

# SolPEG Blendgutachten Solarpark Hafenerweiterung Kelheim

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Nähe von Kelheim in Niederbayern**

**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](mailto:info@solpeg.com)

 [www.solpeg.com](http://www.solpeg.com)

## Inhalt

1	Auftrag .....	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung .....	8
3.1	Rechtliche Hinweise .....	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen .....	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung .....	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse .....	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	13
4	Ergebnisse .....	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich.....	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke östlich.....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nordöstlich.....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B16 östlich.....	23
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, B16 nordöstlich .....	25
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, St2230 nördlich.....	27
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P7, Abensberger Straße westlich .....	29
4.8	Ergebnisse am Messpunkt P8, Gebäude BRK.....	31
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	33
6	Schlussbemerkung .....	33
7	Anhang (Auszug).....	34 - 45

## SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Hafenerweiterung Kelheim

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 900 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Hafenerweiterung“ für die Bahnstrecke, für Verkehrsteilnehmer auf der B16, sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

#### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. 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. inwieweit von der PV-Anlage „Hafenerweiterung“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B16 sowie ggf. 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 potenziellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Projektdokumentation 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 PV-Anlage wird als Parkplatzüberdachung errichtet. Die Flächen befinden sich in einem Gewerbegebiet südöstlich von Kelheim (Hafenerweiterung) in Niederbayern. Östlich der Flächen verläuft die B16 und südöstlich die Bahnstrecke Ingolstadt-Regensburg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Gewerbegebiet südöstlich von Kelheim in Niederbayern. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">48.900°N 11.910°O ca. 344 m ü.N.N.</a>
Abstand zur B16	ca. 20 m (kleinste Entfernung) – 400 m
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 20 m – 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 65 m

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

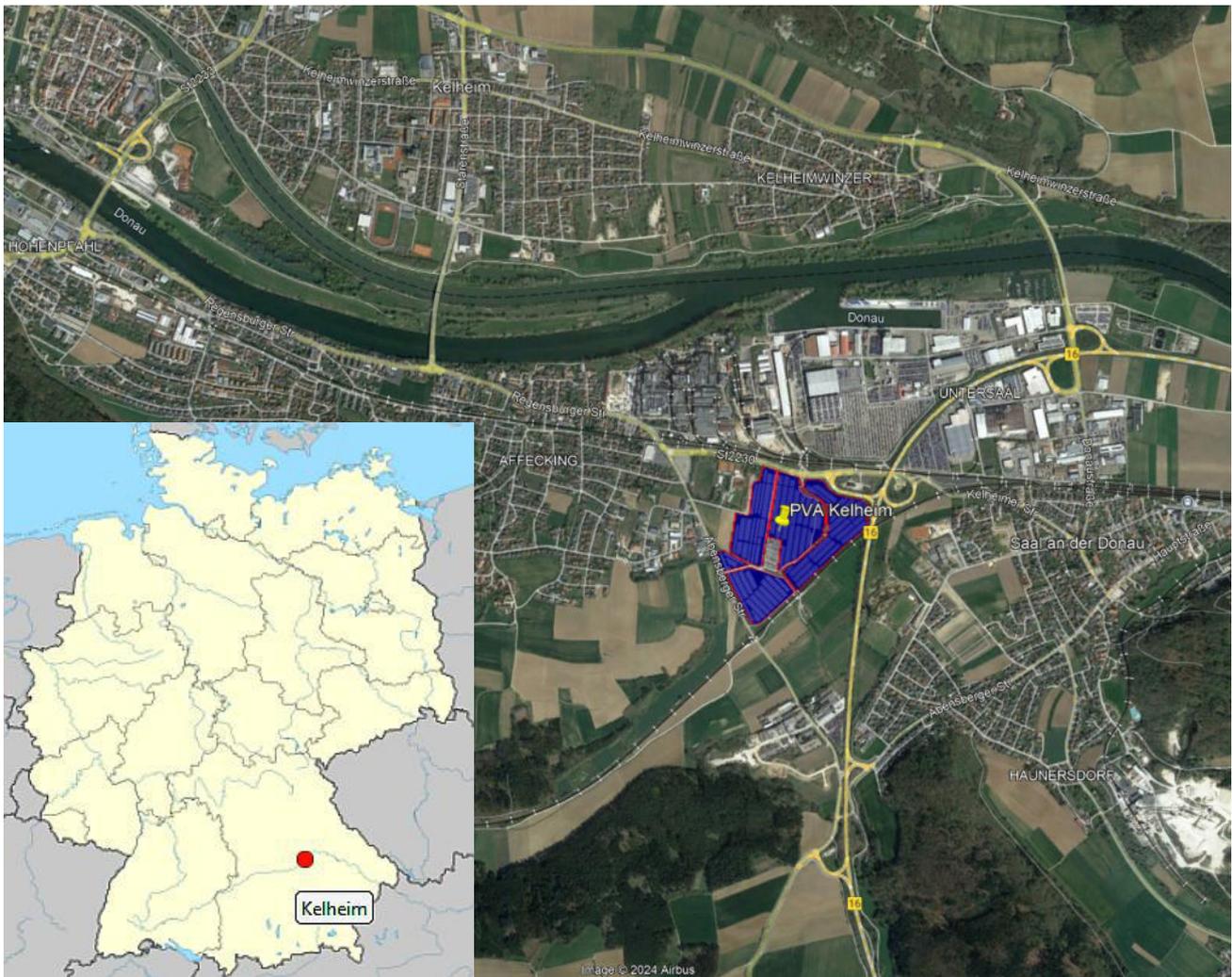


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

<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-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

### Detailansicht der PV-Anlage

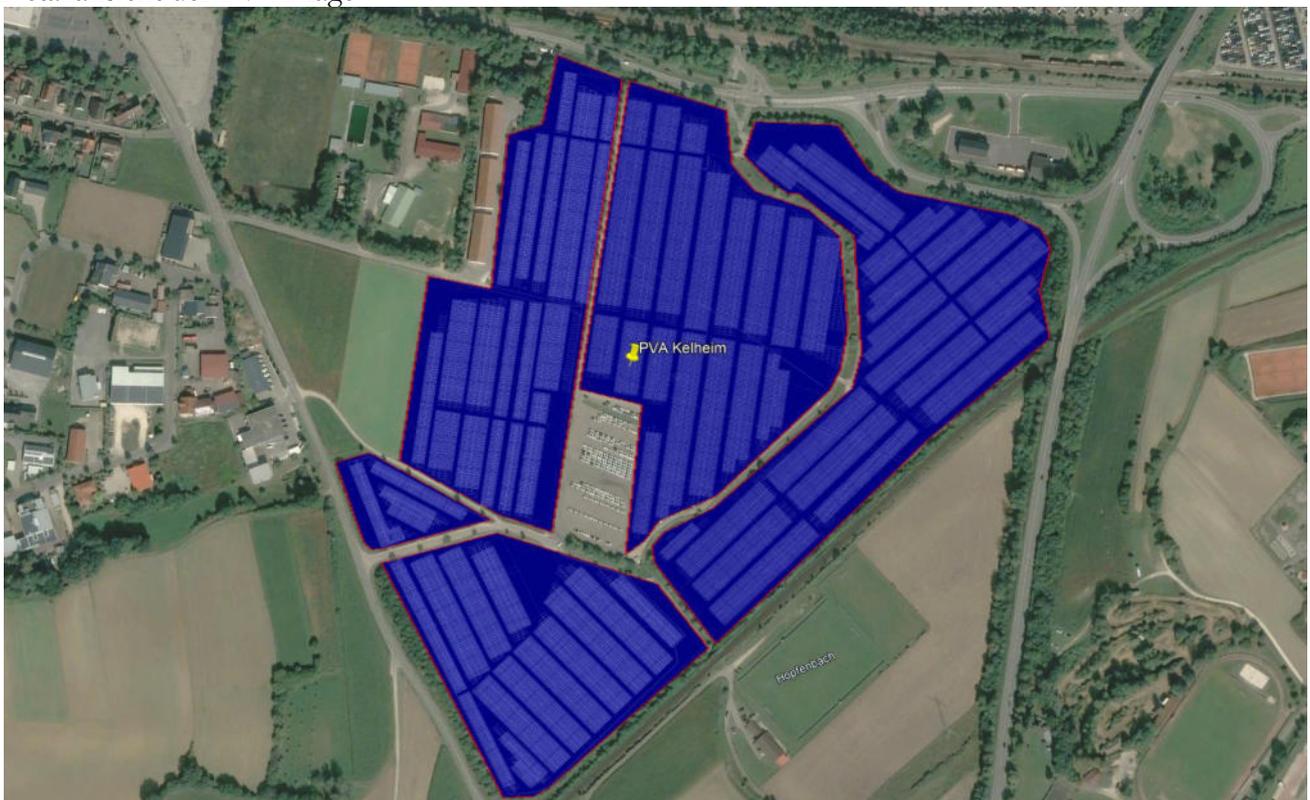


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Die geplante PV-Anlage wird als Parkplatzüberdachung realisiert. Blick von Norden nach Süden auf die Fläche der PV-Anlage.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google SreetView, August 2022, Ausschnitt)

Blick von Westen nach Osten.



Bild 2.1.5 Foto der PV-Fläche (Quelle: Google SreetView, August 2022, Ausschnitt)

## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV-Anlage sowie umliegende Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können diese evt. von Reflexionen erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten sind diese zu vernachlässigen. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potenziellen 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 mög-  
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung  
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des  
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

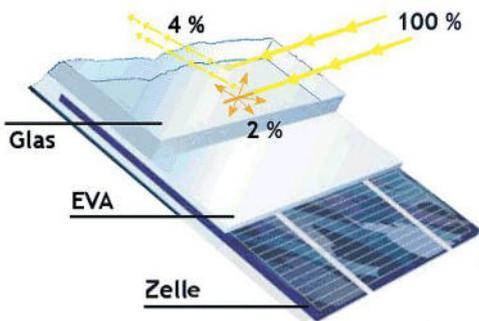


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

<sup>3</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.niederNiedersachsen.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.

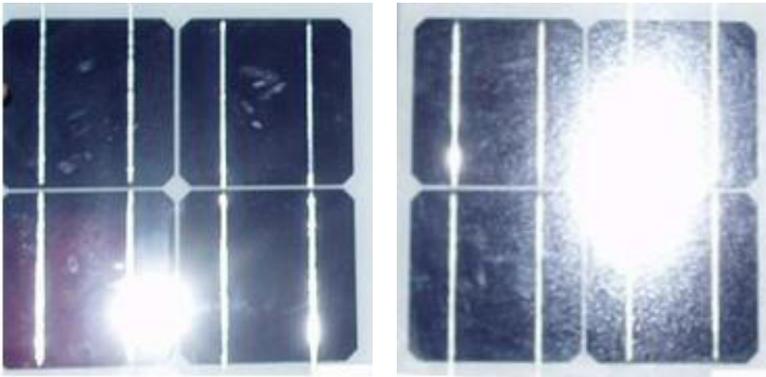


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

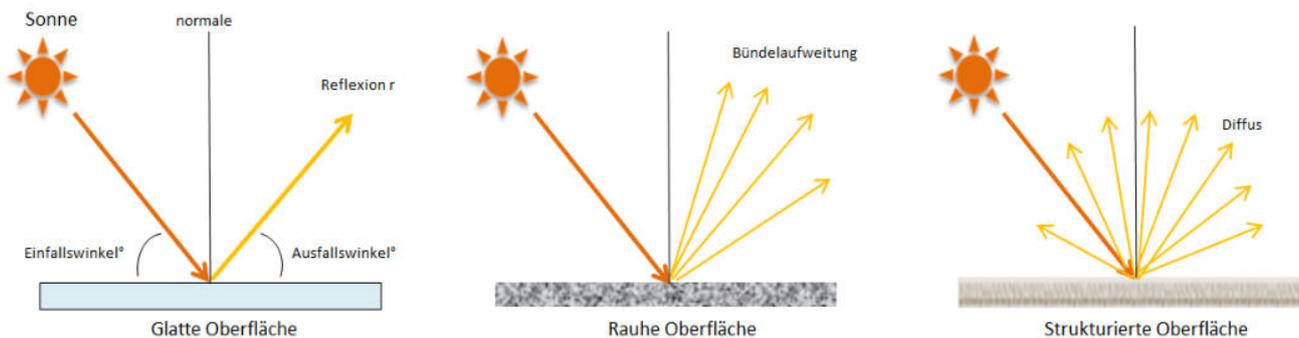


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers Phono Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften (lt. Datenblatt) 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 Characteristics	
Cell Type	N Type Monocrystalline
Cell Format	182x210mm±0.5mm
Cell Number	96 Half Cell
Dimension (L x W x H)	Length: 1762mm (69.37 inch) Width: 1134mm (44.65 inch) Height: 30mm (1.18 inch)
Weight	23.0kg (50.71 lbs)
Front Glass	2.0mm Heat Strengthened Glass With AR Coating
Back Glass	2.0mm Heat Strengthened Glass
Frame	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:

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

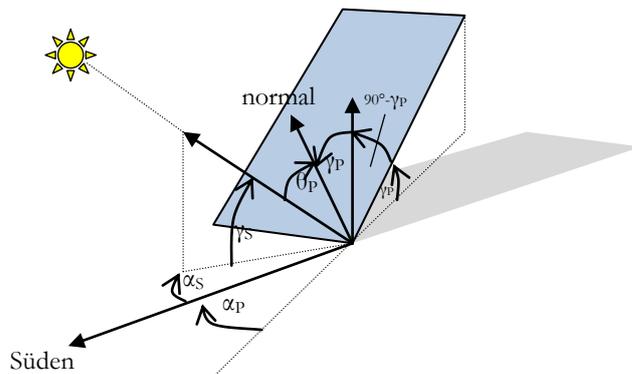


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 höchstmögliche 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.

### 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. Es handelt sich bei der geplanten PV-Anlage um eine Parkplatzüberdachung (Ost-West Installation) mit 10° Modulneigung. Die folgende Skizze verdeutlicht die Modulinstallation.

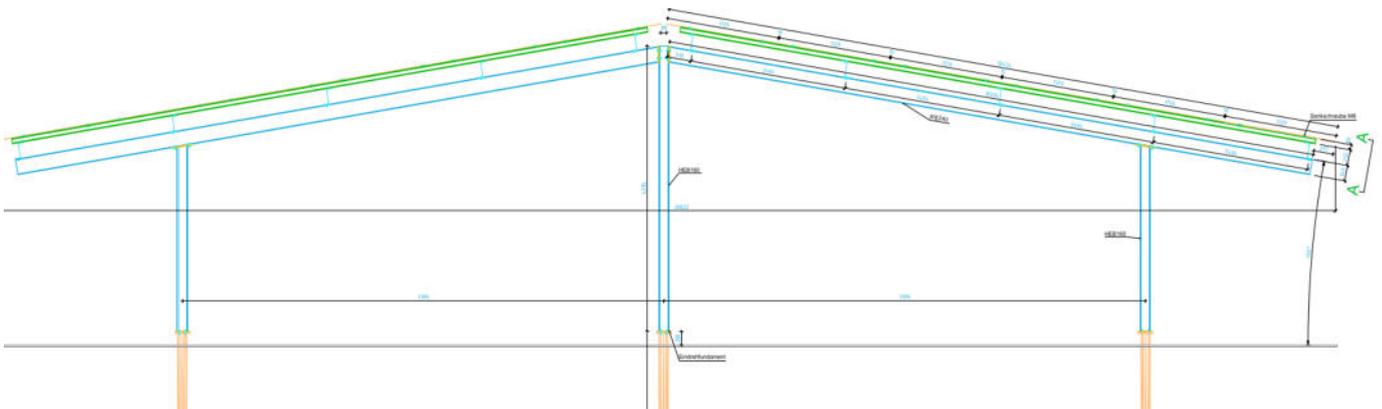


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	Phono Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Parkplatz Überdachung, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	Ost-West Installation mit unterschiedlicher Ausrichtung
Modulneigung	10°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 2,80 m - 4,50 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	4 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m Sitzhöhe PKW/LKW (gemittelt <sup>6</sup> ) und Zugführer
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung +/- 30°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung<sup>7</sup> darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb von +/- 20° relativ zur Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen auf Bundesautobahnen allerdings Einfallswinkel von bis zu +/-30° als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

<sup>6</sup> Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

<sup>7</sup> Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

### 3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV-Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Hafenerweiterung wurden insgesamt 8 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 4 auf angrenzenden Straßen sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang.

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

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

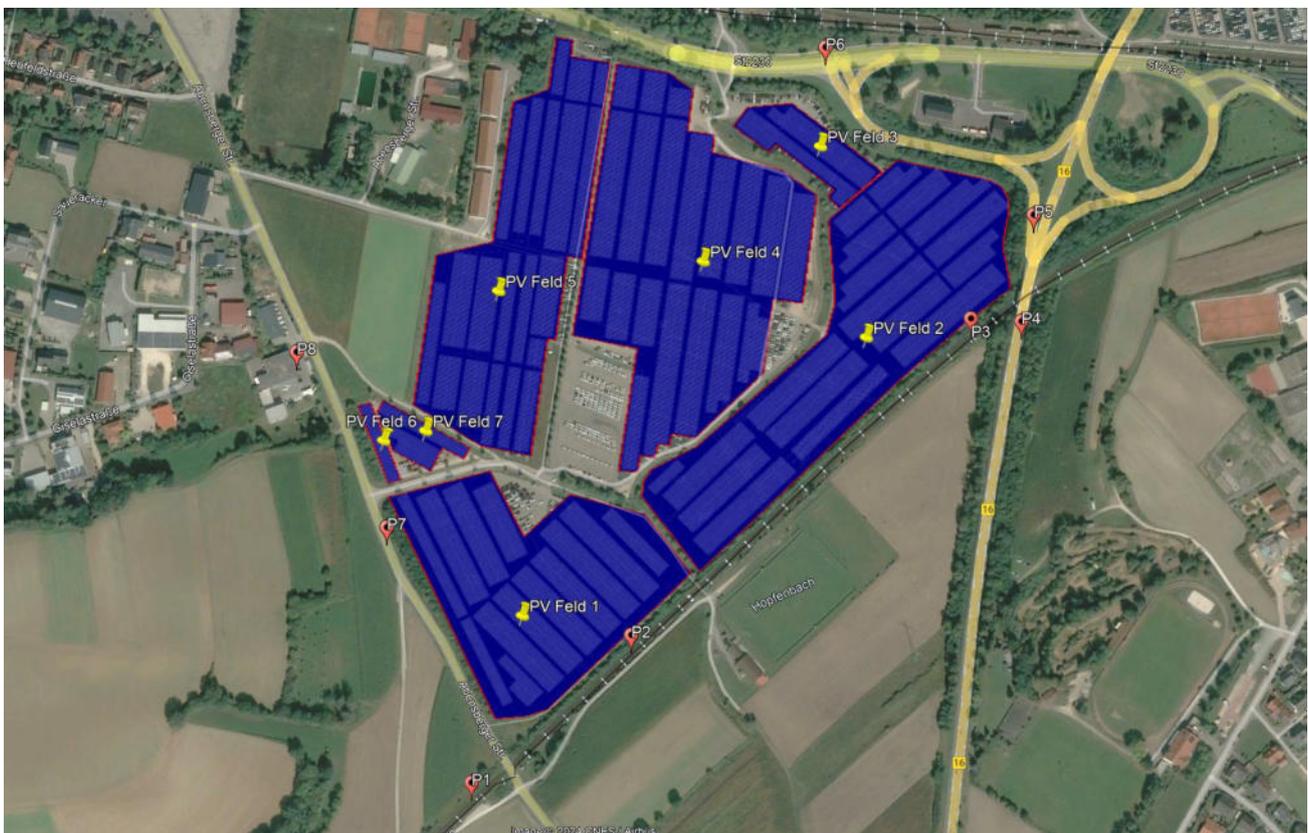


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 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 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 LAI Lichtleitlinie 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 Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen ab einem Winkel von 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. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu +/-30° als relevant angesehen werden. Dieser Wert [vom FBA definiert] wurde allerdings nicht auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um eine Vereinbarung u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen<sup>9</sup> oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden. Obwohl bislang keine belastbaren Quellen vorhanden sind, wird der Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

## Höhe der Messpunkte

Für die Analyse von ortsfesten Messpunkten ist eine Höhe von 2,0 m über GOK festgelegt (Person stehend). Für den Straßenverkehr hat das FGSV<sup>10</sup> die Augpunkt für PKW mit 1,2 m – 1,4 m angegeben. Der Wert wurde vor über 50 Jahren anhand von damaligen Repräsentativfahrzeugen festgelegt. Zur Höhe des Augpunktes für LKW, Van, SUV, Transporter etc. gibt es keine Hinweise/Vorgaben. Vor diesem Hintergrund wird für PKW und LKW eine gemittelte Höhe von 2,0 m festgelegt. Dies ist ein eher konservativer Ansatz, da bei über 85% der Verkehrsteilnehmer (PKW) der durchschnittliche Augpunkt deutlich tiefer liegt. Kontrollsimulationen mit 2,5 m Höhe zeigen überwiegend keine nennenswert anderen Ergebnisse. Eine Aussage, dass ein höherer Standort mehr Reflexionen erfährt, ist pauschal nicht zulässig.

<sup>8</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

<sup>9</sup> Keine bzw. keine wissenschaftlich fundierte Angabe zum Einfallswinkel in der LAI Lichtleitlinie (Deutschland, 2012) und in der (teils wortgleich) übernommenen OVE-Richtlinie R 11 (Österreich, 2016/2022)

<sup>10</sup> Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen <https://www.fgsv.de>, Richtlinien RAS/RAL/RAA

## Entfernung zur Immissionsquelle

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

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Aber auch dieser Wert ist nicht auf Basis von wissenschaftlichen Untersuchungen ermittelt worden und ist daher auch unter Fachleuten umstritten.

## Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 900 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>11</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>12</sup>. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

Nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> eintritt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

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

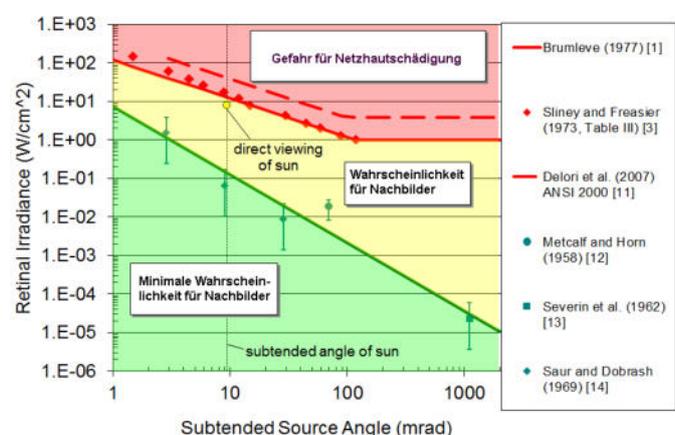


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen  
(Quelle: Sandia National Laboratories)

<sup>11</sup> <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

<sup>12</sup> Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Für die Simulation der potenziellen Reflexionen können in der Software verschiedene Parameter eingestellt bzw. angepasst werden. Für die vorliegende Analyse werden die Sonnenstände in 1-Minuten-Schritten für 1 Jahr simuliert und die Anzahl der Minuten mit Reflexionen an den jeweiligen Immissionsorten summiert. Im Ergebnis (Rohdaten) ist u.a. die Uhrzeit, die Intensität, die Vektoren der Sonnenstrahlen und der Reflexionen und andere Daten enthalten, die in weiteren Schritten analysiert, bewertet und dokumentiert werden.

## Limitierungen

Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY<sup>13</sup>) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>14</sup> von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen sollen nicht berücksichtigt werden.

Aber auch aufgrund von technischen Limitierungen können diese Daten in der Simulationssoftware nicht berücksichtigt werden und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Vor diesem Hintergrund müssen die rechnerisch ermittelten Ergebnisse im Einzelfall bewertet werden.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Es ist möglich Hindernisse zu modellieren aber z.B. Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet werden. Derartige Limitierungen sind auch bei anderen Simulationsprogrammen zu finden. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Im Bereich von Autobahnen soll lt. jüngster Vorgabe des Fernstraßenbundesamtes (FBA) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nicht als Sichtschutz berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund, dass in der LAI Lichtleitlinie eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert wird, ist die Vorgabe des FBA unzureichend begründet.

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

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

<sup>13</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>14</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)

Mittelwert 2023: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2023\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png)

Langjähriges Mittel 1991-2020: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_refc9120\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png)

## Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

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



Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Hafenerweiterung wird für 8 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV ist ein eher konservativer Ansatz, da bei >85% der Verkehrsteilnehmer die übliche Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Darüber hinaus zeigen sich bei einer Sitzhöhe (Augpunkt) von 2,5 m keine nennenswert anderen Ergebnisse.

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 LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren 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.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert. Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

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

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe <sup>15</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 Bahnstrecke südöstlich	48.896908	11.909095	345,26	347,76	-
P2 Bahnstrecke östlich	48.898188	11.911139	345,18	347,68	nicht relevant <sup>W</sup>
P3 Bahnstrecke nordöstlich	48.900869	11.915532	345,34	347,84	nicht relevant <sup>W</sup>
P4 B16 östlich	48.900840	11.916187	345,25	347,75	nicht relevant <sup>WS</sup>
P5 B16 nordöstlich	48.901747	11.916337	347,20	349,70	nicht relevant <sup>WS</sup>
P6 St2230 nördlich	48.903185	11.913660	345,03	347,03	nicht relevant <sup>W</sup>
P7 Abensberger Str.	48.899101	11.908038	349,64	351,64	nicht relevant <sup>S</sup>
P8 Gebäude westlich (BRK)	48.900593	11.906884	356,17	358,17	nicht relevant <sup>SDE</sup>

<sup>W</sup> = Aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant, <sup>E</sup> = Entfernung, <sup>S</sup> = Sichtschutz/Geländestruktur, <sup>D</sup> = geringe Dauer

<sup>15</sup> GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Ingolstadt-Regensburg (DB Strecken-Nr. 5851) südlich des Bahnüberganges Abensberger Straße sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

#### 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke östlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 13. März – 29. September zwischen 16:43 - 20:16 Uhr, für max. 47 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Bei der Fahrt in die Gegenrichtung (Nordosten) sind die Einfallswinkel nochmals größer (+180°) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht wahrnehmbar. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

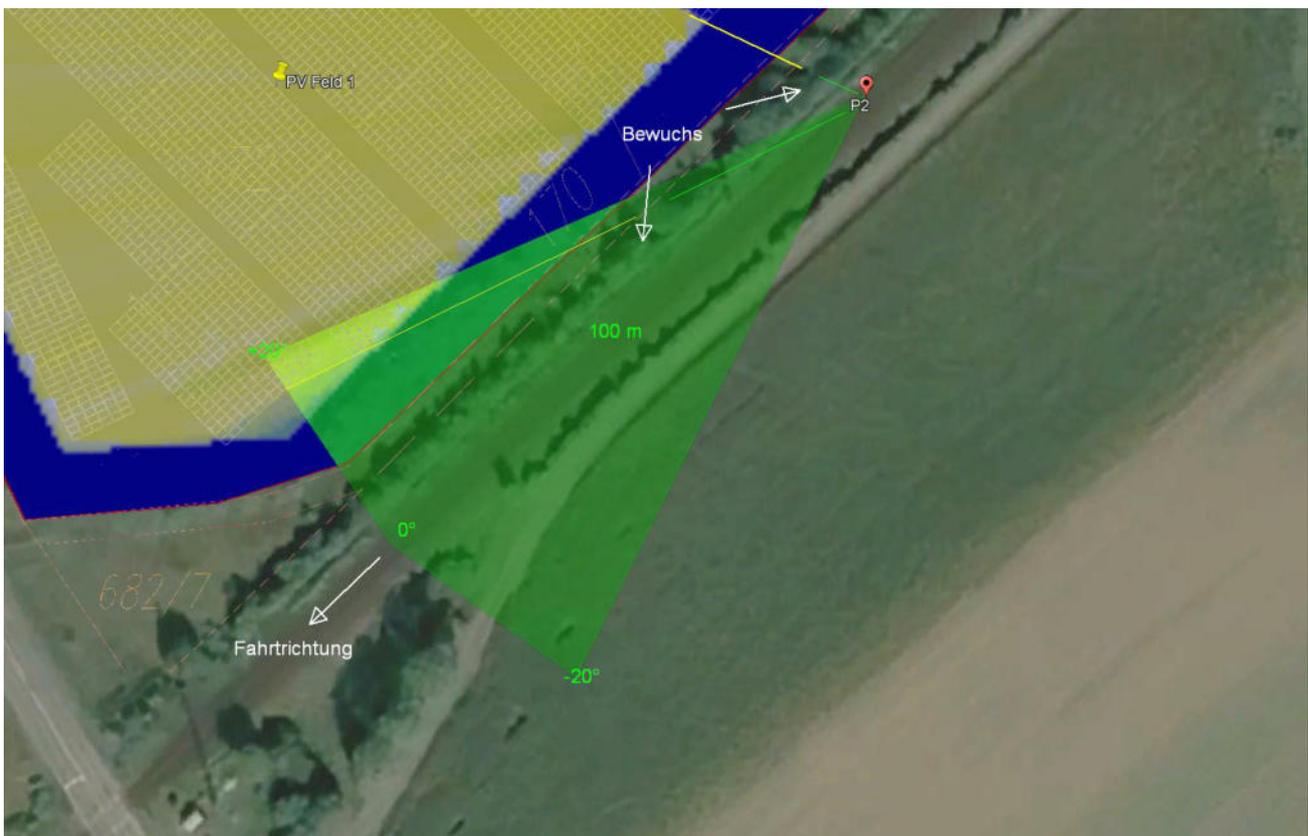


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Bei der weiteren Fahrt Richtung Südwesten vergrößert sich der Einfallswinkel zur Immissionsquelle.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Südwesten. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 Richtung Südwesten (Quelle: Google Youtube Video [ZT2fgsw\\_YRQ](#), Min. 37:43)

Das Foto verdeutlicht auch, dass aufgrund der ausgeprägten Vegetation im Randbereich überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Aber und selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen aufgrund der Einfallswinkel nicht relevant.

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand am Messpunkt P2 aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.2.3: Visualisierung am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG Visualisierung)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nordöstlich

Am Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 05. März - 07. Oktober, zwischen 17:35 - 19:43 Uhr, für max. 33 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Südwesten liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Bei der Fahrt in Richtung Nordosten sind die Einfallswinkel nochmals größer ( $+180^\circ$ ) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht wahrnehmbar. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und aufgrund der großen Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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

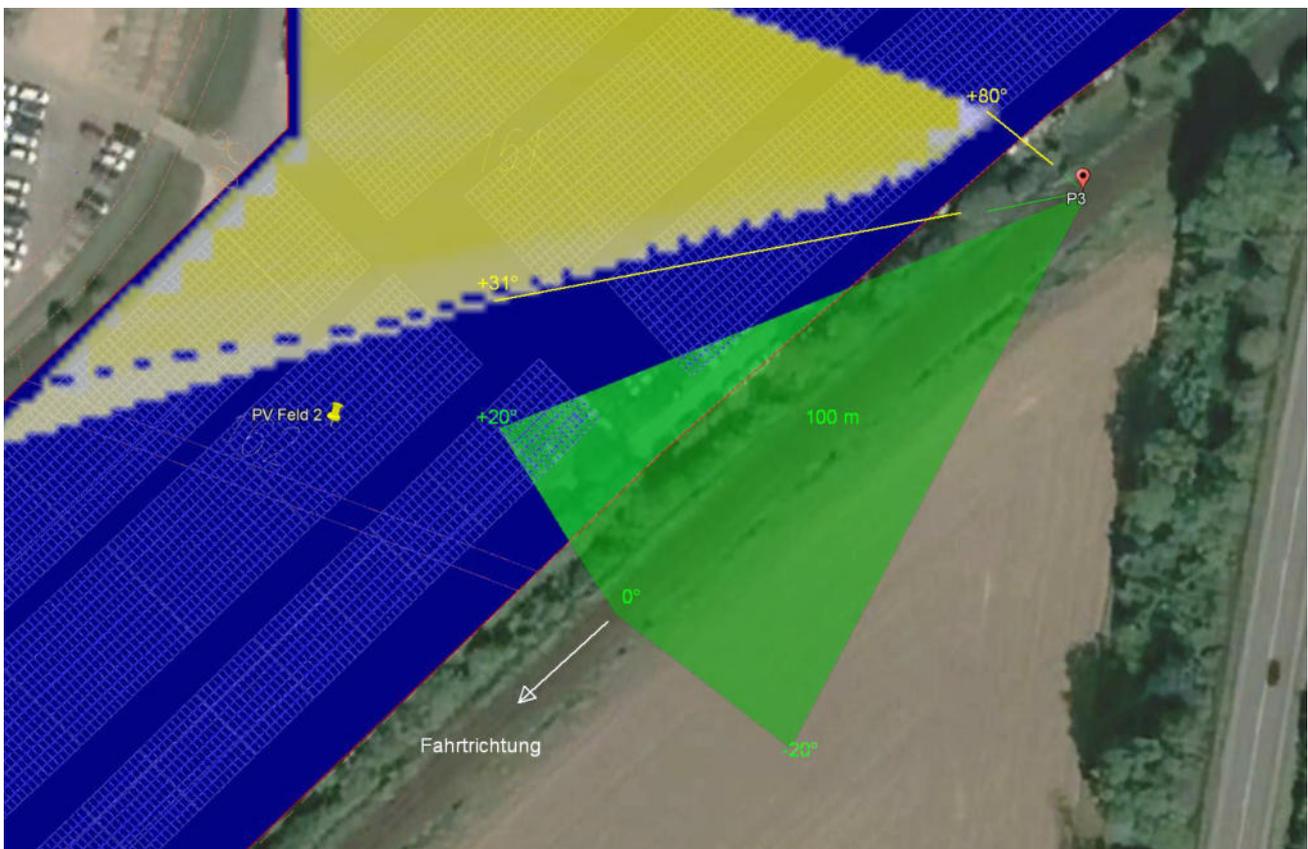


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

In dem Gelb markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Süden/Südwesten. Das Foto verdeutlicht, dass das PV Feld 2 zwar teilweise (rechts) im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3 Richtung Südwesten (Quelle: Google Youtube Video [ZT2fgsw\\_YRQ](#), Min. 37:18)

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben wird aufgrund der Oberflächenstruktur der PV-Module das Sonnenlicht überwiegend diffus reflektiert, d.h. die Oberfläche hat eine geringere Leuchtdichte (visuelle Helligkeit) als Windschutzscheiben oder Lackierungen der abgestellten PKW.

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand am Messpunkt P3 aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.3.3: Visualisierung am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG Visualisierung)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B16 östlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von  $\pm 20^\circ$  bzw.  $\pm 30^\circ$  relativ zur Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein Gefährdungspotenzial vorhanden ist. Lt. Simulation können am Messpunkt P4 auf der B16 theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 05. März - 06. Oktober, zwischen 17:37 - 19:32 Uhr, für max. 22 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden mit ca.  $+59^\circ$  bis  $+98^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der weiteren Fahrt Richtung Süden vergrößert sich der Abstand zur Immissionsquelle zunehmend. Bei der Fahrt in die Gegenrichtung ( $+180^\circ$ ) liegen die Einfallswinkel nochmals mehr außerhalb des relevanten Sichtwinkels und dementsprechend sind potenziellen Reflexionen nochmals weniger relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P4 aus Sicht des Fahrzeughäufers aus erhöhter Position<sup>16</sup> (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Süden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das PV-Feld 2 liegt rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

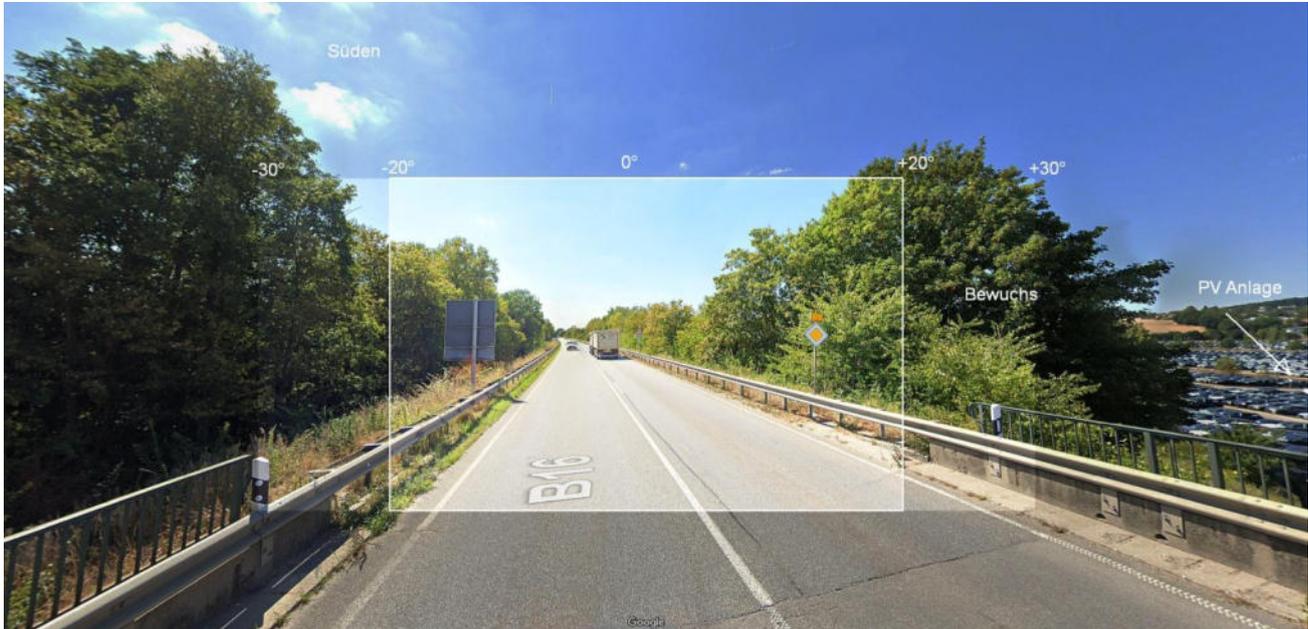


Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4, Blick Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht, dass das ausgeprägte Straßenbegleitgrün einen natürlichen Sichtschutz darstellt. Lt. jüngsten Vorgaben des FBA soll dieser Aspekt für die Bewertung einer potenziellen Blendwirkung nicht berücksichtigt werden. Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, wären potenzielle Reflexionen aufgrund der großen Einfallswinkel nicht relevant.

Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel<sup>17</sup> erreichen.

<sup>16</sup> Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

<sup>17</sup> Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit +/-5° zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, B16 nordöstlich

Auch am Messpunkt P5 auf der B16 ca. 90 m nördlich von Messpunkt P4, im Bereich der Auffahrt können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 10. Februar - 31. Oktober, zwischen 16:44 - 19:10 Uhr, für max. 24 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden mit ca.  $+55^\circ$  bis  $+104^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors. Aufgrund der großen Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P5 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

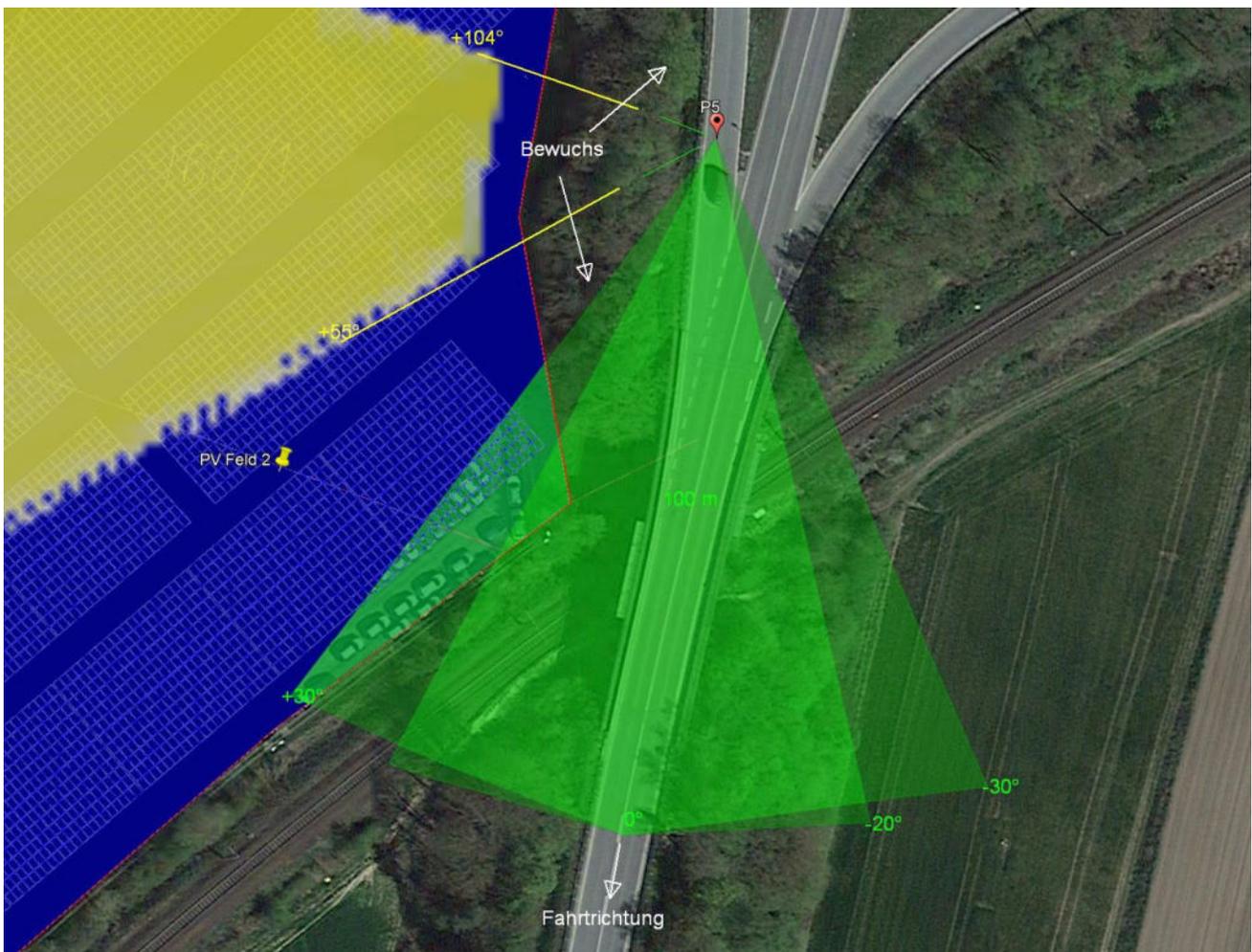


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P5 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Süden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das PV-Feld 2 liegt rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.5.2: Foto am Messpunkt P5, Blick Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P5 mit Blick Richtung Norden. Aufgrund der ausgeprägten Vegetation im Randbereich besteht kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, wären potenzielle Reflexionen aufgrund der großen Einfallswinkel nicht relevant.



Bild 4.5.3: Foto am Messpunkt P5, Blick Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, St2230 nördlich

Am Messpunkt P6 auf der St2230 im Bereich der Auffahrt auf die B16 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch im Winterhalbjahr zwischen dem 29. September - 14. März, zwischen 12:59 - 16:43 Uhr aus südlicher Richtung durch das PV-Feld 3 und 4 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Osten/Südosten mit über  $+32^\circ$  rechts zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und bei der weiteren Fahrt vergrößern sich diese. Auch bei der Fahrt Richtung Westen liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels und auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 110 m sind diese zu vernachlässigen. Bei der weiteren Fahrt Richtung Westen verändert sich die Richtung der Fahrbahn und dementsprechend vergrößern sich die Einfallswinkel. Aufgrund der Einfallswinkel sind in beiden Konstellationen die rechnerisch ermittelten Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P6 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.6.1: Situation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Grün markierten Bereiche symbolisieren die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. In den Gelb markierten Bereichen könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P6 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Osten. Die Fläche PV-Anlage (PV-Feld 3) liegt rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, nicht einsehbar hinter Büschen und Bäumen.



Bild 4.6.2: Foto am Messpunkt P6, Blick Richtung Osten (Quelle: Google SreetView, August 2022, Ausschnitt)

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P6 mit Blick Richtung Westen. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das PV-Feld 4 liegt links in über 100 m Entfernung. Bei der weiteren Fahrt Richtung Westen vergrößert sich der Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen – sofern diese überhaupt wahrnehmbar sind.



Bild 4.6.3: Foto am Messpunkt P6, Blick Richtung Westen (Quelle: Google SreetView, August 2022, Ausschnitt)

#### 4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, Abensberger Straße westlich

Am Messpunkt P7 auf der Abensberger Straße können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 05. Februar – 05. November zwischen 08:40 - 09:47 Uhr, für max. 20 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden/Südosten zwar rein rechnerisch teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel aber in der Realität besteht aufgrund einer Böschung kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P7 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

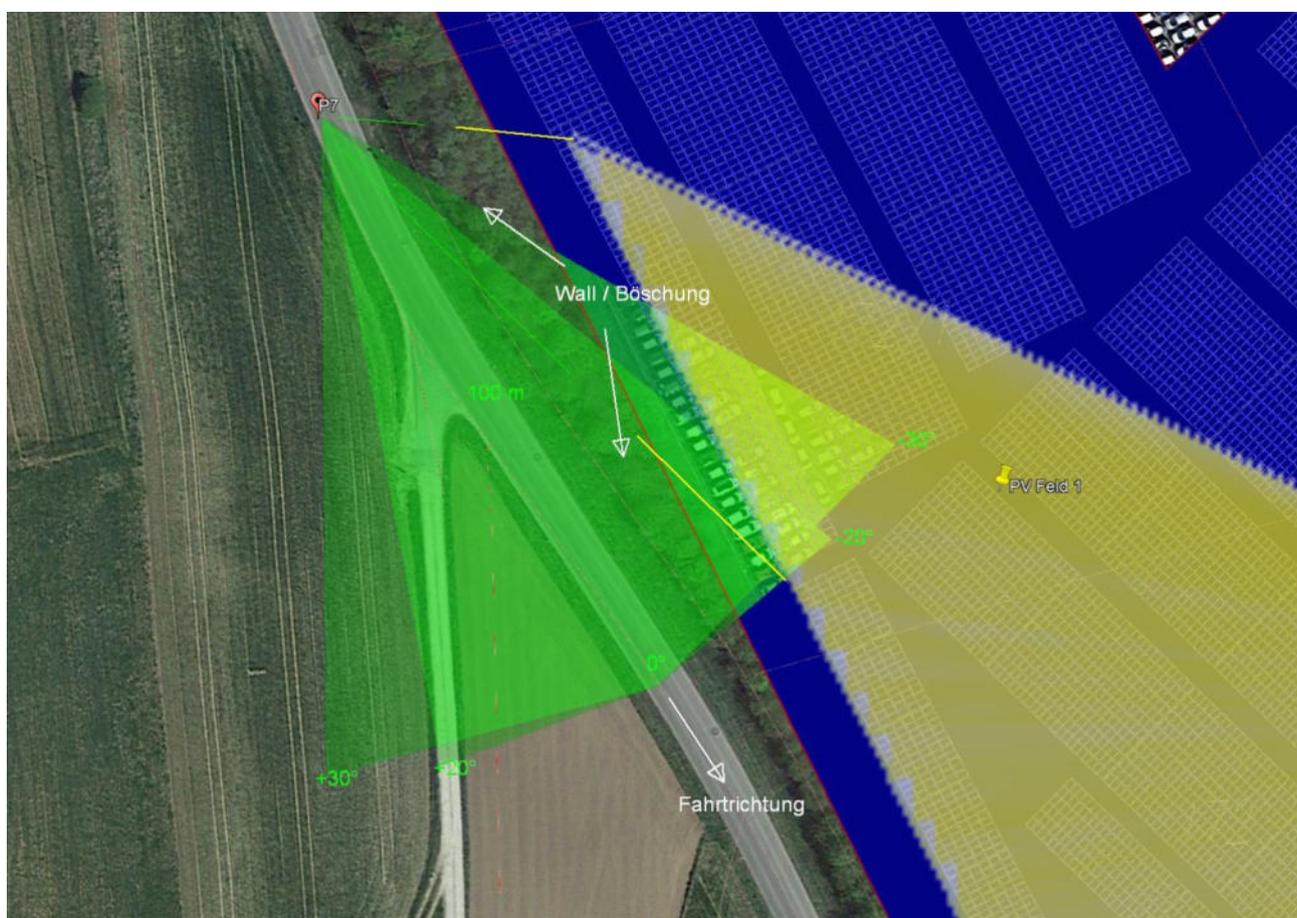


Bild 4.7.1: Situation am Messpunkt P7 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. In der Realität besteht aufgrund einer Böschung kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P7 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Süden. Die Fläche PV-Anlage liegt links, nicht einsehbar hinter einer Böschung mit Büschen und Bäumen.



Bild 4.7.2: Foto am Messpunkt P7, Blick Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P7 mit Blick Richtung Norden. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die Sichtachse zur Fläche der PV-Anlage durch die Böschung unterbrochen ist.



Bild 4.7.3: Foto am Messpunkt P7, Blick Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

## 4.8 Ergebnisse am Messpunkt P8, Gebäude BRK

Am Messpunkt P8 im Bereich der westlich gelegenen Gebäude des BRK Kelheim, an der Adresse Abensberger Str. 4, können theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 5 und 6 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 25. März - 17. September, in den frühen Morgenstunden zwischen 07:13 - 09:23 Uhr, für max. 31 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

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

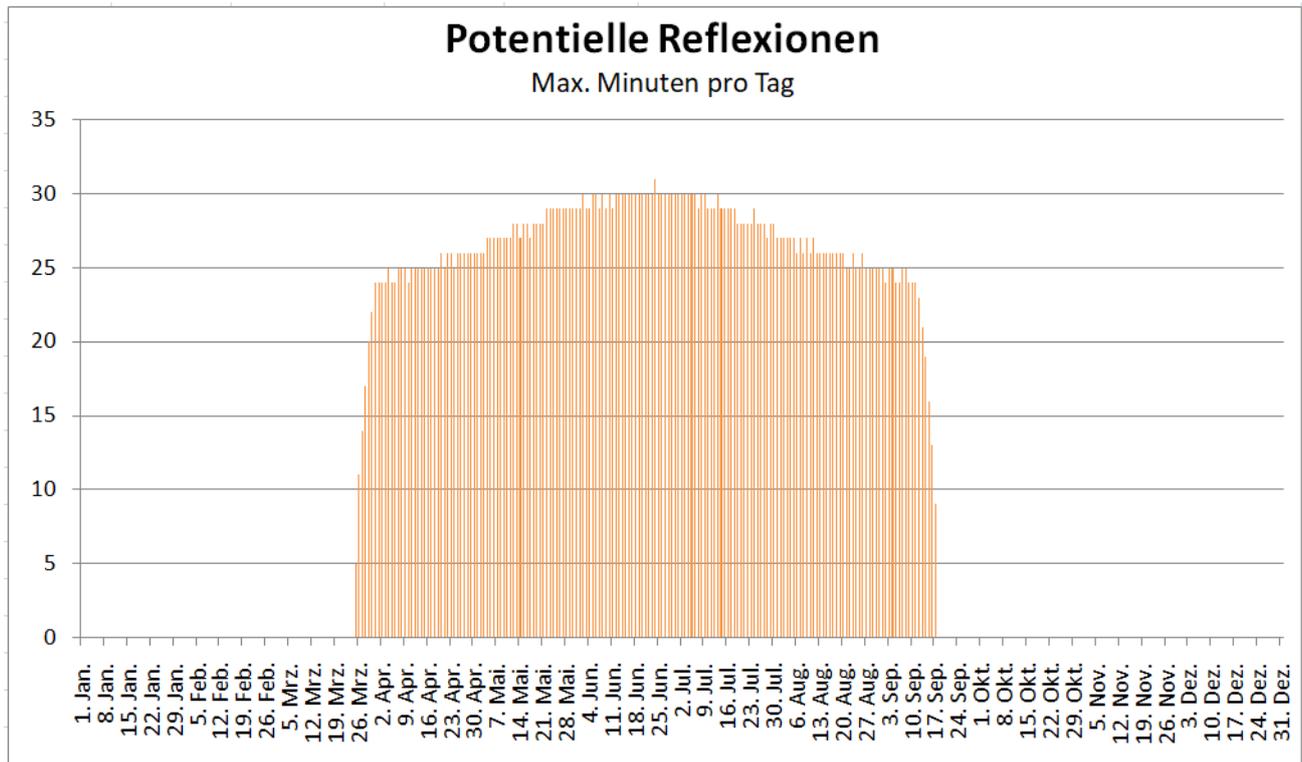


Bild 4.8.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P8 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr liegt zwar über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, aber die Summe pro Tag (Median 27 Minuten) liegt im Rahmen und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle (PV-Feld 6 und 7). Aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle (PV-Feld 5) sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Aufgrund der Analyse kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern und den freiwilligen Helfern des BRK durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P8 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

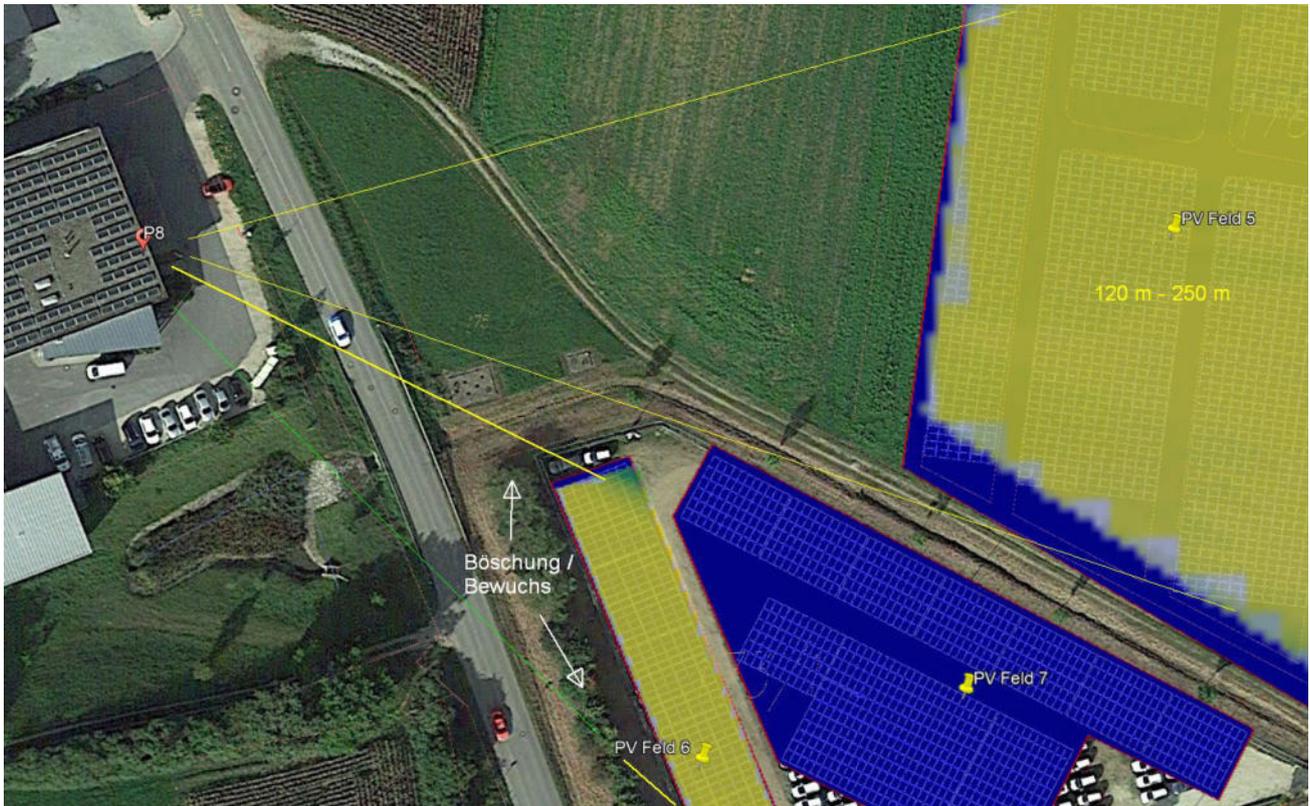


Bild 4.8.2: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto auf der Abensberger Str., etwas östlich von Messpunkt P8 (BRK Gebäude), mit Blick in Richtung Osten verdeutlicht, dass die Flächen der PV-Anlage überwiegend nicht einsehbar bzw. in großer Entfernung liegen.



Bild 4.8.3: Foto am Messpunkt P8 in Richtung Osten (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

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

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 8 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die aktuellen/neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Im Verlauf der Bahnstrecke Ingolstadt-Regensburg (DB Strecken-Nr. 5851) können rein rechnerisch zwar in geringem Umfang Reflexionen auftreten aber die Einfallswinkel liegen überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Verlauf der B16, der St2230 und der Abensberger Straße können theoretisch bzw. rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings überwiegend bzw. deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der umliegenden Gebäude können theoretisch Reflexionen durch einzelne PV-Felder auftreten aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten und aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Mitarbeitern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 06.01.2025

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



**TECHNISCHE DATEN**

**PV GENERATOR**

Modul Type: SOLID Bifacial  
 Modul Abmessungen (mm): 1729L x 1140B x7,1D  
 Modul Leistung: 435 Wp  
 Modul Anzahl: 120.516

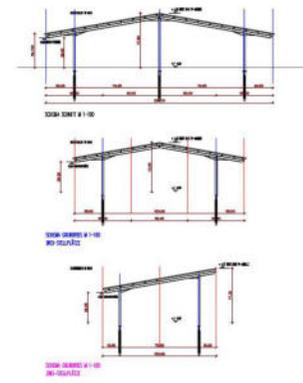
DC Leistung: 52.424,46 kWp

Anzahl der Strings mit 22 Module: 5.478

**WECHSELRICHTER**

WR-Type: Huawei SUN2000-330KTL-H1  
 Wechselrichter Nennleistung: 300 kW  
 Wechselrichter Anzahl: 330  
 Strings per inverters: 18

AC-Leistung: 52.470 kW



Geistiges Eigentum der Solea GmbH - streng vertraulich.  
 Eine Weitergabe an Dritte ist nur unter Zustimmung des Herausgebers Solea gestattet.

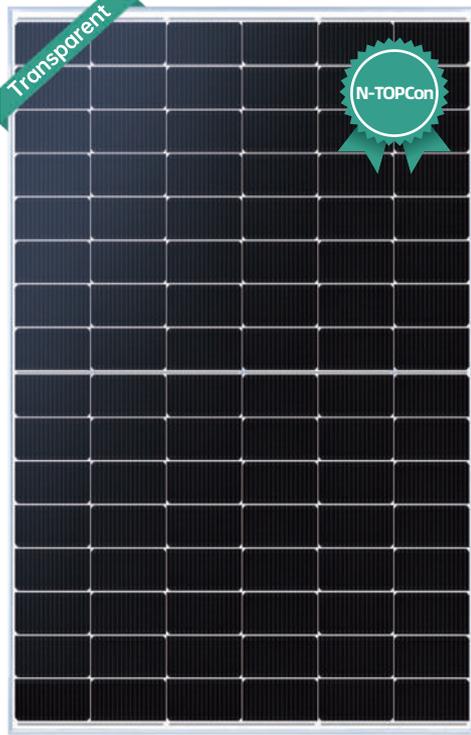
Index	Changings	from	Date

Art/Bezeichnung	Titel der Zeichnung Entwurfsplanung - Übersicht	
Zustimmendes	Projektname Attacking 682 - Hatten Kellheim	
Datum	Erstellt	Datum
	1.850	06.11.2024
Skizzen	Gezeichnet	Geprüft
	M1	JE

Solea GmbH  
 Gottlieb-Daimler-Str. 10  
 94437 Prutting  
 Tel.: 09931 / 8969970  
 Fax: 09931 / 8969975  
 info@solea-ag.com



LAGEPLAN M 1 - 1000



# 435-455W

## Draco Module Series

N-TOPCON HIGH EFFICIENCY 96-16BB-W-TG

**Bloomberg**  
NEW ENERGY FINANCE

**Tier 1**



### Wider Application

- Suitable for agricultural projects benefit from its light transmittance

### Product Characteristics

- Optimized cell size brings higher power and Lower transportation costs

### Extraordinary Product Performance

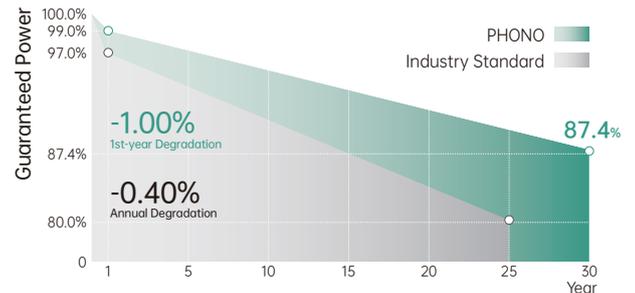
- N-type with lower LID and LeTID
- Up to 30% additional power yield benefited from bifacial technology and over 80% cell bifaciality
- Competitive high-temperature performance with ameliorated temperature coefficient
- Better weak illumination response, higher power generation with N-TOPCon technology

### High Quality Reliability

- Industry-leading cell processing technology and dual glass contributes to excellent anti-PID characteristic

### Wider Application Conditions

- Universal solution for residential and C&I rooftops
- BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area
- Easy for integration, designed for compatibility with existing mainstream inverters and diverse mounting systems



**15-year**  
Product Warranty

**30-year**  
Linear Performance Warranty

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730

ISO 9001  
2015 / Quality management system

ISO 14001  
2015 / Standards for environmental management system

ISO 45001  
2018 / International standards for occupational health & safety



## Electrical Typical Values

Model	PS435L8GF-16/QNH		PS440L8GF-16/QNH		PS445L8GF-16/QNH		PS450L8GF-16/QNH		PS455L8GF-16/QNH	
	1000V	1500V	PS435L8GFH-16/QNH	PS440L8GFH-16/QNH	PS445L8GFH-16/QNH	PS450L8GFH-16/QNH	PS455L8GFH-16/QNH			
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Rated Power (Pmpp)	435	333	440	337	445	341	450	345	455	348
Rated Current (Imp)	14.84	11.95	14.87	11.98	14.90	12.00	14.93	12.02	14.96	12.05
Rated Voltage (Vmpp)	29.32	27.87	29.59	28.13	29.87	28.39	30.15	28.65	30.42	28.92
Short Circuit Current (Isc)	15.50	12.48	15.54	12.52	15.58	12.55	15.62	12.58	15.66	12.61
Open Circuit Voltage (Voc)	34.87	33.39	35.17	33.68	35.48	33.97	35.79	34.27	36.09	34.56
Module Efficiency (%)	21.77		22.02		22.27		22.52		22.77	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, Cell Temperature 25°C

NOCT (Nominal Operation Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

## BNPI

Maximum Power (Pmax)	479	485	490	496	501
Optimum Operating Current (Imp)	16.34	16.38	16.41	16.44	16.48
Optimum Operating Voltage (Vmpp)	29.32	29.59	29.87	30.15	30.42
Short Circuit Current (Isc)	17.06	17.13	17.15	17.21	17.24
Open Circuit Voltage (Voc)	34.87	35.17	35.48	35.79	36.09

BNPI: Front Side Irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, Back Side Reflection Irradiation 135W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, Ambient Temperature 25°C

## Mechanical Characteristics

Cell Type	N Type Monocrystalline
Cell Format	182x210mm±0.5mm
Cell Number	96 Half Cell
Dimension (L × W × H)	Length: 1762mm (69.37 inch) Width: 1134mm (44.65 inch) Height: 30mm (1.18 inch)
Weight	23.0kg (50.71 lbs)
Front Glass	2.0mm Heat Strengthened Glass With AR Coating
Back Glass	2.0mm Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Cable (Including Connector)	4mm <sup>2</sup> (IEC), (+): 350mm, (-): 250mm or Customized Length
Junction Box	IP 68 Rated

## Temperature Ratings

Voltage Temperature Coefficient	-0.25%/°C
Current Temperature Coefficient	+0.04%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.29%/°C
Power Tolerance	0~+3%
NOCT	42±2°C
Bifaciality	80±5%

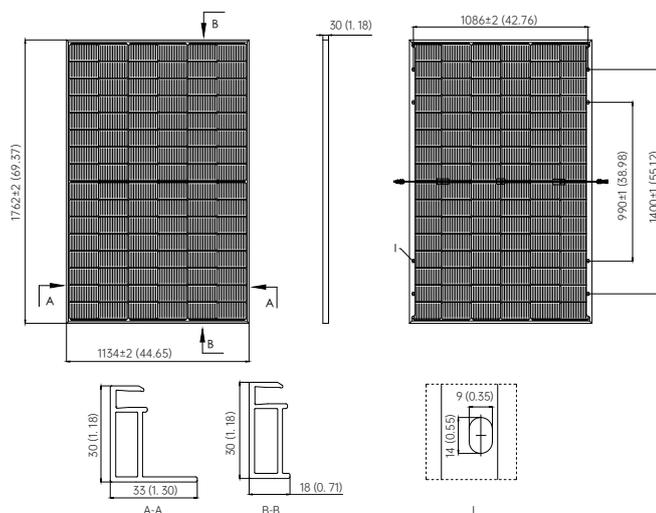
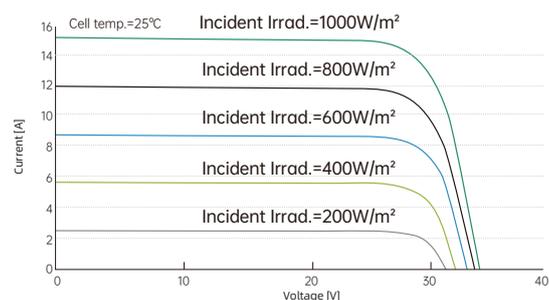
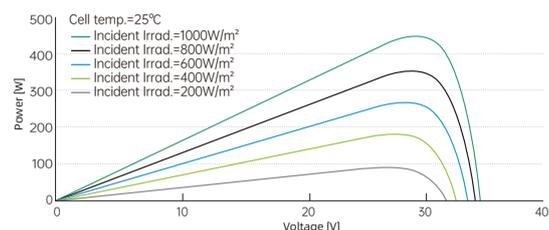
## Absolute Maximum Rating

Operating Temperature	From -40 to + 85°C
Hail Diameter @ 80km/h	Up to 25mm
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Maximum Series Fuse Rating	30A
PV Module Classification	II
Fire Rating (IEC61730)	C
Maximum System Voltage	DC 1000V/1500V

## Packing Configuration

Container	40' HQ
Pieces/Container	936
Pcs/Pallet	36
Pallets/Container	26

## Electrical Characteristics



Note:mm (inch)

# Kelheim

## Hafen Kelheim West

**Created** Jan 03, 2025  
**Updated** Jan 03, 2025  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+2  
**Minimum sun altitude** 8.0 deg  
**Site ID** 137933.23362

**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**

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		min	min	
PV Feld 1	10.0	46.0	8,062	12,765	-
PV Feld 2	10.0	135.0	2,920	15,068	-
PV Feld 3	10.0	39.0	3,606	9,289	-
PV Feld 4	10.0	98.0	2,537	7,404	-
PV Feld 5	10.0	278.0	1,155	4,692	-
PV Feld 6	10.0	250.0	1,296	2,745	-
PV Feld 7	10.0	209.0	0	0	-

# PV Array(s)

Total PV footprint area: 181,394 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 36,343 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 46.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.897669	11.909426	345.25	4.00	349.25
2	48.897683	11.909925	344.94	4.00	348.94
3	48.898857	11.911824	342.94	4.00	346.94
4	48.899333	11.911266	343.49	4.00	347.49
5	48.899732	11.909351	345.05	4.00	349.05
6	48.899510	11.908085	349.51	4.00	353.51

**Name:** PV Feld 2  
**Footprint area:** 45,785 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 135.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.898937	11.912026	343.90	4.00	347.90
2	48.901219	11.915953	345.22	4.00	349.22
3	48.901624	11.915905	344.72	4.00	348.72
4	48.901945	11.915985	345.28	4.00	349.28
5	48.902139	11.915824	344.10	4.00	348.10
6	48.902336	11.914607	344.81	4.00	348.81
7	48.901846	11.913705	343.36	4.00	347.36
8	48.900880	11.913673	343.55	4.00	347.55
9	48.899836	11.911919	343.88	4.00	347.88
10	48.899794	11.911640	344.06	4.00	348.06
11	48.899597	11.911254	344.18	4.00	348.18

**Name:** PV Feld 3  
**Footprint area:** 5,515 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 39.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.902687	11.912486	343.54	4.00	347.54
2	48.902824	11.912684	343.63	4.00	347.63
3	48.902845	11.913242	343.16	4.00	347.16
4	48.902218	11.914369	343.40	4.00	347.40
5	48.901928	11.913800	343.65	4.00	347.65
6	48.902027	11.913677	343.91	4.00	347.91
7	48.902112	11.913677	343.95	4.00	347.95
8	48.902422	11.913129	343.39	4.00	347.39
9	48.902461	11.912888	343.72	4.00	347.72

**Name:** PV Feld 4  
**Footprint area:** 52,666 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 98.0 deg

**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.903195	11.910996	345.77	4.00	349.77
2	48.902998	11.912171	343.78	4.00	347.78
3	48.902652	11.912117	343.74	4.00	347.74
4	48.902366	11.912552	342.94	4.00	346.94
5	48.902218	11.913244	342.03	4.00	346.03
6	48.902028	11.913528	343.46	4.00	347.46
7	48.901263	11.913335	342.89	4.00	346.89
8	48.901308	11.913029	343.47	4.00	347.47
9	48.900568	11.912890	344.17	4.00	348.17
10	48.899968	11.911870	343.97	4.00	347.97
11	48.899704	11.911168	344.32	4.00	348.32
12	48.899725	11.910969	344.17	4.00	348.17
13	48.900762	11.911200	343.34	4.00	347.34
14	48.900910	11.910368	343.88	4.00	347.88

**Name:** PV Feld 5  
**Footprint area:** 37,405 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 278.0 deg

**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.903397	11.910113	348.99	4.00	352.99
2	48.903401	11.910242	348.29	4.00	352.29
3	48.903263	11.910225	348.43	4.00	352.43
4	48.903193	11.910896	346.11	4.00	350.11
5	48.900812	11.910284	343.90	4.00	347.90
6	48.900819	11.910183	343.90	4.00	347.90
7	48.899814	11.909925	344.22	4.00	348.22
8	48.899920	11.909308	345.35	4.00	349.35
9	48.900326	11.908267	350.24	4.00	354.24
10	48.901401	11.908509	352.38	4.00	356.38
11	48.901567	11.909002	350.30	4.00	354.30
12	48.901518	11.909378	348.13	4.00	352.13
13	48.902879	11.909641	351.30	4.00	355.30
14	48.902914	11.910032	349.21	4.00	353.21

**Name:** PV Feld 6  
**Footprint area:** 1,164 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 250.0 deg

**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.900318	11.907618	353.00	4.00	357.00
2	48.900342	11.907816	352.22	4.00	356.22
3	48.899648	11.908187	349.20	4.00	353.20
4	48.899626	11.907999	350.19	4.00	354.19

**Name:** PV Feld 7  
**Footprint area:** 2,515 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 209.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.900228	11.907910	351.67	4.00	355.67
2	48.900326	11.908012	351.38	4.00	355.38
3	48.899896	11.909120	345.87	4.00	349.87
4	48.899808	11.909029	346.06	4.00	350.06
5	48.899893	11.908731	347.35	4.00	351.35
6	48.899741	11.908565	347.58	4.00	351.58
7	48.899896	11.908117	350.11	4.00	354.11

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.896908	11.909095	345.26	2.50	347.76
OP 2	48.898188	11.911139	345.18	2.50	347.68
OP 3	48.900869	11.915532	345.34	2.50	347.84
OP 4	48.900840	11.916187	345.25	2.50	347.75
OP 5	48.901747	11.916337	347.20	2.50	349.70
OP 6	48.903185	11.913660	345.03	2.00	347.03
OP 7	48.899101	11.908038	349.64	2.00	351.64
OP 8	48.900593	11.906884	356.17	2.00	358.17

# 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	10.0	46.0	8,062	12,765	-	
PV Feld 2	10.0	135.0	2,920	15,068	-	
PV Feld 3	10.0	39.0	3,606	9,289	-	
PV Feld 4	10.0	98.0	2,537	7,404	-	
PV Feld 5	10.0	278.0	1,155	4,692	-	
PV Feld 6	10.0	250.0	1,296	2,745	-	
PV Feld 7	10.0	209.0	0	0	-	-

## 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)	647	478	280	357	251	282	276	210	391	539	510	543
pv-feld-1 (yellow)	392	492	572	770	1324	1058	1272	1159	353	521	672	0
pv-feld-2 (green)	0	100	166	315	354	356	362	330	205	123	25	0
pv-feld-2 (yellow)	0	280	1064	1318	1523	1575	1572	1432	1203	564	8	0
pv-feld-3 (green)	283	211	324	157	522	254	279	496	237	236	248	359
pv-feld-3 (yellow)	1832	1161	409	0	378	68	376	75	36	1143	1577	2234
pv-feld-4 (green)	49	95	341	425	229	169	185	432	312	213	64	0
pv-feld-4 (yellow)	602	538	841	741	478	488	490	598	883	643	602	500
pv-feld-5 (green)	0	0	180	133	153	157	157	146	229	0	0	0
pv-feld-5 (yellow)	0	0	113	753	862	895	894	805	370	0	0	0
pv-feld-6 (green)	72	148	377	0	0	0	0	0	164	322	100	113
pv-feld-6 (yellow)	571	637	92	0	0	0	0	0	0	534	633	278

## 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	0	0
OP: OP 2	1675	7022
OP: OP 3	1132	1540
OP: OP 4	1183	1318
OP: OP 5	1318	1145
OP: OP 6	2666	1740
OP: OP 7	0	0
OP: OP 8	88	0

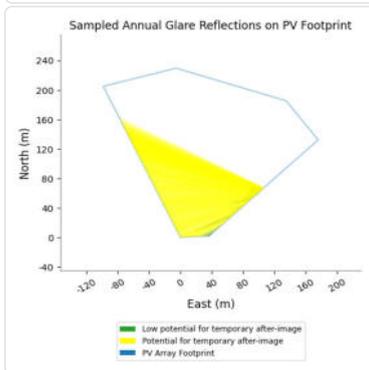
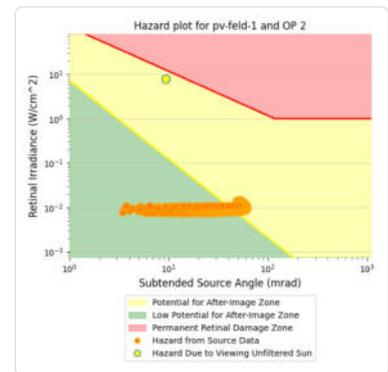
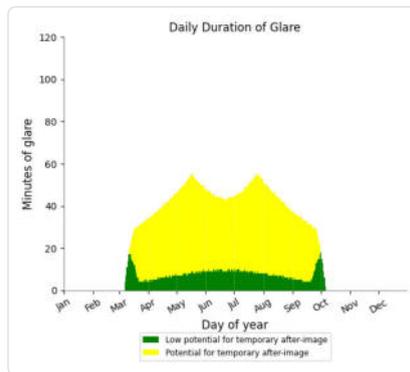
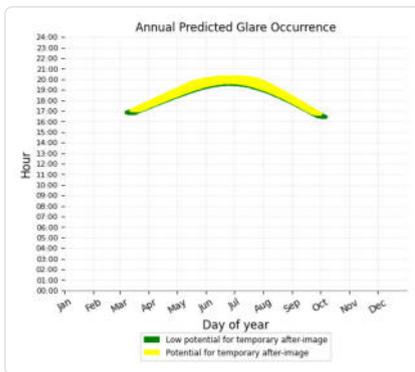
### PV Feld 1: OP 1

No glare found

## PV Feld 1: OP 2

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

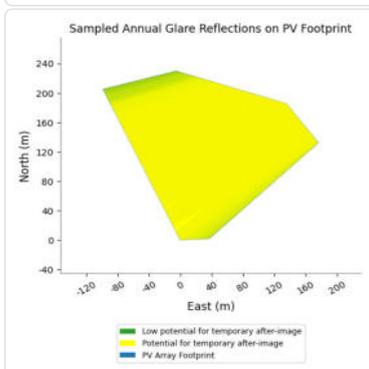
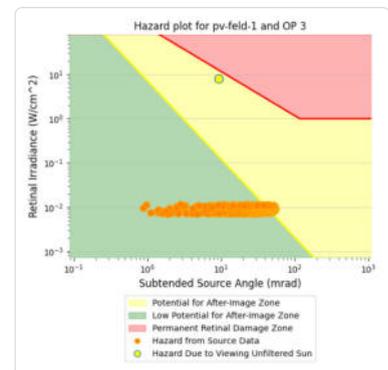
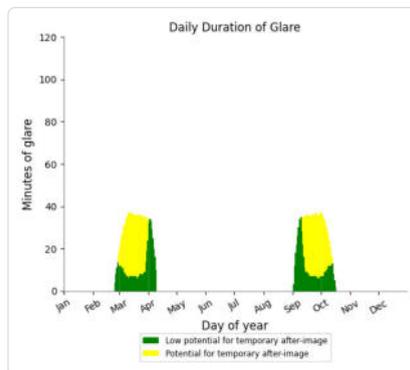
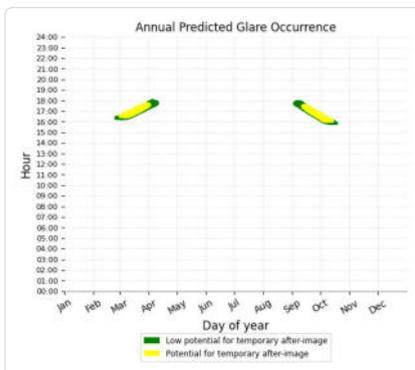
- 1,675 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 7,022 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 3

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

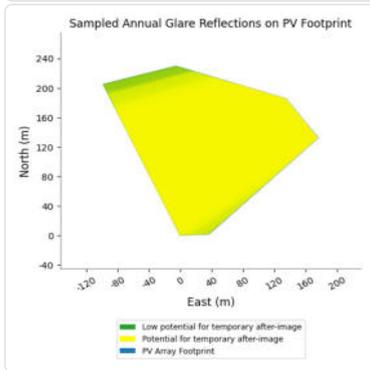
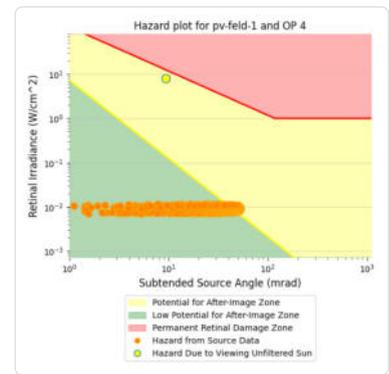
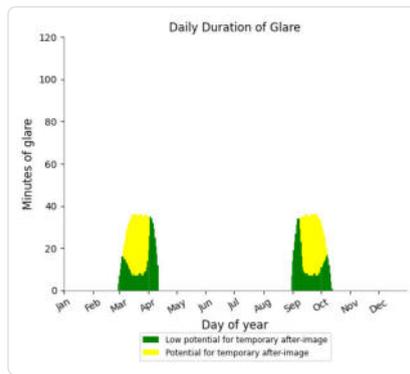
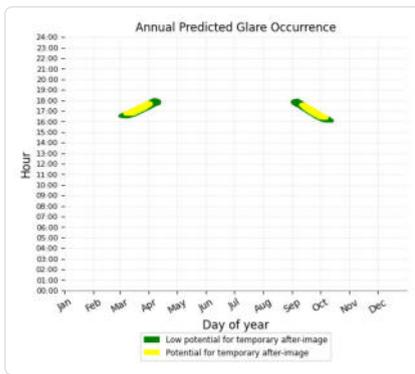
- 1,132 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,540 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 4

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

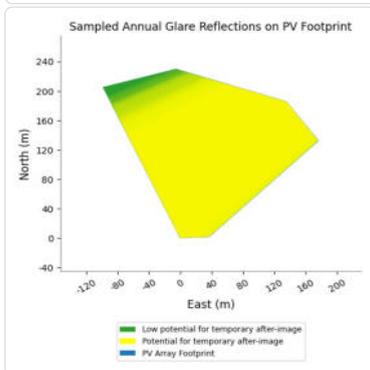
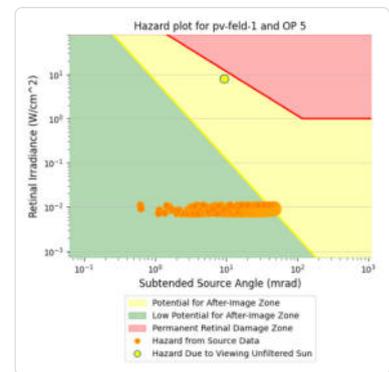
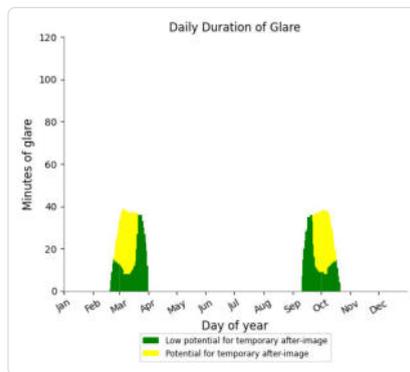
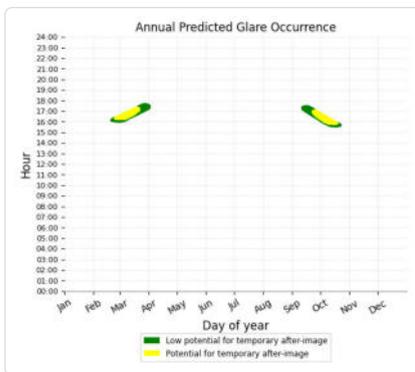
- 1,183 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,318 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 5

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

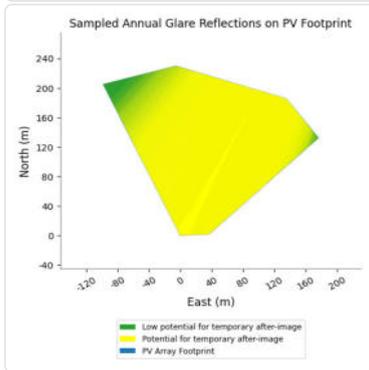
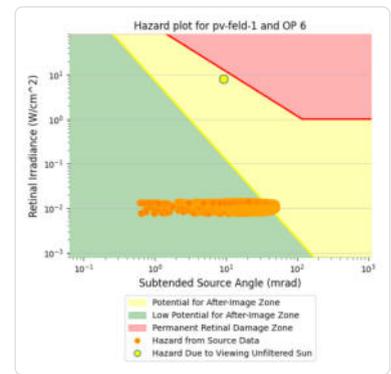
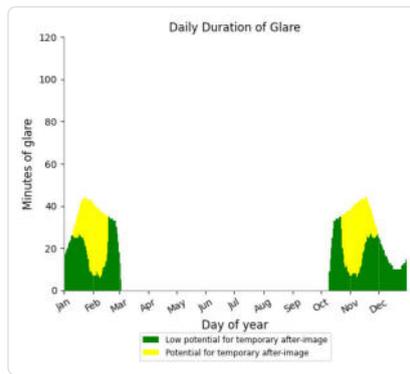
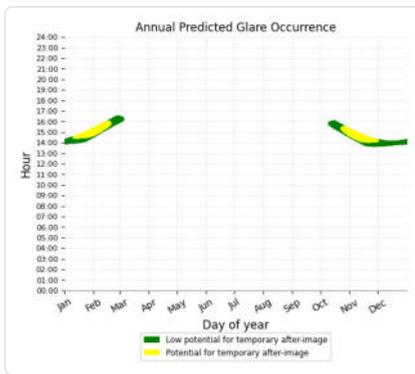
- 1,318 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,145 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld 1: OP 6

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

- 2,666 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,740 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



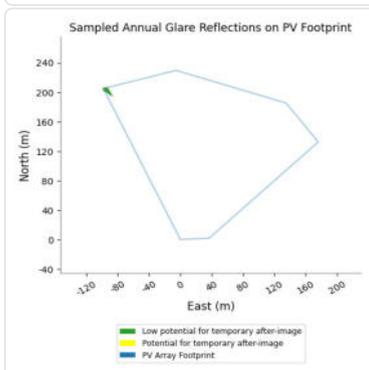
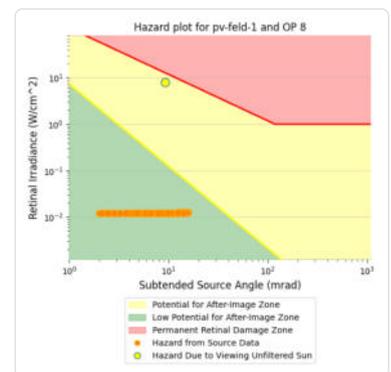
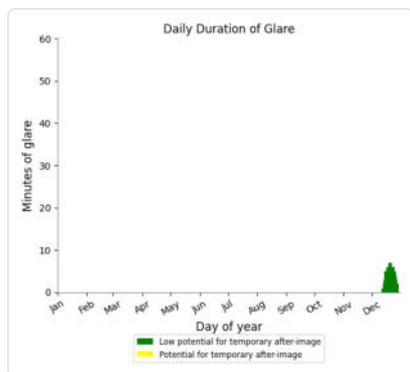
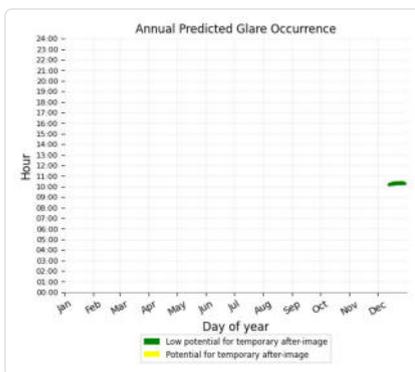
## PV Feld 1: OP 7

No glare found

## PV Feld 1: OP 8

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

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



	Cornel Irradiance	DNI [W/m²]	Ocular Hazard #	Reflectiv y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P7	
2025-02-01 09:49:00	0,006559	705,6734	1	0,006559	0,012155	0,021255	8	128,6	0,774	-0,618	0,139	-0,803	0,59	0,087	4. Feb.	1	09:44	09:44	08. Februar	01. November	24	5435	07:22	09:42	Potentielle Reflexionen am Messpunkt P7: 5435 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 2664 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 2771 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 24 Minuten pro Tag (Max)  Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 6805 Einträgen /-1344): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 5° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)	
2025-02-01 09:50:00	0,005571	708,2452	1	0,298581	0,011994	0,005701	8,1	128,8	0,772	-0,62	0,142	-0,801	0,592	0,091	5. Feb.	2	09:43	09:44								
2025-02-02 09:48:00	0,006692	704,7136	1	0,302481	0,01209	0,023783	8,1	128,2	0,778	-0,613	0,141	-0,806	0,585	0,087	6. Feb.	4	09:41	09:44								
2025-02-02 09:49:00	0,0058	707,2796	1	0,297381	0,01193	0,010573	8,2	128,4	0,775	-0,615	0,143	-0,805	0,587	0,09	7. Feb.	4	09:40	09:43								
2025-02-03 09:46:00	0,00755	703,2554	1	0,30639	0,012221	0,034316	8,1	127,7	0,783	-0,605	0,141	-0,812	0,578	0,083	8. Feb.	5	09:38	09:42								
2025-02-03 09:47:00	0,006829	705,8082	1	0,301197	0,012058	0,026027	8,2	127,9	0,781	-0,608	0,143	-0,81	0,58	0,087	9. Feb.	6	09:36	09:41								
2025-02-03 09:48:00	0,005987	708,3519	1	0,2961	0,011896	0,014169	8,3	128,1	0,779	-0,61	0,145	-0,808	0,582	0,09	10. Feb.	7	09:34	09:40								
2025-02-04 09:44:00	0,008213	699,8209	2	0,31031	0,012317	0,041304	8,1	127,1	0,789	-0,598	0,14	-0,817	0,571	0,08	11. Feb.	8	09:32	09:39								
2025-02-04 09:45:00	0,007624	702,3766	1	0,305022	0,012151	0,035754	8,2	127,3	0,787	-0,6	0,143	-0,816	0,573	0,083	12. Feb.	9	09:30	09:38								
2025-02-04 09:46:00	0,006931	704,9234	1	0,299833	0,011988	0,02802	8,3	127,5	0,785	-0,603	0,145	-0,814	0,574	0,086	13. Feb.	11	09:28	09:38								
2025-02-04 09:47:00	0,006124	707,4611	1	0,294741	0,011827	0,017094	8,5	127,7	0,782	-0,605	0,147	-0,812	0,576	0,09	14. Feb.	12	09:26	09:37								
2025-02-05 09:43:00	0,008737	701,0113	2	0,31424	0,012494	0,045529	8	126,6	0,795	-0,59	0,14	-0,823	0,563	0,076	15. Feb.	13	09:24	09:36								
2025-02-05 09:44:00	0,008305	703,5447	2	0,308857	0,012325	0,042244	8,2	126,8	0,793	-0,592	0,142	-0,821	0,565	0,079	16. Feb.	14	09:22	09:35								
2025-02-05 09:45:00	0,007735	706,0693	1	0,303575	0,012157	0,037044	8,3	127	0,791	-0,595	0,144	-0,819	0,567	0,083	17. Feb.	14	09:21	09:34								
2025-02-05 09:46:00	0,007063	708,5849	1	0,298392	0,011992	0,029797	8,4	127,2	0,788	-0,598	0,147	-0,818	0,569	0,086	18. Feb.	15	09:19	09:33								
2025-02-05 09:47:00	0,006279	711,0915	1	0,293306	0,01183	0,0196	8,6	127,4	0,786	-0,6	0,149	-0,816	0,571	0,089	19. Feb.	16	09:17	09:32								
2025-02-06 09:41:00	0,009077	697,6763	2	0,318183	0,012591	0,048177	8	126	0,801	-0,582	0,139	-0,828	0,556	0,076	20. Feb.	17	09:15	09:31								
2025-02-06 09:42:00	0,008734	700,2124	2	0,312704	0,012419	0,046027	8,2	126,2	0,799	-0,585	0,142	-0,826	0,558	0,072	21. Feb.	18	09:13	09:30								
2025-02-06 09:43:00	0,008333	702,7397	2	0,307328	0,01225	0,043086	8,3	126,4	0,796	-0,587	0,144	-0,825	0,56	0,079	22. Feb.	19	09:11	09:29								
2025-02-06 09:44:00	0,007786	705,2581	2	0,302054	0,012082	0,038205	8,4	126,6	0,794	-0,59	0,146	-0,823	0,562	0,082	23. Feb.	19	09:10	09:28								
2025-02-06 09:45:00	0,007136	707,7677	1	0,296879	0,011918	0,031377	8,5	126,8	0,792	-0,592	0,149	-0,821	0,564	0,086	24. Feb.	19	09:09	09:27								
2025-02-06 09:46:00	0,006378	710,2684	1	0,2918	0,011755	0,021804	8,7	127	0,789	-0,595	0,151	-0,82	0,566	0,089	25. Feb.	19	09:07	09:25								
2025-02-06 09:47:00	0,005433	712,7601	1	0,286817	0,011595	0,00665	8,8	127,2	0,787	-0,598	0,153	-0,818	0,568	0,092	26. Feb.	19	09:06	09:24								
2025-02-07 09:40:00	0,009103	698,9379	2	0,316564	0,012549	0,048706	8,1	125,6	0,805	-0,577	0,141	-0,832	0,551	0,072	27. Feb.	19	09:05	09:23								
2025-02-07 09:41:00	0,008747	701,4518	2	0,311094	0,012377	0,046449	8,3	125,8	0,802	-0,579	0,144	-0,83	0,553	0,075	28. Feb.	19	09:04	09:22								
2025-02-07 09:42:00	0,008374	703,957	2	0,305727	0,012207	0,043841	8,4	126	0,8	-0,582	0,146	-0,828	0,554	0,079	1. Mrz.	19	09:03	09:21								
2025-02-07 09:43:00	0,007847	706,4535	2	0,300462	0,012039	0,039253	8,5	126,2	0,798	-0,585	0,148	-0,827	0,556	0,082	2. Mrz.	19	09:02	09:20								
2025-02-07 09:44:00	0,007217	708,9412	1	0,295295	0,011874	0,03279	8,7	126,4	0,795	-0,587	0,151	-0,825	0,558	0,085	3. Mrz.	19	09:00	09:18								
2025-02-07 09:45:00	0,006482	711,4202	1	0,290226	0,011711	0,023769	8,8	126,6	0,793	-0,59	0,153	-0,824	0,56	0,089	4. Mrz.	19	08:59	09:17								
2025-02-07 09:46:00	0,005603	713,8903	1	0,285252	0,01155	0,010328	8,9	126,8	0,791	-0,592	0,155	-0,822	0,562	0,092	5. Mrz.	19	08:58	09:16								
2025-02-08 09:38:00	0,009444	695,7015	2	0,320437	0,012644	0,051205	8,1	125,1	0,81	-0,569	0,141	-0,837	0,543	0,068	6. Mrz.	19	08:57	09:15								
2025-02-08 09:39:00	0,009096	698,2177	2	0,314873	0,012469	0,049191	8,2	125,3	0,808	-0,571	0,143	-0,835	0,545	0,072	7. Mrz.	19	08:56	09:14								
2025-02-08 09:40:00	0,008726	700,7252	2	0,309413	0,012297	0,046805	8,4	125,5	0,806	-0,574	0,146	-0,834	0,547	0,075	8. Mrz.	20	08:53	09:12								
2025-02-08 09:41:00	0,008384	703,2242	2	0,304057	0,012127	0,044519	8,5	125,7	0,803	-0,577	0,148	-0,832	0,549	0,078	9. Mrz.	20	08:52	09:11								
2025-02-08 09:42:00	0,007878	705,7145	2	0,298802	0,01196	0,040199	8,6	125,9	0,801	-0,579	0,15	-0,831	0,551	0,082	10. Mrz.	20	08:51	09:10								
2025-02-08 09:43:00	0,007267	708,1961	1	0,293646	0,011795	0,034061	8,8	126,1	0,799	-0,582	0,153	-0,829	0,553	0,085	11. Mrz.	20	08:50	09:09								
2025-02-08 09:44:00	0,006555	710,669	1	0,288587	0,011632	0,025536	8,9	126,3	0,796	-0,584	0,155	-0,827	0,555	0,089	12. Mrz.	20	08:48	09:07								
2025-02-08 09:45:00	0,00572	713,1331	1	0,283623	0,011472	0,013212	9	126,5	0,794	-0,587	0,157	-0,826	0,557	0,092	13. Mrz.	20	08:47	09:06								
2025-02-09 09:36:00	0,009719	694,5292	2	0,324326	0,012776	0,052759	8,1	124,5	0,816	-0,56	0,141	-0,842	0,535	0,065	14. Mrz.	20	08:46	09:05								
2025-02-09 09:37:00	0,009447	697,0319	2	0,318666	0,012598	0,051541	8,2	124,7	0,814	-0,563	0,143	-0,841	0,537	0,068	15. Mrz.	20	08:45	09:04								
2025-02-09 09:38:00	0,009109	699,526	2	0,313113	0,012423	0,049636	8,4	124,9	0,812	-0,566	0,145	-0,839	0,539	0,071	16. Mrz.	20	08:43	09:02								
2025-02-09 09:39:00	0,008723	702,0117	2	0,307666	0,01225	0,047106	8,5	125,1	0,809	-0,569	0,148	-0,838	0,541	0,075	17. Mrz.	20	08:42	09:01								
2025-02-09 09:40:00	0,008409	704,4888	2	0,302322	0,01208	0,045129	8,6	125,3	0,807	-0,571	0,15	-0,836	0,543	0,078	18. Mrz.	20	08:41	09:00								
2025-02-09 09:41:00	0,007921	706,9574	2	0,297078	0,011912	0,041057	8,8	125,5	0,805	-0,574	0,152	-0,834	0,545	0,082	19. Mrz.	20	08:39	08:58								
2025-02-09 09:42:00	0,007327	709,4174	1	0,291934	0,011747	0,035208	8,9	125,7	0,802	-0,576	0,155	-0,833	0,547	0,085	20. Mrz.	20	08:38	08:57								
2025-02-09 09:43:00	0,006635	711,8688	1	0,286887	0,011583	0,027123	9	125,9	0,8	-0,579	0,157	-0,831	0,549	0,088	21. Mrz.	20	08:37	08:56								
2025-02-09 09:44:00	0,005829	714,3116	1	0,281935	0,011422	0,015608	9,2	126,1	0,798	-0,582	0,159	-0,829	0,551	0,092	22. Mrz.	20	08:35	08:54								
2025-02-10 09:34:00	0,009916	691,388	2	0,32823	0,012871	0,053816	8,1	123,9	0,822	-0,552	0,141	-0,847	0,528	0,061	23. Mrz.	20	08:34	08:53								
2025-02-10 09:35:00	0,009689	693,8925	2	0,322475	0,012691	0,053054	8,2	124,1	0,82	-0,555	0,143	-0,846	0,53	0,064	24. Mrz.	20	08:33	08:52								

