde bei Befestigungen gegenüber landwirtschaftlichen Grundstücken
- 2. Risikoprüfung
- 3. Bäume



**VERFAHRENERWERKE**

- 1. (Siegel) Stadt Berching, den .....
- 2. (Siegel) Ludwig Eismann Erster Bürgermeister
- 3. (Siegel) Stadt Berching, den .....
- 4. (Siegel) Ludwig Eismann Erster Bürgermeister
- 5. (Siegel) Stadt Berching, den .....
- 6. (Siegel) Berching, den .....
- 7. (Siegel) Ludwig Eismann Erster Bürgermeister

Die Satzungsbeschlüsse zu dem vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit Grundordnungsinhalt wurden am ... gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 2 BauGB ersatzlos bekräftigt gemacht. Die vorhabenbezogenen Bebauungspläne sind Gegenstand der Baugrenzen und sind diesen Inhalt auf Verlangen Auskunft gegeben. Der vorhabenbezogenen Bebauungspläne mit Grundordnungsinhalt sind die §§ 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100.

Der Stadtrat hat im Sitzung vom ... gemäß § 2 Abs. 1 BauGB die Aufteilung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans in Grundordnungsinhalt beschlossen. Der Aufteilungsbefehl lautet wie folgt: ...

Die Satzungsbeschlüsse zu dem vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit Grundordnungsinhalt wurden am ... gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 2 BauGB ersatzlos bekräftigt gemacht. Die vorhabenbezogenen Bebauungspläne sind Gegenstand der Baugrenzen und sind diesen Inhalt auf Verlangen Auskunft gegeben. Der vorhabenbezogenen Bebauungspläne mit Grundordnungsinhalt sind die §§ 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100.



Kartengrundlage: GeoDaten3D © Bayerns Vermessungsverwaltung 2020

Vorhabenbetreiber: Solarpark Raitenbuch GmbH & Co. KG, Raitenbuch 2, 92334 Berching

**Stadt Berching**

**Vorhabenbezogener Bebauungsplan mit Grundordnungsinhalt und Vorhaben- und Erschließungsplan "Solarpark Raitenbuch"**

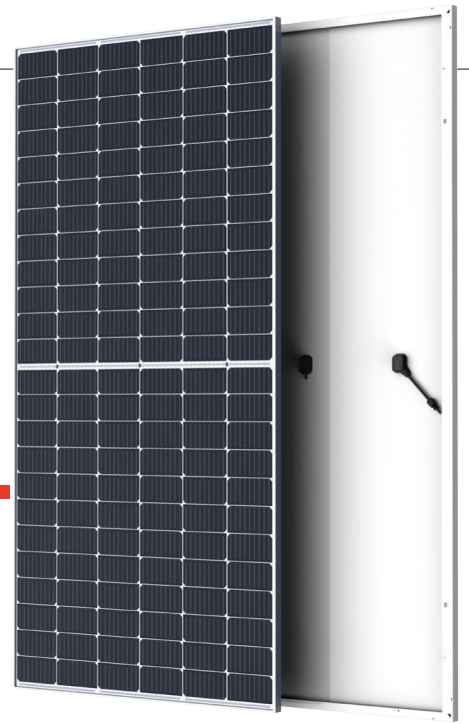
maßstab: 1 : 2.000 bearbeitet: mw/cz  
datum: 15.05.2021

**TEAM 4 Bauernschritt • Wehner Landschaftsarchitekten • Stadtplanner PartGrüB**



# THE TALLMAX<sup>M</sup>

## FRAMED 144 LAYOUT MODULE



**144 LAYOUT**  
MONOCRYSTALLINE MODULE

**430-450W**  
POWER OUTPUT RANGE

**20.6%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

**PRODUCTS**

TSM-DE17M(II)

**POWER RANGE**

430-450W

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

**Comprehensive Products and System Certificates**

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



**High power**

- Up to 450W front power and 20.6% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power



**High reliability**

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

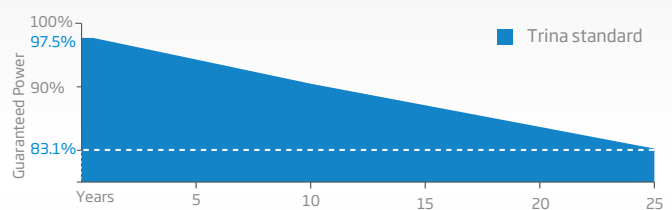


**High energy generation**

- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower temp coefficient (-0.36%) and NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

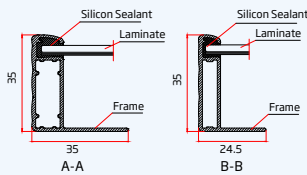
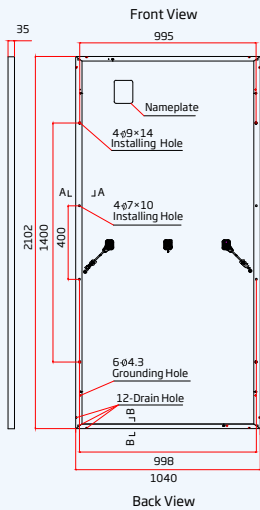
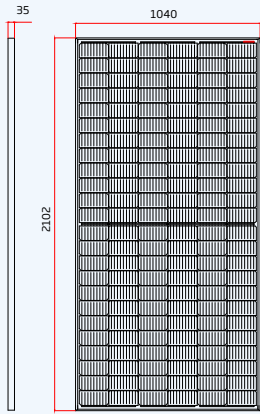
**PERFORMANCE WARRANTY**

10 Year Product Warranty · 25 Year Power Warranty

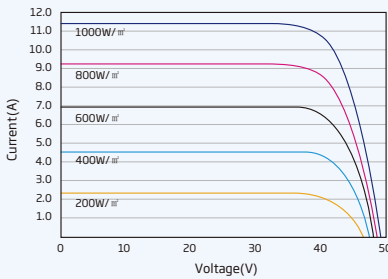


From the 2nd year to the 25th year, the average annual power decline will be no more than 0.6%.

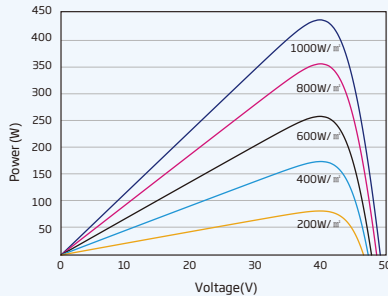
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



### I-V CURVES OF PV MODULE(440W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(440W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	430	435	440	445	450
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	40.3	40.5	40.7	40.8	41.0
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	10.67	10.74	10.82	10.90	10.98
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	11.22	11.31	11.39	11.46	11.53
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	19.7	19.9	20.1	20.4	20.6

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

### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	325	329	333	336	340
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	38.0	38.2	38.4	38.5	38.7
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.56	8.61	8.68	8.73	8.80
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	46.0	46.3	46.4	46.6	46.8
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.03	9.11	9.17	9.23	9.28

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

### 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
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41 C (±3 C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	- 0.36%/ C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	- 0.26%/ C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/ C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85 C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

### WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 660 pieces

# Solarpark

## Raitenbuch

**Created** Sept. 23, 2021  
**Updated** Sept. 23, 2021  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC1  
**Site ID** 59030.10413

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

#### Analysis Methodologies:

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

## Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld Ost	18.0	180.0	57	5,069	-
PV Feld West	18.0	180.0	0	4,348	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 113,282 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld Ost  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Footprint area:** 57,287 m<sup>2</sup>  
**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	49.078916	11.538750	500.54	1.80	502.34
2	49.078986	11.543471	491.45	1.80	493.25
3	49.077433	11.543514	493.00	1.80	494.80
4	49.077433	11.538954	499.14	1.80	500.94



**Name:** PV Feld West  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Footprint area:** 55,996 m<sup>2</sup>  
**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	49.077006	11.534222	498.44	1.80	500.24
2	49.078482	11.533879	497.84	1.80	499.64
3	49.078889	11.538471	500.93	1.80	502.73
4	49.077393	11.538739	498.44	1.80	500.24



### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.077093	11.531434	499.01	2.00	501.01
OP 2	49.076538	11.534395	500.44	2.00	502.44
OP 3	49.081738	11.521145	500.37	2.00	502.37
OP 4	49.082617	11.524643	508.45	2.00	510.45

## Summary of PV Glare Analysis

*PV configuration and total predicted glare*

<b>PV Name</b>	<b>Tilt</b>	<b>Orientation</b>	<b>"Green" Glare</b>	<b>"Yellow" Glare</b>	<b>Energy Produced</b>	<b>Data File</b>
	<b>deg</b>	<b>deg</b>	<b>min</b>	<b>min</b>	<b>kWh</b>	
PV Feld Ost	18.0	180.0	57	5,069	-	
PV Feld West	18.0	180.0	0	4,348	-	

### Distinct glare per month

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

<b>PV</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Apr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>
pv-feld-ost (green)	0	0	13	8	0	0	0	1	23	0	0	0
pv-feld-ost (yellow)	0	0	37	453	584	564	578	559	141	0	0	0
pv-feld-west (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-west (yellow)	0	0	183	391	483	501	502	433	323	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

*Results for each PV array and receptor*

### PV Feld Ost potential temporary after-image

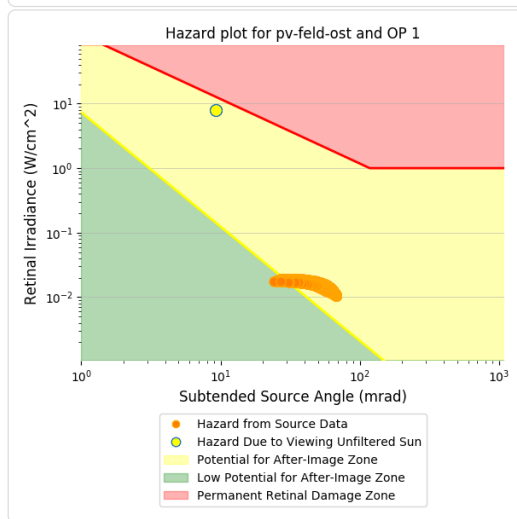
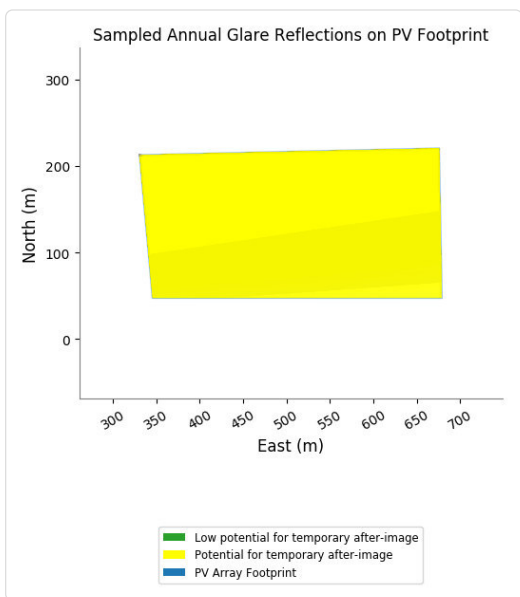
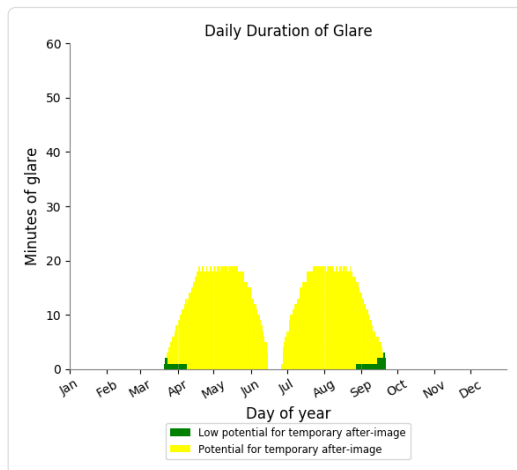
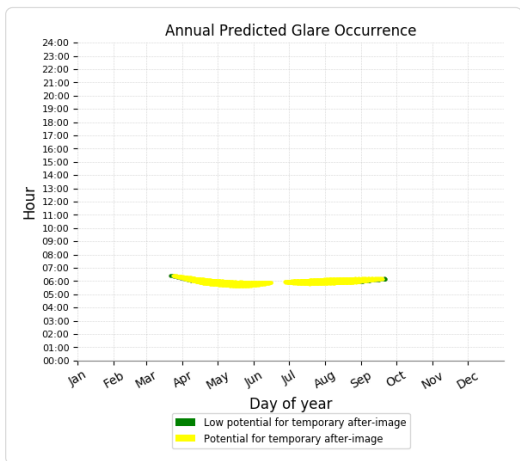
<b>Component</b>	<b>Green glare (min)</b>	<b>Yellow glare (min)</b>
OP: OP 1	54	2367
OP: OP 2	3	2702
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0



### PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

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

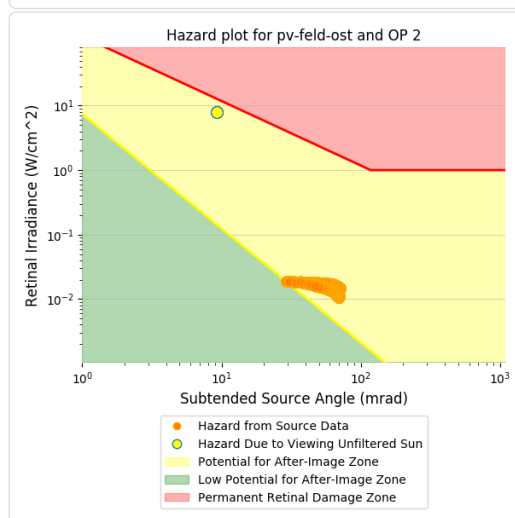
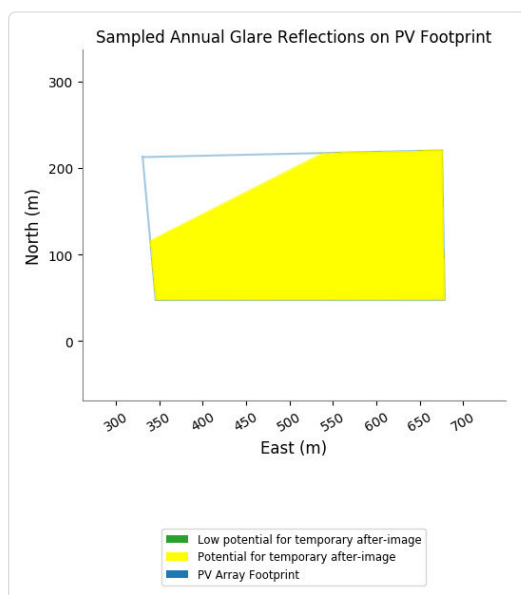
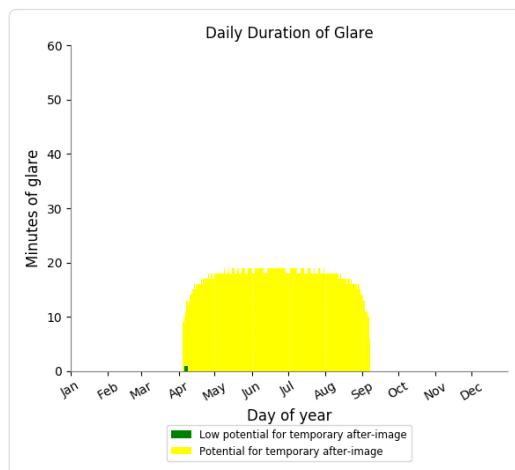
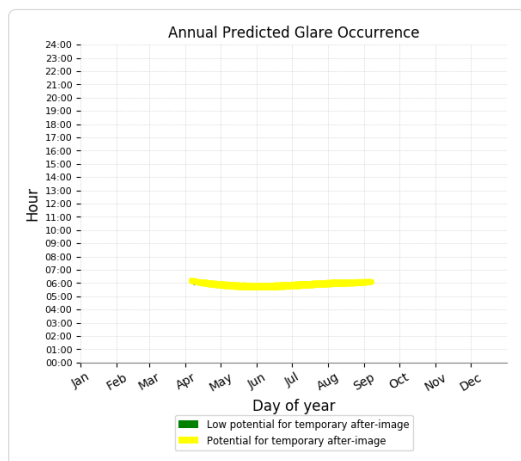
- 54 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,367 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

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

- 3 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,702 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

No glare found

### PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

No glare found

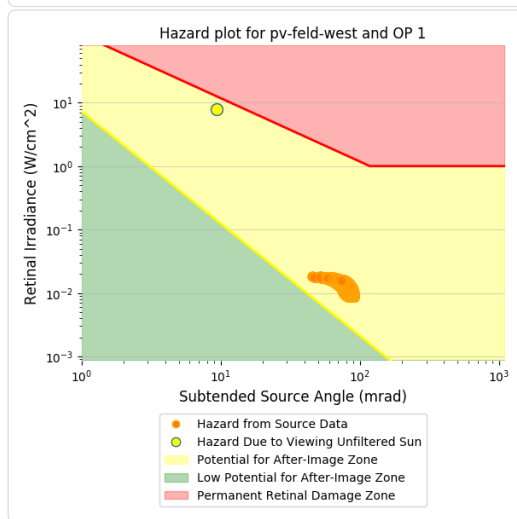
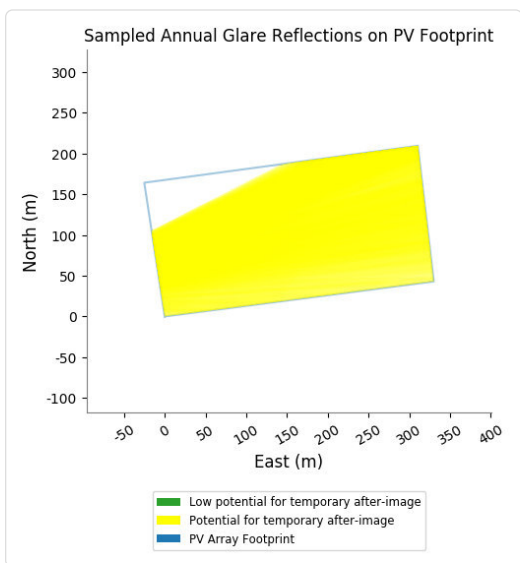
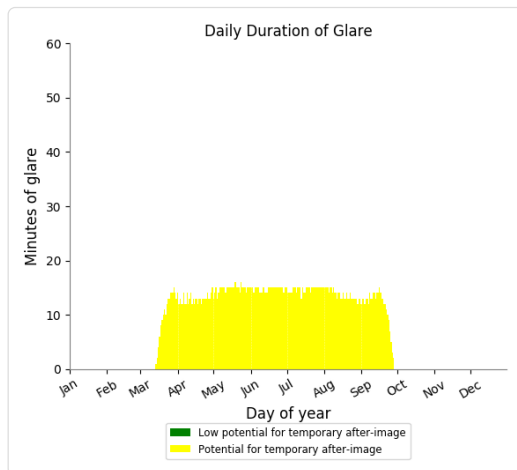
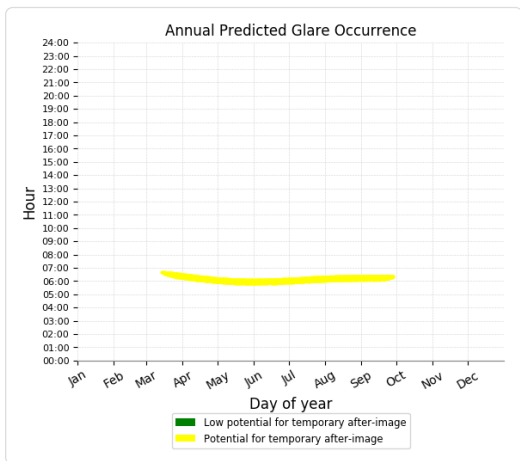
### PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2672
OP: OP 2	0	1676
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

### PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

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

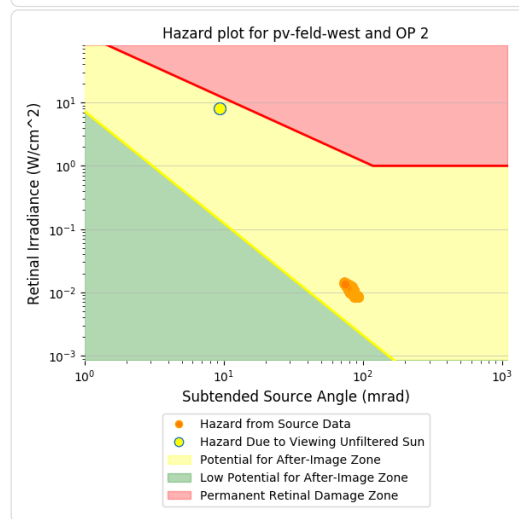
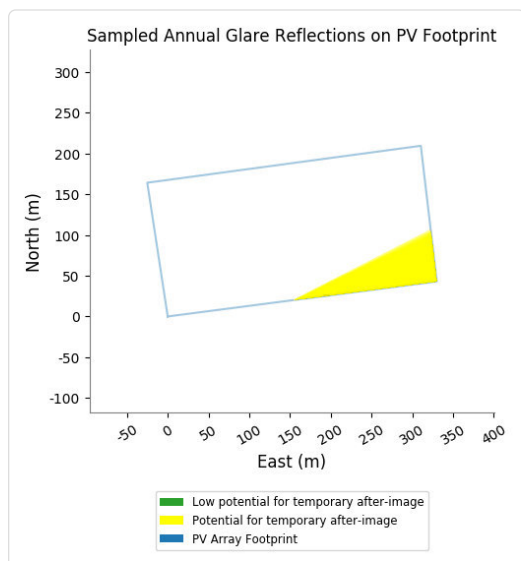
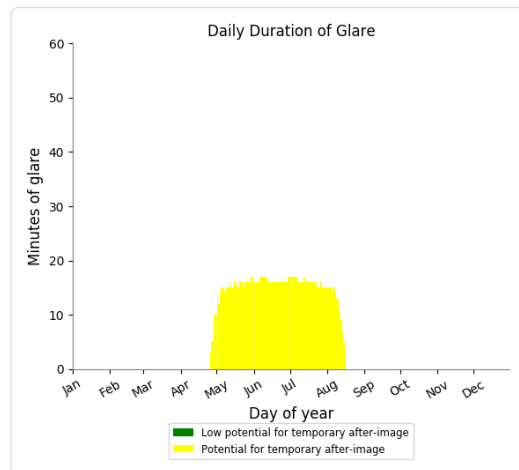
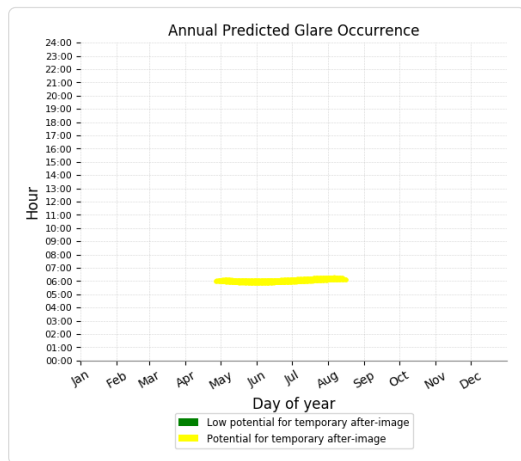
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,672 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,676 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

No glare found

### PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

No glare found

## Assumptions

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





