

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Nordenham

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Nordenham in Niedersachsen**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

## Inhalt

1	Auftrag .....	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	10
3.5	Standorte für die Analyse .....	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	12
3.7	Umliegende Flugplätze.....	15
4	Ergebnisse .....	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B212 südöstlich .....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Hammer-Kreuzung .....	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nordwestlich .....	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Hof Coldewärfer Straße .....	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	24
6	Schlussbemerkung .....	24
7	Anhang (Auszug) .....	25 - 39

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Nordenham

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

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

#### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie<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 Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für angrenzende Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

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

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet östlich des Ortes Nordenham, ca. 7,7 km östlich von Bremerhaven in Niedersachsen. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich von Nordenham, ca. 7,7 km östlich von Bremerhaven in Niedersachsen. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">53.509°N 8.469°O, 2 m ü. NN</a>
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 20 m (relevante Blickrichtung <sup>2</sup> )
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 130 m - 400 m (relevante Blickrichtung <sup>2</sup> )

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

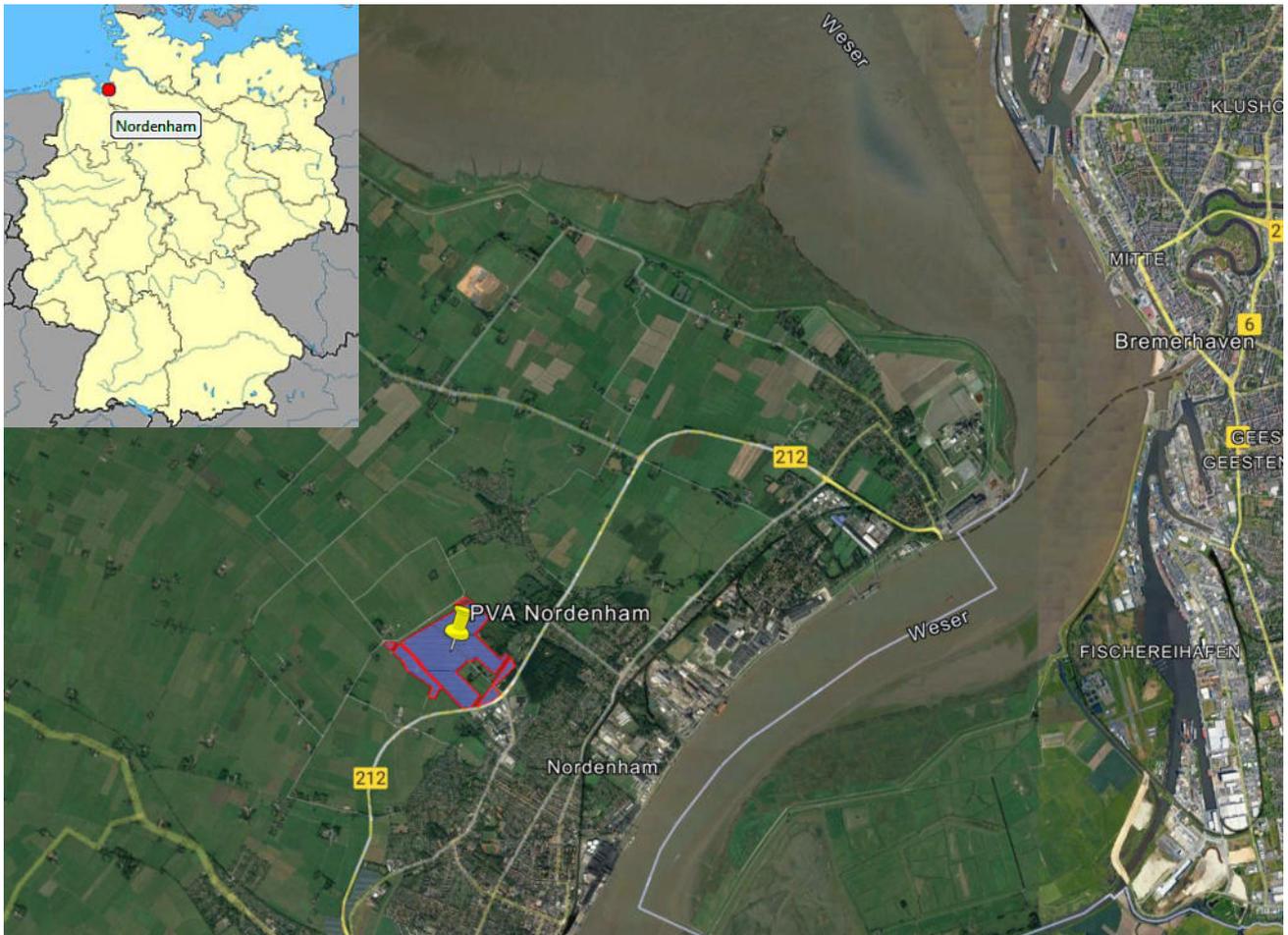


Bild 2.1.1: Luftbild mit den Geländegrenzen der Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

<sup>2</sup> Aufgrund der Strahlengeometrie kann es an bestimmten Standorten zur keiner Reflexion und damit zu keiner Blendwirkung kommen

Übersicht der PV Anlage, Gebäude und angrenzende Straßen.



Bild 2.1.2: PV Anlage, Gebäude und angrenzende Straßen (Quelle: SolPEG)

Details der PV Anlage



Bild 2.1.3: PV Anlage, Gebäude und angrenzende Straßen (Quelle: SolPEG)

## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt Wohngebäude westlich der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden aber die Standorte werden dennoch untersucht. Andere Gebäude in der weiteren Umgebung, u.a. östlich der PV Anlage, werden nicht weiter untersucht da aufgrund des Einfallswinkels und/oder aufgrund der Entfernung nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen ist.

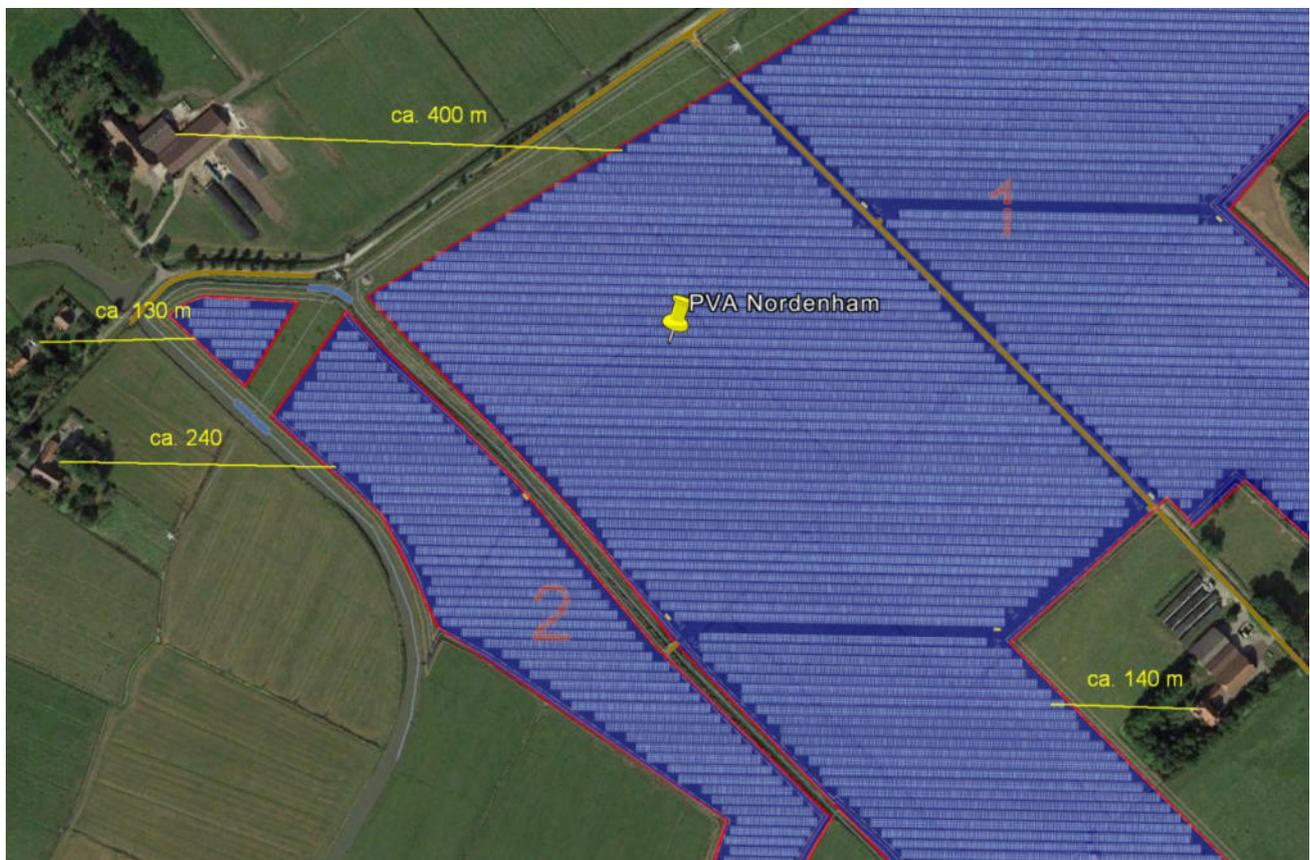


Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich westlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-  
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als  
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig<sup>3</sup> die grundsätzlich  
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-  
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

#### 3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

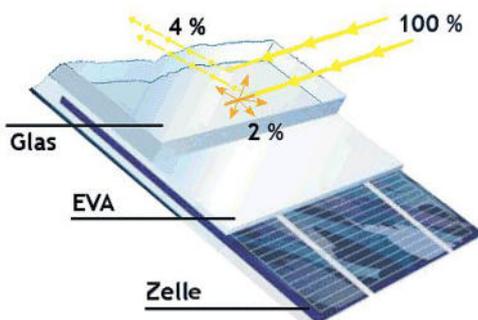


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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

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

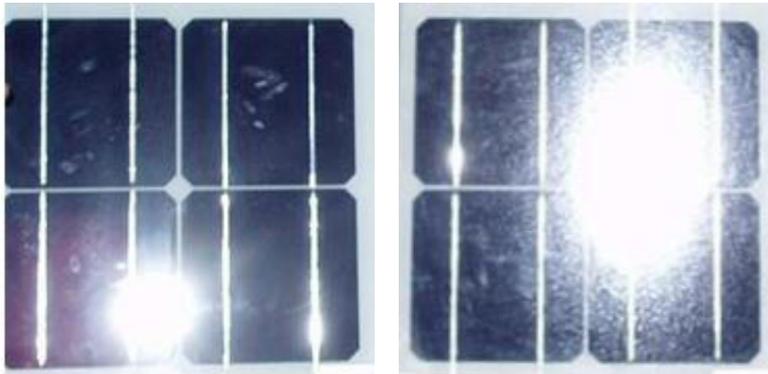


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

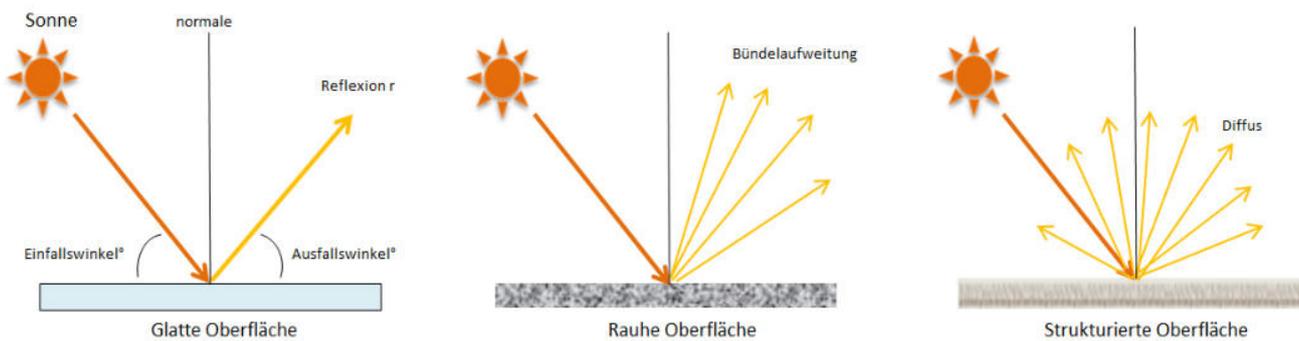


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

### Mechanische Eigenschaften

Solarzelle	N-Typ monokristallines Silizium 182 mm
Anzahl der Zellen	144 (6 × 24)
Abmessungen	2279 × 1134 × 30 mm (89,7 × 44,6 × 1,2 Zoll)
Gewicht	32,8 kgs (72,3 lbs.)
Front-/Rückseitenglas	2,0+2,0 mm (0,079+ 0,079 Zoll) voll gehärtetes Glas
Ausgangskabel	4,0 mm <sup>2</sup> symmetrische Längen (-) 350 mm, (+) 160 mm oder kundenspezifische Länge
Verteilerdose	Schutzklasse IP68 (3 Bypass-Dioden)

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 ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

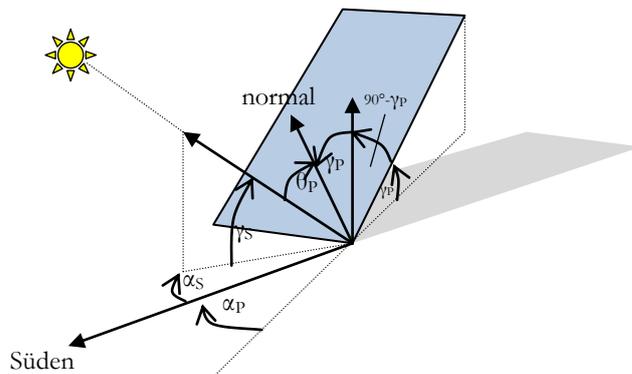


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

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

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

### 3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

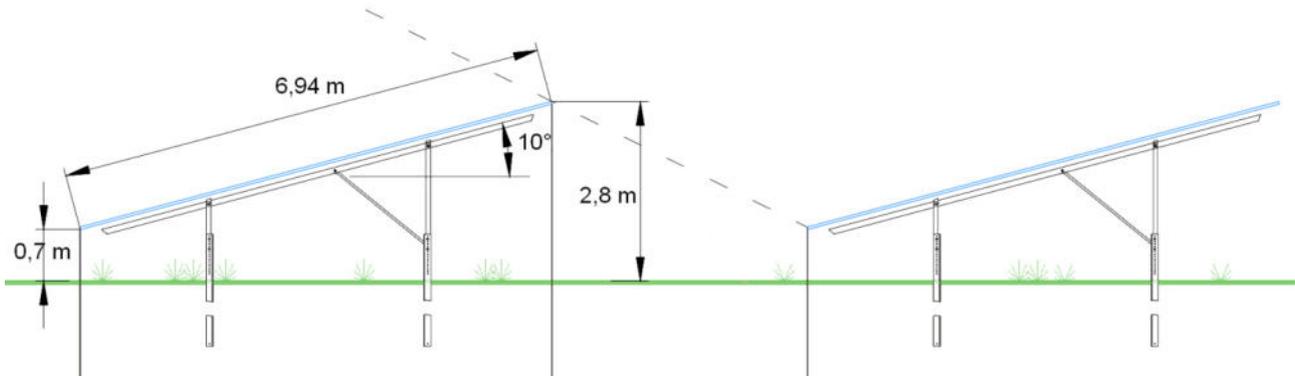


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Suntech
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	10°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,70 m, max. 2,80 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2,0 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden (u.a. Mittel PKW/LKW)

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Nordenham wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der B212 sowie 3 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden.

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

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

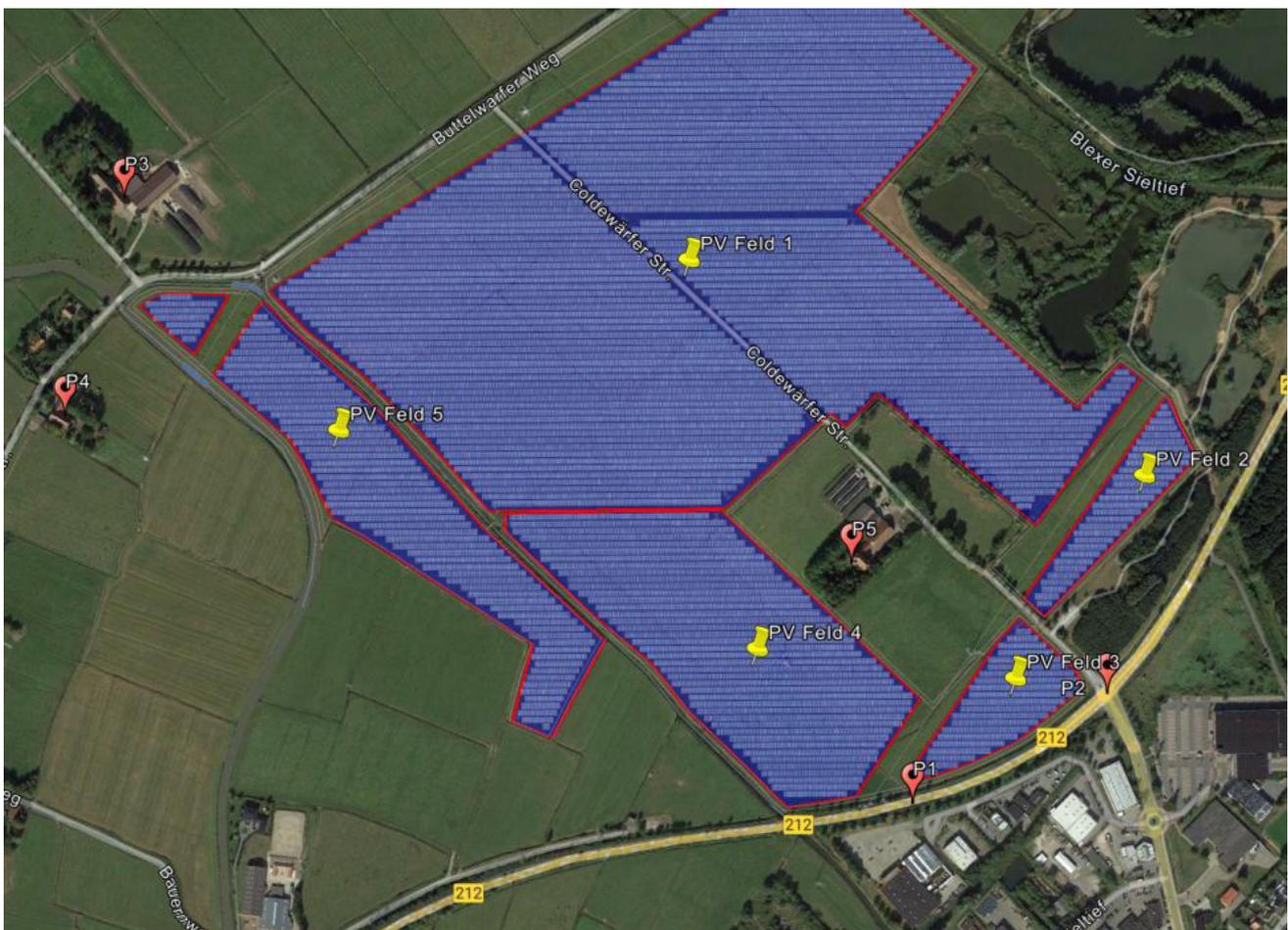


Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte für die Analyse der Reflexionen

## 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark 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 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>7</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 Lichtleitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

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

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

## Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

<sup>7</sup> Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>8</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>9</sup> von ca. 78 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

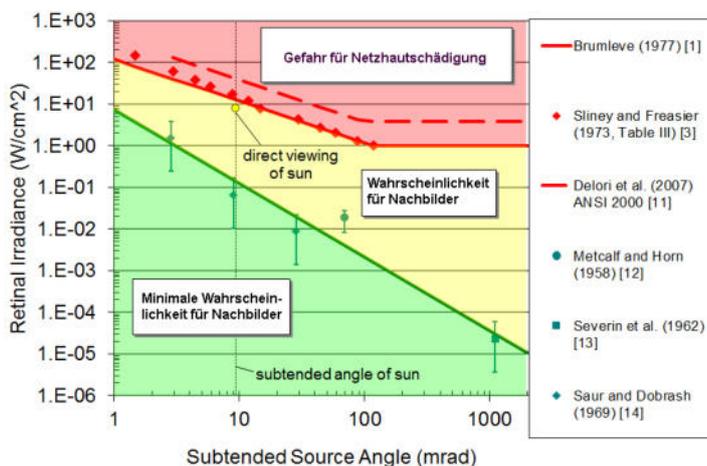


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>8</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>9</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2020\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png)

### 3.7 Umliegende Flugplätze

Generell werden bei der Analyse der Blendwirkung von PV Anlagen aktive Flugplätze in einer Entfernung von bis zu 10 km einbezogen, sofern für die Start- und Landebahnen eine Beeinträchtigung zu erwarten ist. In Ausnahmefällen bzw. auf Anfrage werden einzelne Flugplätze gesondert analysiert.

Die folgende Skizze zeigt einen Radius von 10 km um die PVA Nordenham. Ca. 6,5 km östlich der PV Anlage befindet sich der ehemalige Verkehrslandeplatz Bremerhaven-Luneort.

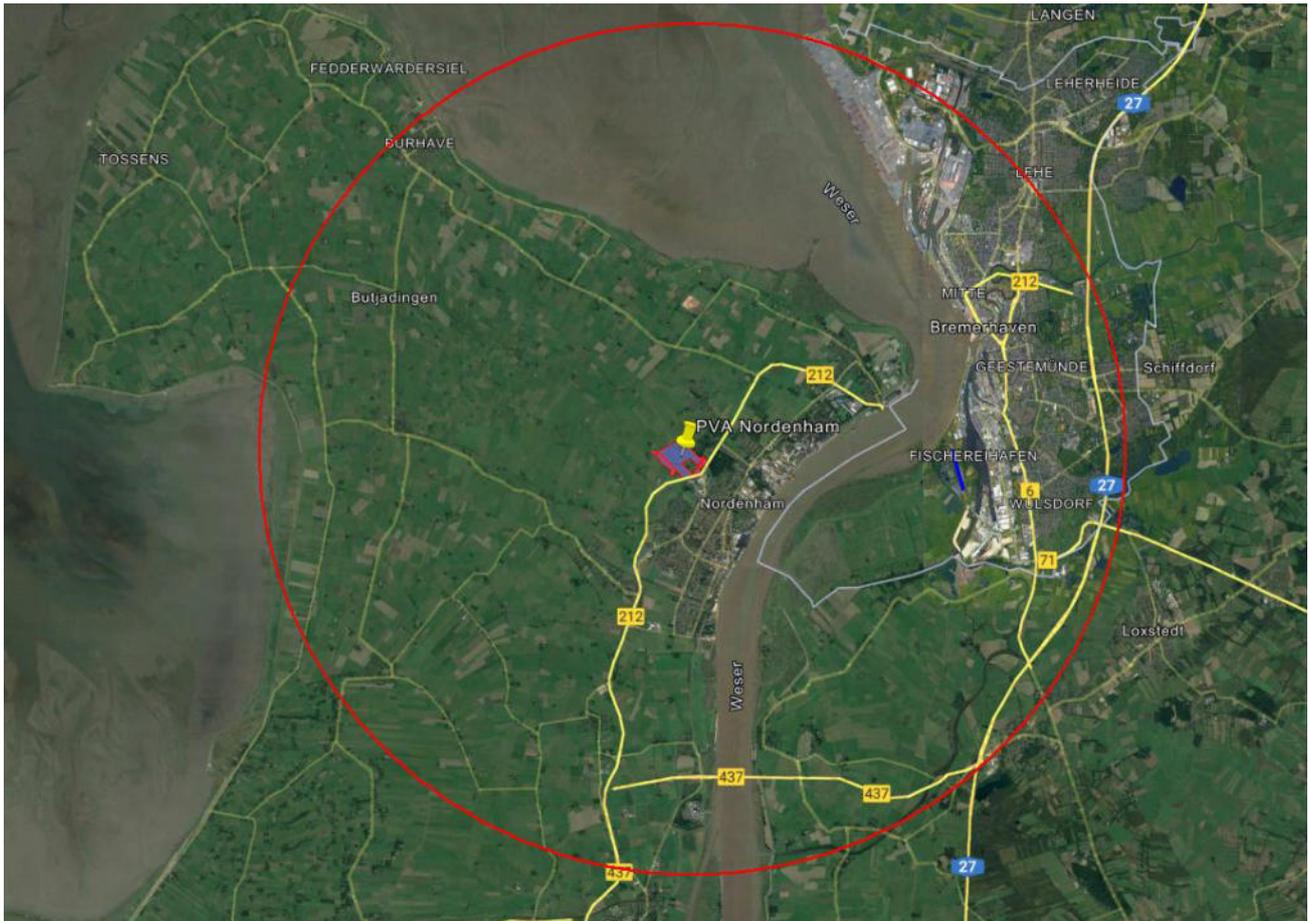


Bild 3.7.1: PVA Nordenham und umliegende Flughäfen (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Lt. offiziellen Angaben wurde der Instrumentenflugverkehr am 30. November 2015 eingestellt und seit dem 1. März 2016 ist der Platz geschlossen<sup>10</sup>.

Für die außerhalb des Radius liegenden Flugplätze wie z.B. JadeWeserAirport (ICAO-Code EDWI) und Jever (ICAO-Code ETNJ) können aufgrund der Entfernung und der Lage potentielle Reflexionen durch die PV Anlage ausgeschlossen werden. Daher wird auf eine weiterführende Analyse der Flugplätze verzichtet.

Der Sonderlandeplatz Blexen<sup>11</sup> (EDWT), ca. 5,5 km nordöstlich der PV Anlage, ist nur für Segel- und Kleinflugzeuge (GLD, UL) zugelassen und nur mit vorheriger Genehmigung anzufliegen (PPR, keine konkreten Betriebszeiten angegeben). Eine Analyse einer potentiellen Blendwirkung durch die PV Anlage nach den Standards der FAA nicht durchführbar bzw. nicht sinnvoll.

<sup>10</sup> <https://www.bremerhaven.de/de/tourismus/architektur-denkmaeler/stadtgeschichte/fischereihafen/flugplatz-luneort-die-seestadt-bremerhaven-als-flughafen.56619.html>

<sup>11</sup> <https://www.wlv-blexen.de>

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Nordenham wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

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.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3	PV Feld 4	PV Feld 5
P1 B212 südlich	-	-	-	2529	72
P2 B212 / Hammer-Kreuzung	31	-	562	31	-
P3 Gebäude nordwestlich	-	-	-	-	-
P4 Gebäude westlich	758	-	-	-	500
P5 Gebäude Mitte	2819	396	-	-	-

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

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

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

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B212 südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der B212 südwestlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 4) auftreten. Diese können zwischen dem 10. April und dem 02. September in den Abendstunden zwischen 18:29 - 19:35 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen jedoch mit  $+18^\circ$  bis  $+64^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtfeldes<sup>12</sup> (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , Sichtweite ca. 100 m). Eine Beeinträchtigung oder gar Gefährdung für Fahrzeugführer kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

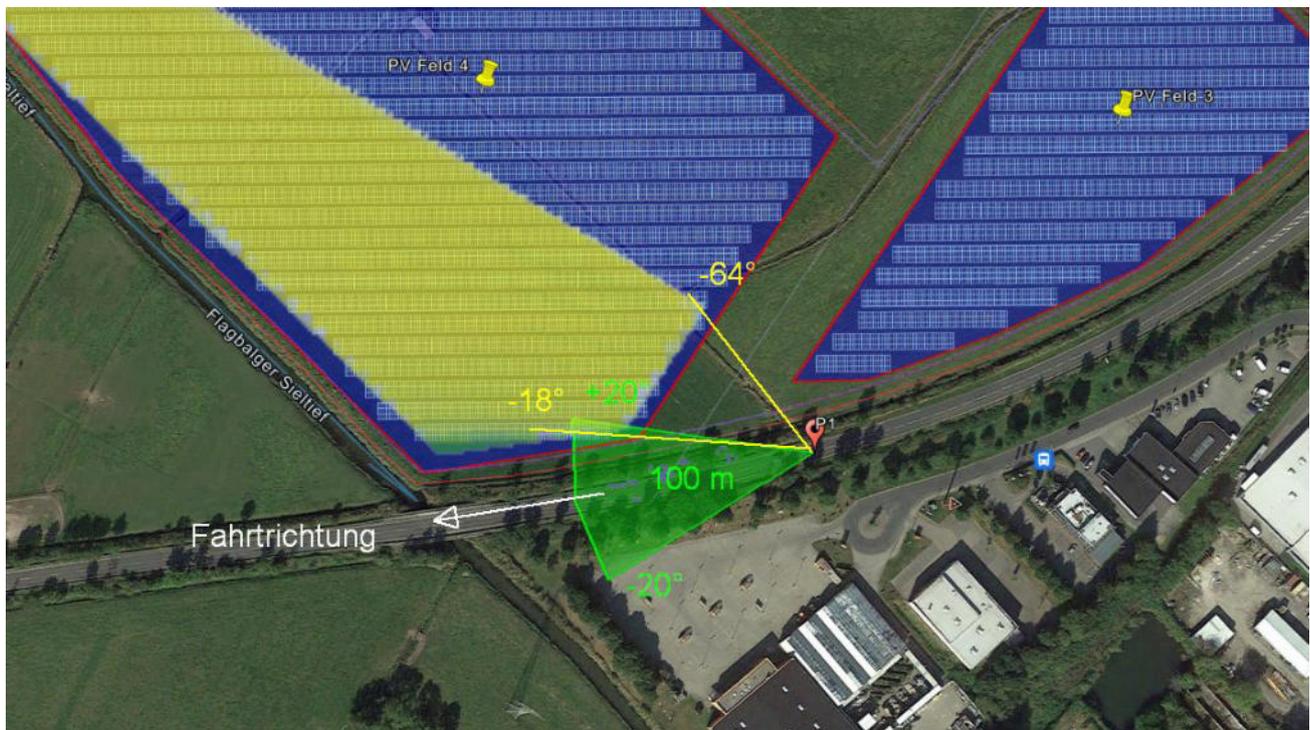


Bild 4.1.1: Simulation für Messpunkt P1 (Quelle: SolPEG/Google Earth)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Westen das relevante Sichtfeld. Im gelben/grünen Bereich können potentielle Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler. Da dieser Bereich überwiegend außerhalb des relevanten Blickwinkels liegt, stellen potentielle Reflexionen in diesem Bereich keine Beeinträchtigung für den Fahrzeugführer dar – sofern diese überhaupt sichtbar sind.

Die Simulation zeigt zwar auch Reflexionen durch das PV Feld 5, diese sind jedoch aufgrund der großen Entfernung von 460 m – 750 m zu vernachlässigen. Aufgrund der Geländestruktur besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

<sup>12</sup> Das relevante Sichtfeld ist der Teil des binokularen Gesichtsfeldes in dem Reflexionen als Beeinträchtigung empfunden werden.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Hammer-Kreuzung

Am Messpunkt P2 im Bereich der Hammer-Kreuzung können theoretisch an insgesamt 562 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 04. Mai und dem 05. August in den Abendstunden zwischen 19:07 - 19:51 Uhr für 5 bis max. 9 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Die Simulation zeigt zwar auch Reflexionen durch das PV Feld 4, diese sind jedoch aufgrund der großen Entfernung von über 380 m zu vernachlässigen und aufgrund der Geländestruktur besteht ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2.

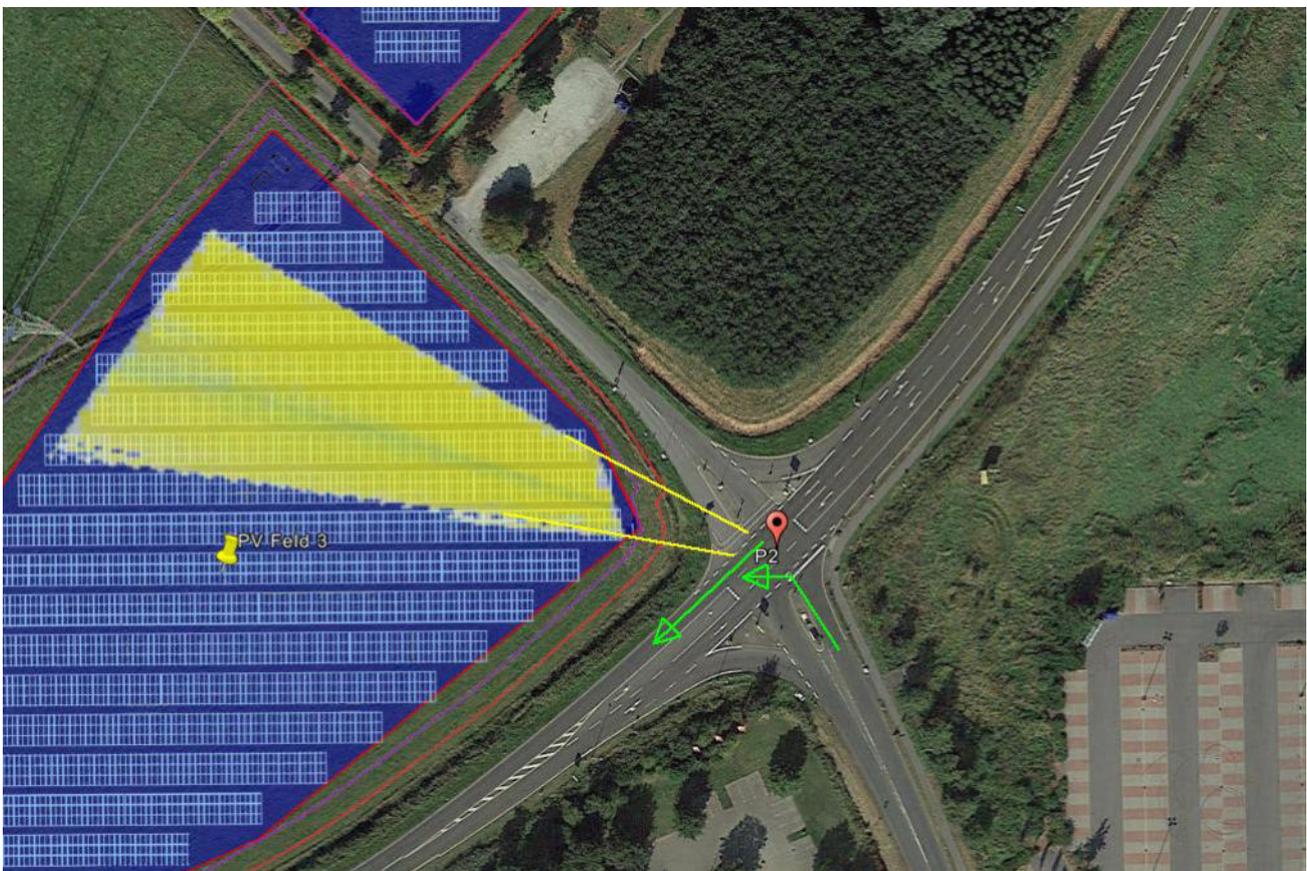


Bild 4.2.1: Simulation für Messpunkt P2 (Quelle: SolPEG/Google Earth)

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen durch das PV Feld 3 zu vernachlässigen und aufgrund der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen ist der fließende Verkehr aus Richtung Nordosten (Nordenham-Blexen) nicht beeinträchtigt.

Für aus Süden von der Atenser Allee kommende Fahrzeuge und auch für Linksabbieger auf die B212 können Reflexionen evt. wahrnehmbar sein. Hier besteht allerdings kein erhöhtes Verkehrsrisiko, da das Fahrzeug vor dem Abbiegen stillsteht. Eine Irritation durch Reflexionen wäre für den Fahrzeugführer in dieser Situation beherrschbar.

Um dennoch eine potentielle Gefährdung für Linksabbieger in diesem Bereich auszuschließen, ist eine Sicht- bzw. Blendschutzmaßnahme angeraten. Diese kann z.B. durch eine Begrünungsmaßnahme / Bepflanzung oder durch ein blickdichtes Gewebe (Schattierwert ca. 40-50%) erreicht werden.

Die folgende Skizze zeigt den Verlauf einer ausreichenden Sichtschutzmaßnahme mit einer Länge von ca. 40 m und einer Höhe von ca. 2 m.

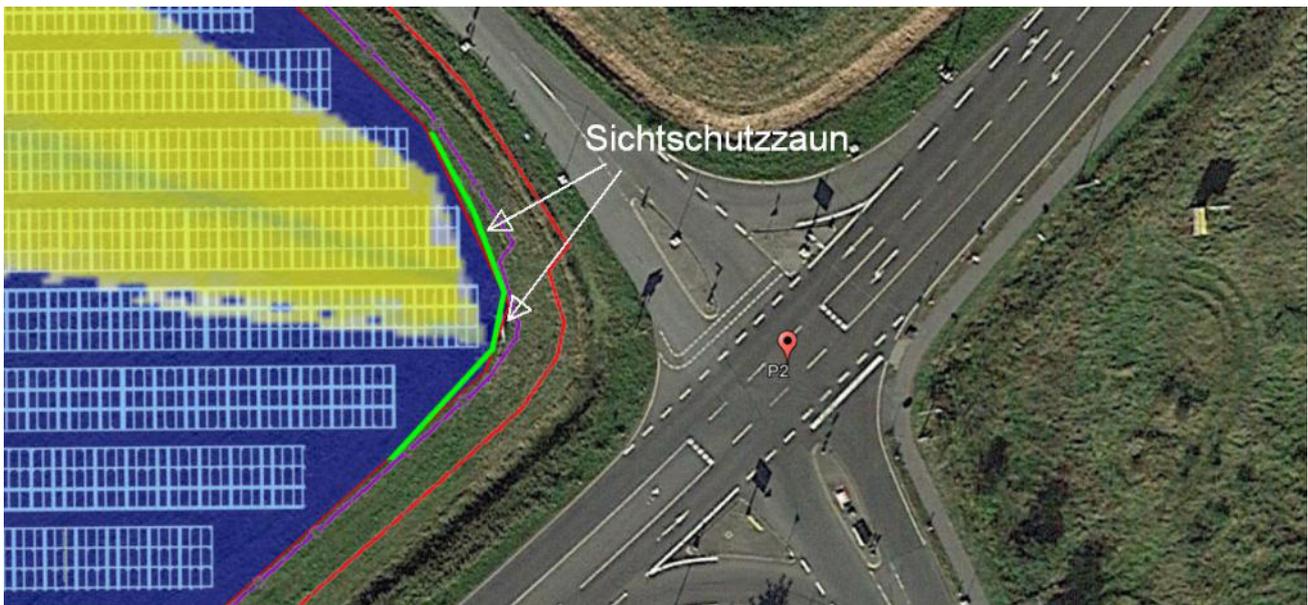


Bild 4.2.2: Verlauf einer Sichtschutzmaßnahme (Quelle: SolPEG/Google Earth)

Das folgende Foto zeigt beispielhaft einen Sichtschutzzaun mit einem blickdichten Gewebe der potentielle Reflexionen ausreichend reduziert.



Bild 4.2.3: Beispiel für Sichtschutzzaun (Quelle: SolPEG)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude nordwestlich

Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude nordwestlich der PV Anlage kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage können theoretisch an insgesamt 1258 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten (PV Feld 1: 758 Minuten, PV Feld 5: 500 Minuten). Diese können in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 05:50 - 06:18 Uhr für 5 bis max. 13 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Darüber hinaus sind die Gebäude von einem ausgeprägten Bewuchs durch Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

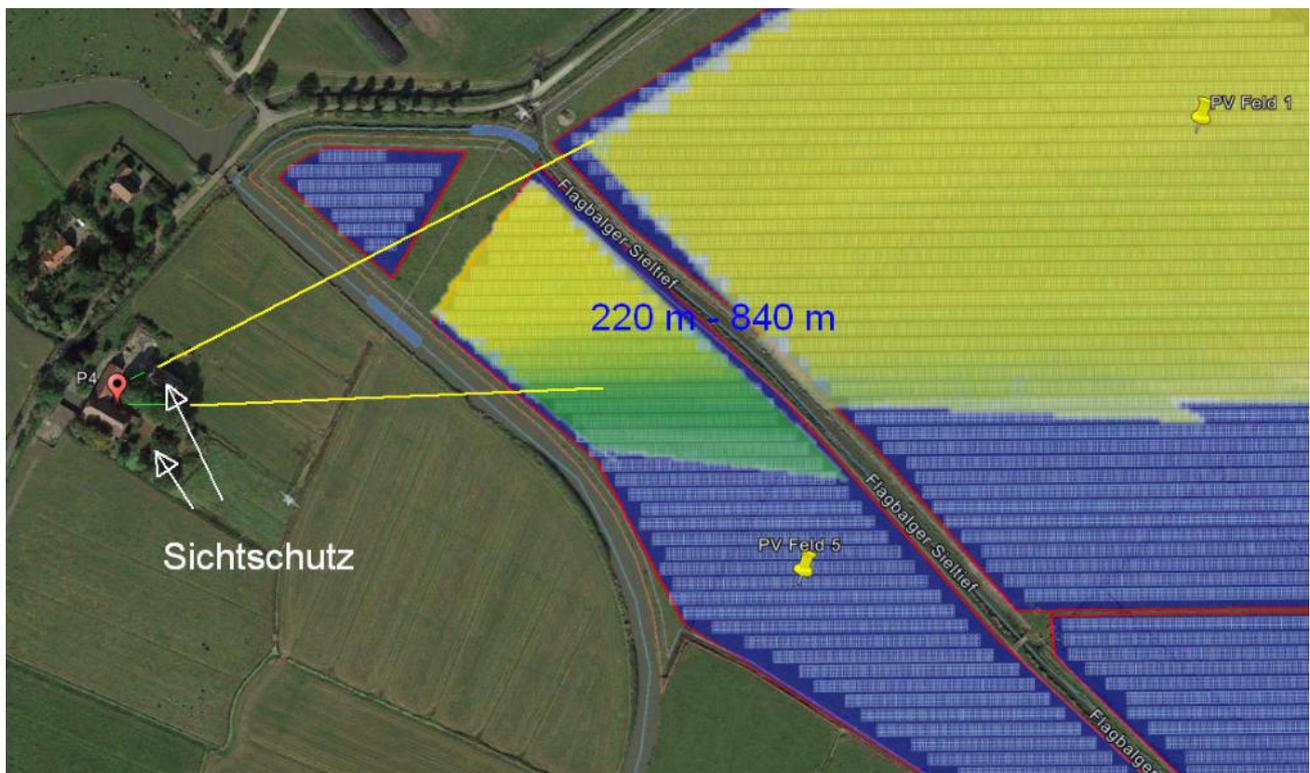


Bild 4.4.1: Simulation für Messpunkt P4 (Quelle: SolPEG/Google Earth)

Die Ergebnisse sind prinzipiell auch auf die etwas nördlicher gelegen Gebäude übertragbar. Auch hier kann eine Beeinträchtigung der Anwohner mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4 in Bezug auf das PV Feld 5. Es handelt sich dabei um die unbereinigten Rohdaten. Die Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.3 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

### PV Feld 5 - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,292 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,181 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

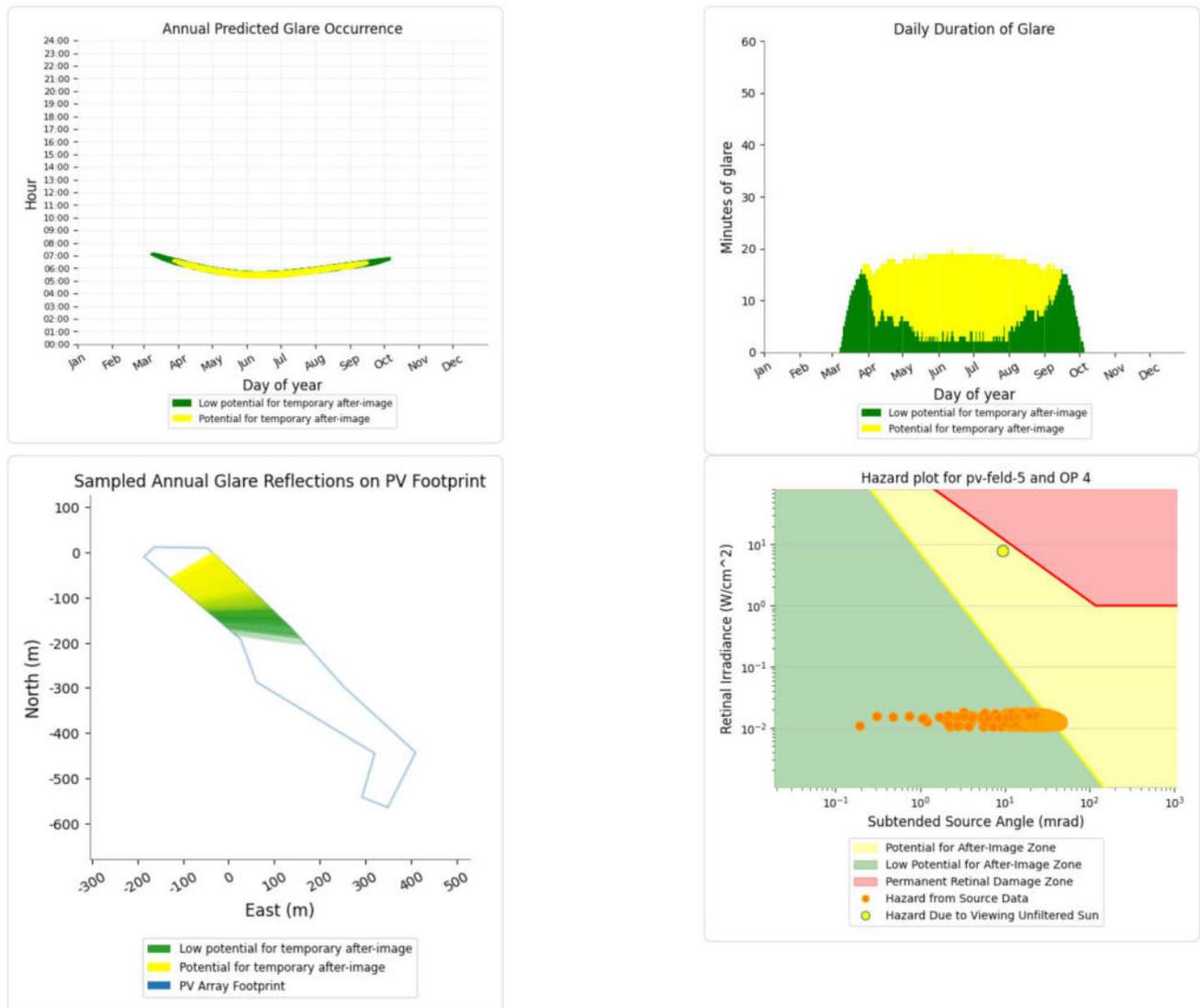


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 / PV Feld 5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

## 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Hof Coldewärfer Straße

Am Messpunkt P5 im Zentrum der geplanten PV können theoretisch an insgesamt 3215 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten (PV Feld 1: 2819 Minuten, PV Feld 4: 396 Minuten). Diese können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten in den Abendstunden aus westlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt das Auftreten von potentiellen Reflexionen durch das PV Feld 1 in der Übersicht.

**Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P5**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
10. April	02. September	29	2819	18:31	19:35

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

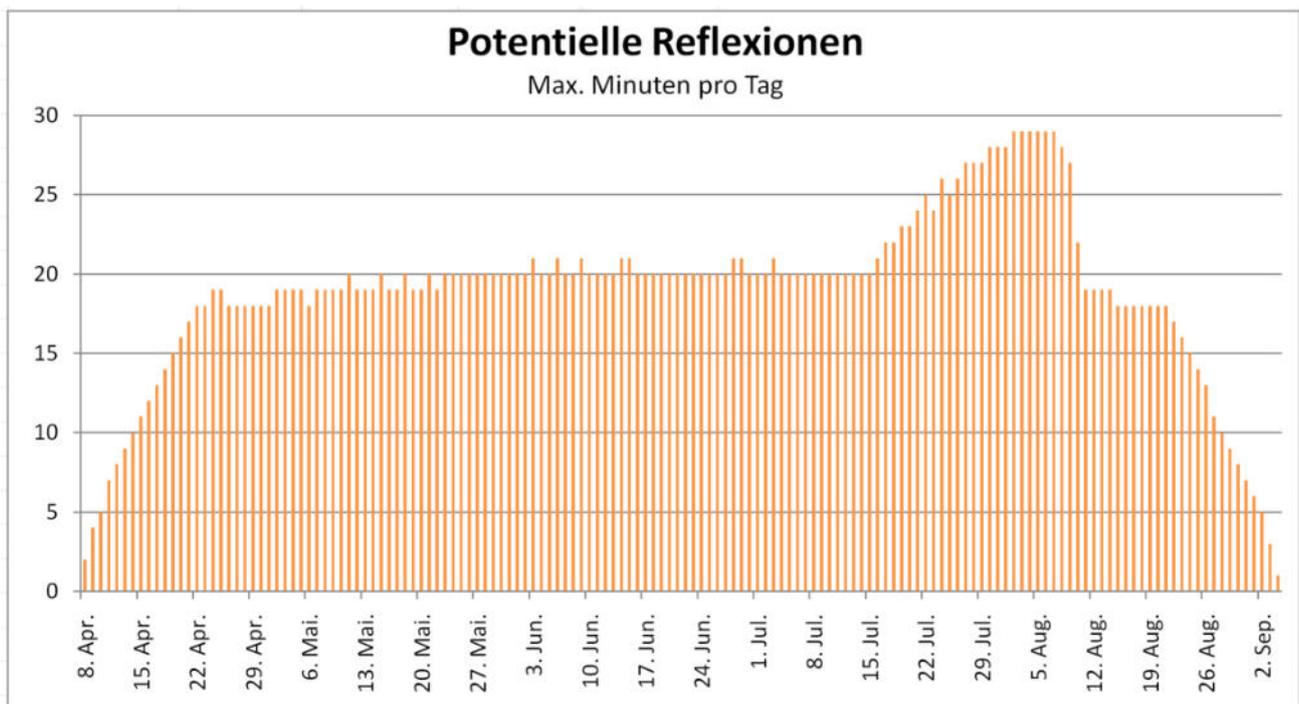


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Anzahl von Minuten mit Reflexionen pro Jahr liegt über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die Anzahl von Minuten pro Tag liegt allerdings im Rahmen der Empfehlungen. Im Durchschnitt (Median) 20 Minuten pro Tag.

Die Gebäude sind von einem ausgeprägten Bewuchs aus Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Es handelt sich hier zwar um alten Baumbestand aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Das gilt gleichermaßen für vorhandene Gebäude oder andere Objekte, die einen direkten Sichtkontakt zur Immissionsquelle verhindern.

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



Bild 4.5.2: Simulation für Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth/ SolPEG)

Die rechnerisch ermittelten Werte (Tabelle 3) sind in der Realität nur bedingt anwendbar. Aufgrund der vorliegenden Informationen kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Nordenham kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>13</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

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

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die B212 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Im Bereich der Hammer-Kreuzung können ggf. aus Süden kommende Fahrzeugführer Reflexionen durch die PV Anlage wahrnehmen und daher ist in einem bestimmten Bereich eine Sichtschutzmaßnahme angeraten.

Umliegende Gebäude sind überwiegend nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Im Bereich des Gebäudes im Zentrum der PV Anlage (Coldewärfer Straße) können theoretisch Reflexionen durch die PV Felder 1 + 4 auftreten. Die Anzahl an Minuten mit Reflexionen pro Tag liegt im Rahmen der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Die rechnerisch ermittelten Werte sind daher in der Realität nur bedingt anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 29.11.2022

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

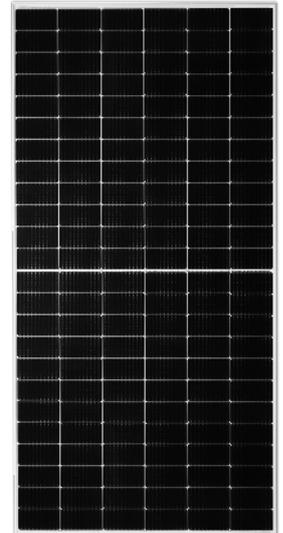
<sup>13</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



# Ultra V Pro

## HALF-CELL N-TOPCon BIFACIAL MODULE

TYPE: STPXXXS - C72/Nmh+



POWER OUTPUT

**545-565W**

MAX EFFICIENCY

**21.9%**

### Features



#### High module conversion efficiency

Module efficiency up to **21.9%** achieved through advanced cell technology and manufacturing process



#### Lower operating temperature

Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output



#### Suntech current sorting process

Up to **2%** power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output



#### Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) \*



#### Excellent weak light performance

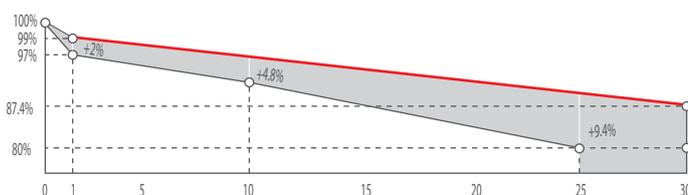
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset+



#### Withstanding harsh environment

Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

### Industry-leading Warranty \*\*



- ◆ First year power degradation: 1%
- ◆ Annual degradation: 0.40%
- ◆ Product warranty: 12 years
- ◆ linear warranty: 30 years

### Certifications and Standards

CE IEC 61730 IEC 61215  
 SA 8000 Social Responsibility Standards  
 ISO 9001 Quality Management System  
 ISO 14001 Environment Management System  
 ISO 45001 Occupational Health and Safety  
 IEC TS 62941 Guideline for module design qualification and type approval



\* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details.

\*\* Please refer to Suntech Limited Warranty for details.

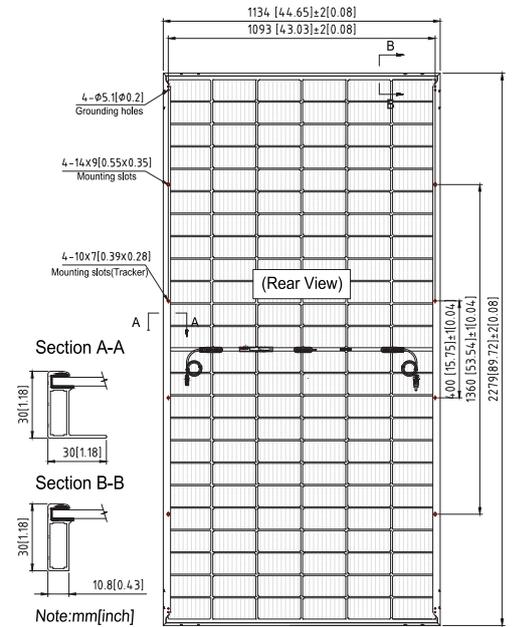
\*\*\* WEEE only for EU market.

# Ultra V Pro STPXXXS - C72/Nmh+ 545-565W

## Mechanical Characteristics

Solar Cell	N-type Monocrystalline silicon 182 mm
No. of Cells	144 (6 × 24)
Dimensions	2279 × 1134 × 30 mm (89.7 × 44.6 × 1.2 inches)
Weight	32.8 kgs (72.3 lbs.)
Front \ Back Glass	2.0+2.0 mm (0.079+ 0.079inches) semi-tempered glass
Output Cables	4.0 mm <sup>2</sup> , (-) 350 mm and (+) 160 mm in length or customized length
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Connectors	MC4 EVO2, Cable01S, STP-XC4
Maximum Series Fuse Rating	25 A
Power Tolerance	0/+5 W
Refer. Bifaciality Factor	(80 ± 5)%
Packing Configuration	Packaging box dimensions (mm) : 2310×1130×1269 Packaging box weight (kg) : 1245 36 Pieces per pallet 720 Pieces per container / 40' HC

For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.



## Electrical Characteristics

Module Type	STP565S-C72/Nmh+		STP560S-C72/Nmh+		STP555S-C72/Nmh+		STP550S-C72/Nmh+		STP545S-C72/Nmh+	
	STC	NMOT								
Maximum Power (Pmax/W)	565	430.3	560	426.7	555	422.8	550	419	545	415.3
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	42.56	39.5	42.40	39.3	42.24	39.2	42.05	39	41.87	38.8
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.28	10.89	13.21	10.84	13.14	10.79	13.08	10.74	13.02	10.70
Open Circuit Voltage (Voc/V)	50.39	47.7	50.23	47.5	50.07	47.4	49.88	47.2	49.69	47.0
Short Circuit Current (Isc/A)	14.20	11.45	14.14	11.40	14.07	11.35	14.01	11.30	13.96	11.26
Module Efficiency (%)	21.9		21.7		21.5		21.3		21.1	

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, module temperature 25 °C, AM=1.5; NMOT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s; Tolerance of Pmax is within +/- 3%;

## Different Rearside Power Gain Reference to 555S Front

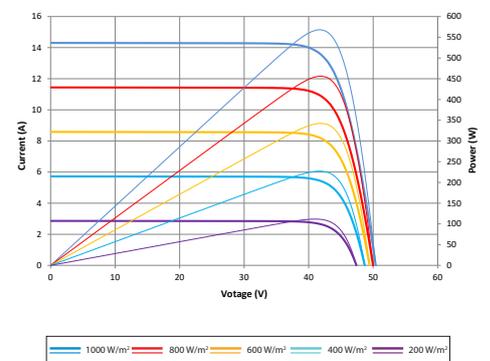
Rearside Power Gain	5%	15%	25%
Maximum Power at STC (Pmax)	582.8	638.3	693.8
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	42.2	42.2	42.3
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.80	15.11	16.43
Open Circuit Voltage (Voc/V)	50.1	50.1	50.2
Short Circuit Current (Isc/A)	14.77	16.18	17.59
Module Efficiency (%)	22.5	24.7	26.8

## Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

## Graphs Current-Voltage & Power-Voltage (565S)





# Nordenham

## Nordenham

**Created** Nov. 29, 2022  
**Updated** Nov. 29, 2022  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 80257.14191

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



### Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	10.0	180.0	4,537	7,831	-
PV Feld 2	10.0	180.0	3,667	535	-
PV Feld 3	10.0	180.0	1,352	755	-
PV Feld 4	10.0	180.0	2,826	4,062	-
PV Feld 5	10.0	180.0	5,174	2,540	-

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 620,732 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 434,795 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.509605	8.460765	1.18	2.00	3.18
2	53.513726	8.471516	1.15	2.00	3.15
3	53.512246	8.474520	2.43	2.00	4.43
4	53.510626	8.471945	1.68	2.00	3.68
5	53.508431	8.476086	2.22	2.00	4.22
6	53.508929	8.476987	2.44	2.00	4.44
7	53.508788	8.477309	2.82	2.00	4.82
8	53.506900	8.475249	1.74	2.00	3.74
9	53.508456	8.472288	1.84	2.00	3.84
10	53.507972	8.471602	1.69	2.00	3.69
11	53.508137	8.471258	2.18	2.00	4.18
12	53.506721	8.469005	1.56	2.00	3.56
13	53.506900	8.464971	1.32	2.00	3.32

**Name:** PV Feld 2  
**Footprint area:** 19,387 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.506140	8.475131	2.42	2.00	4.42
2	53.508552	8.477803	2.38	2.00	4.38
3	53.507735	8.478490	2.43	2.00	4.43
4	53.505898	8.475507	2.83	2.00	4.83

**Name:** PV Feld 3  
**Footprint area:** 19,974 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.505994	8.474981	2.37	2.00	4.37
2	53.505368	8.476086	1.74	2.00	3.74
3	53.505100	8.476226	2.31	2.00	4.31
4	53.504328	8.474413	2.13	2.00	4.13
5	53.504079	8.473340	1.77	2.00	3.77
6	53.504086	8.472835	1.76	2.00	3.76

**Name:** PV Feld 4  
**Footprint area:** 72,483 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.506683	8.469070	1.62	2.00	3.62
2	53.504660	8.472578	2.02	2.00	4.02
3	53.503830	8.471655	1.55	2.00	3.55
4	53.503741	8.470539	1.68	2.00	3.68
5	53.506842	8.465100	1.42	2.00	3.42



**Name:** PV Feld 5  
**Footprint area:** 74,093 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 10.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.504540	8.466015	1.84	2.00	3.84
2	53.505631	8.466938	1.37	2.00	3.37
3	53.506939	8.464556	1.77	2.00	3.77
4	53.508101	8.462828	1.77	2.00	3.77
5	53.509683	8.460071	1.37	2.00	3.37
6	53.509702	8.458322	1.76	2.00	3.76
7	53.509511	8.457968	1.76	2.00	3.76
8	53.507871	8.461166	1.49	2.00	3.49
9	53.507029	8.461681	1.28	2.00	3.28
10	53.505612	8.465586	1.65	2.00	3.65
11	53.504744	8.465167	2.07	2.00	4.07



### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.503870	8.473203	3.14	2.00	5.14
OP 2	53.505095	8.476679	2.80	2.00	4.80
OP 3	53.510872	8.457666	2.18	2.00	4.18
OP 4	53.508370	8.456808	4.14	2.00	6.14
OP 5	53.506546	8.471764	5.58	2.00	7.58

## 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	180.0	4,537	7,831	-	
PV Feld 2	10.0	180.0	3,667	535	-	
PV Feld 3	10.0	180.0	1,352	755	-	
PV Feld 4	10.0	180.0	2,826	4,062	-	
PV Feld 5	10.0	180.0	5,174	2,540	-	

### Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	180	256	215	201	214	199	296	16	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	135	551	1052	1176	1168	684	325	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	327	413	465	579	589	311	497	29	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	151	120	0	0	264	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	1	192	307	251	288	269	44	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	62	173	219	185	112	4	0	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	173	160	88	92	93	87	227	51	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	253	191	421	579	555	261	289	17	0	0
pv-feld-5 (green)	0	0	526	656	513	378	449	652	740	32	0	0
pv-feld-5 (yellow)	0	0	10	301	518	576	557	372	88	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	875	199
OP: OP 3	942	66
OP: OP 4	643	2974
OP: OP 5	2077	4592

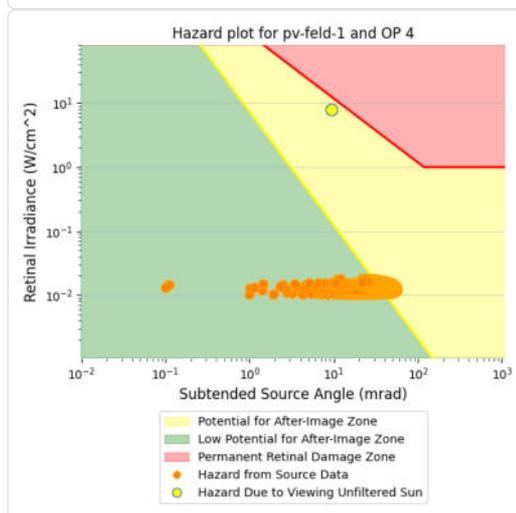
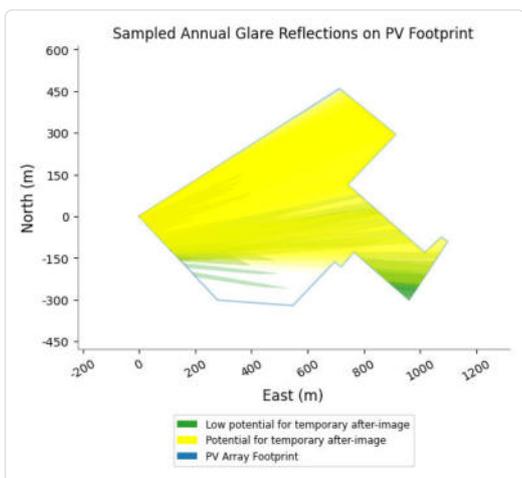
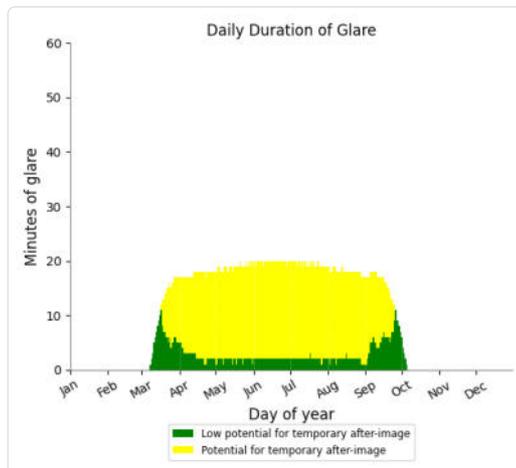
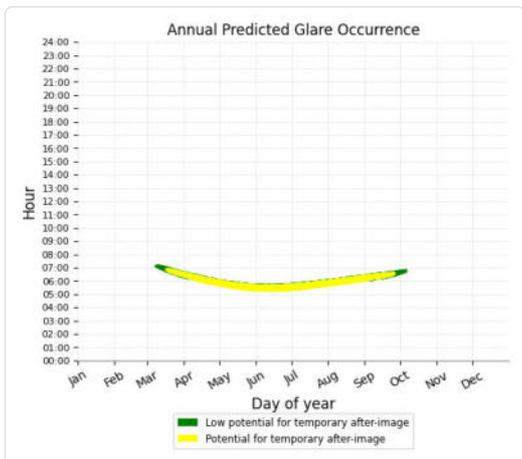
### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

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

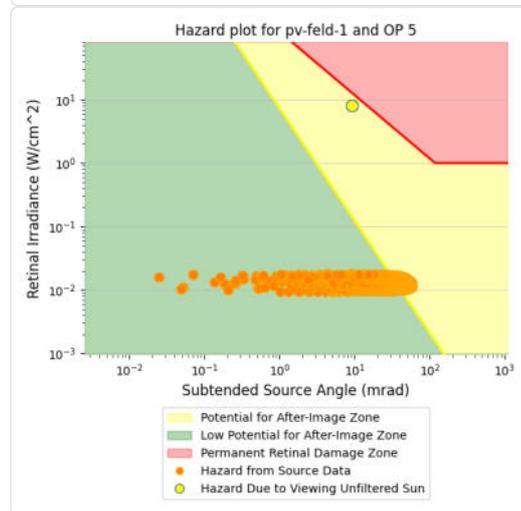
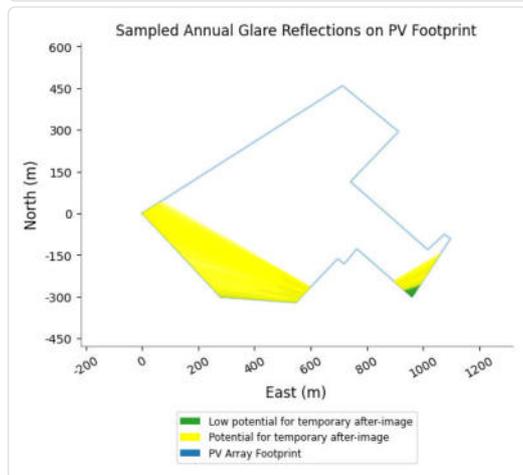
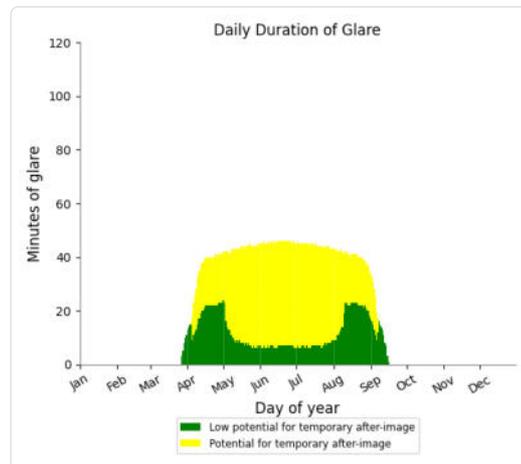
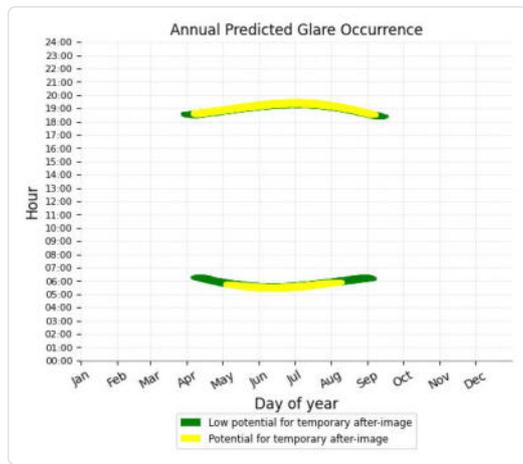
- 643 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,974 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 1 - OP Receptor (OP 5)

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

- 2,077 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,592 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	457	0
OP: OP 5	3210	535

### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

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

No glare found

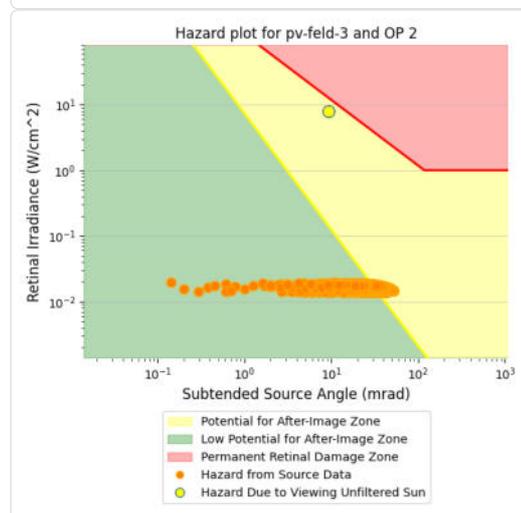
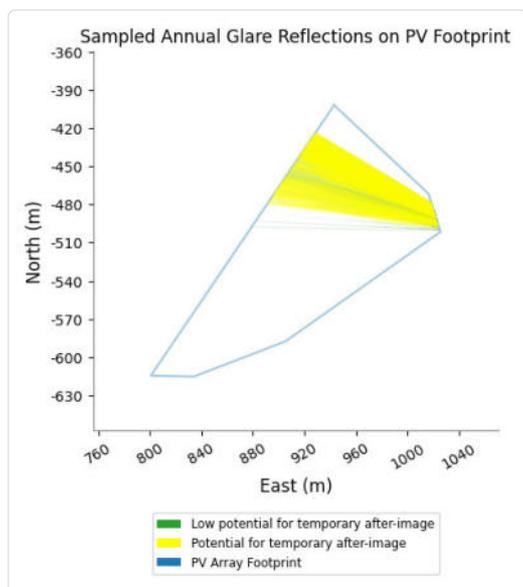
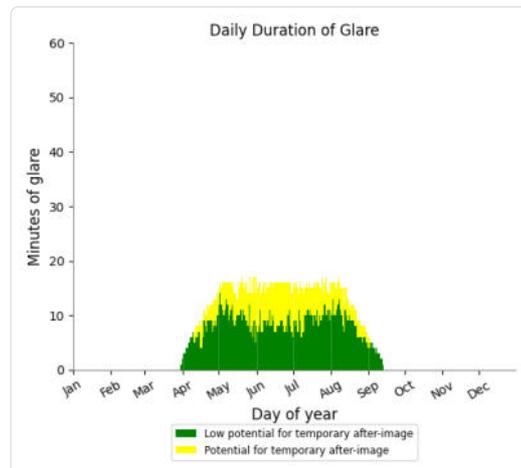
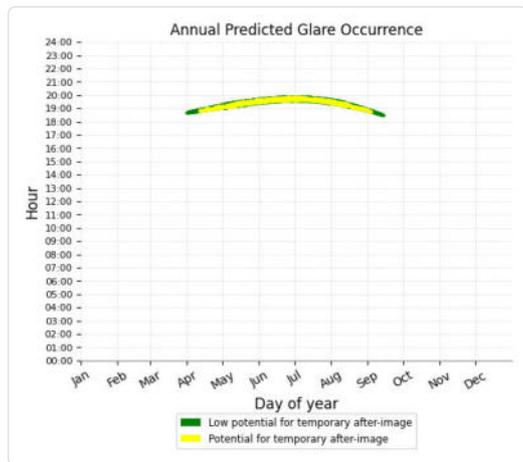
### PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

### PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

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

- 1,352 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 755 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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

No glare found

### PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

### PV Feld 3 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

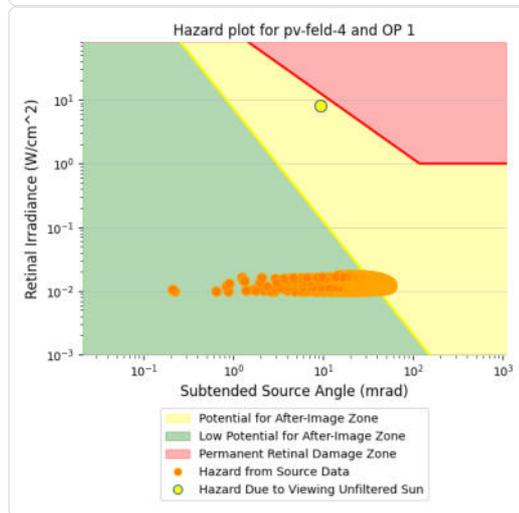
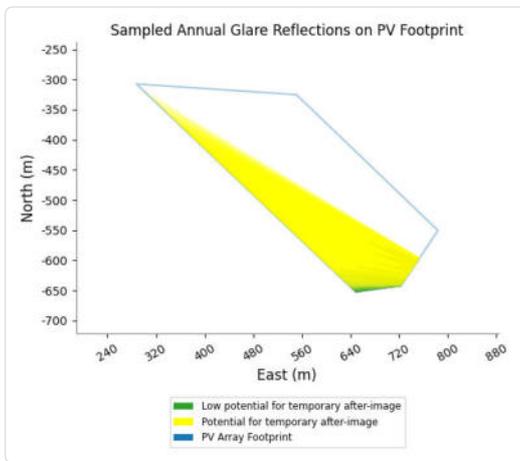
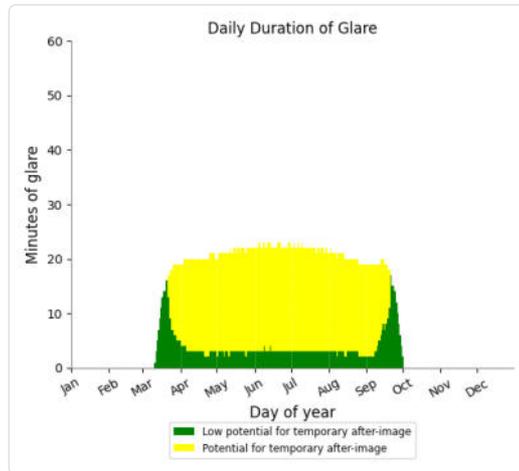
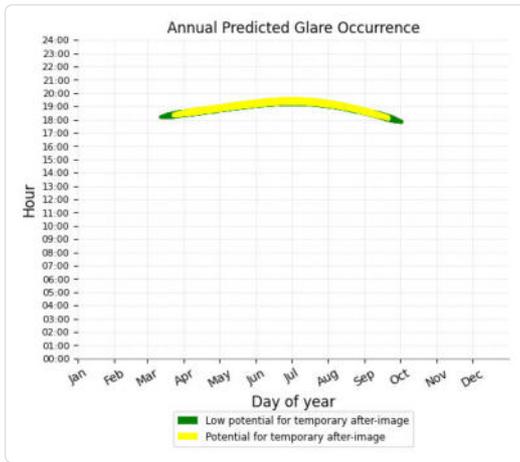
### PV Feld 4 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	846	3189
OP: OP 2	1330	279
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	650	594

### PV Feld 4 - OP Receptor (OP 1)

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

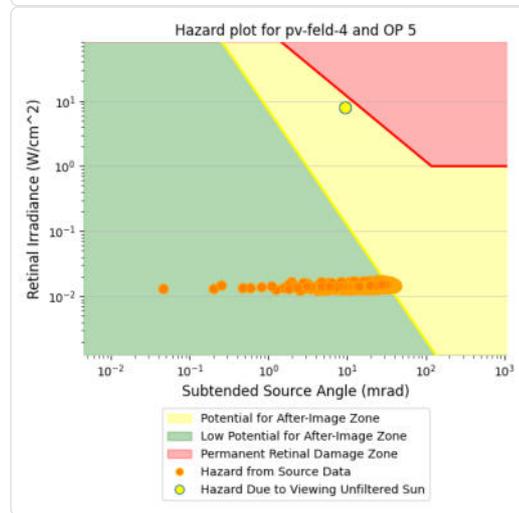
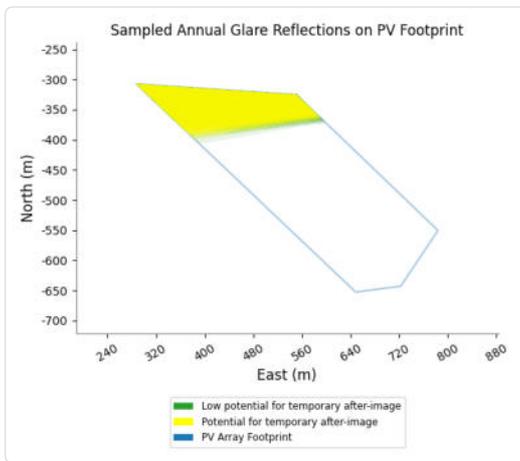
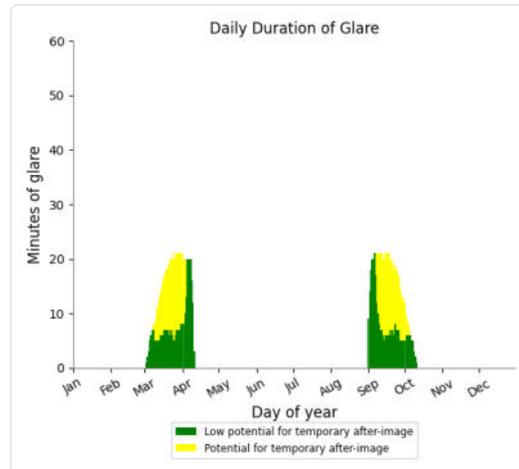
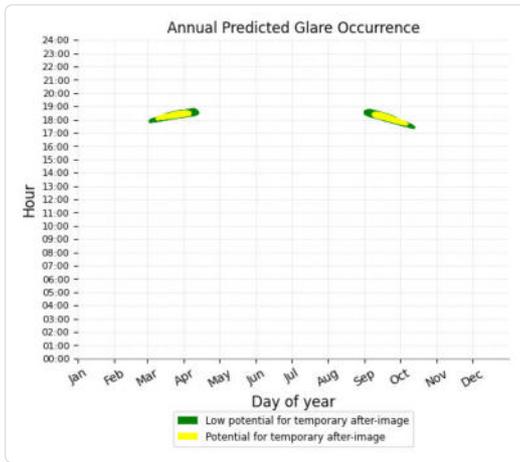
- 846 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,189 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld 4 - OP Receptor (OP 5)

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

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



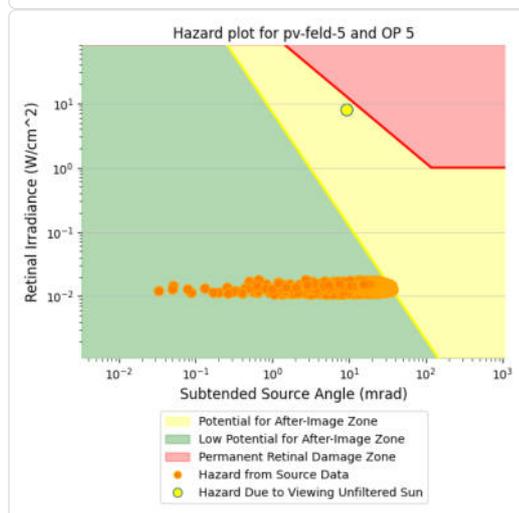
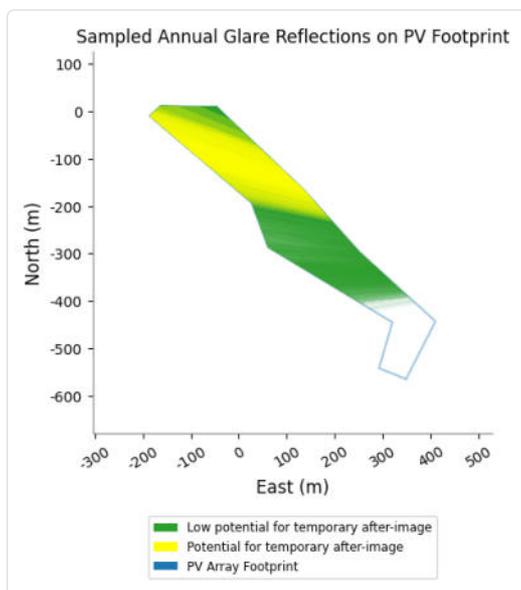
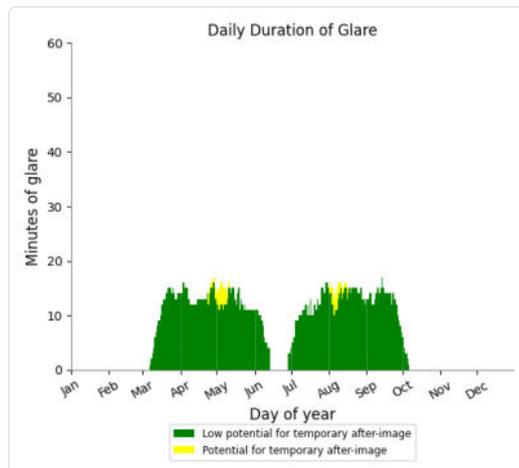
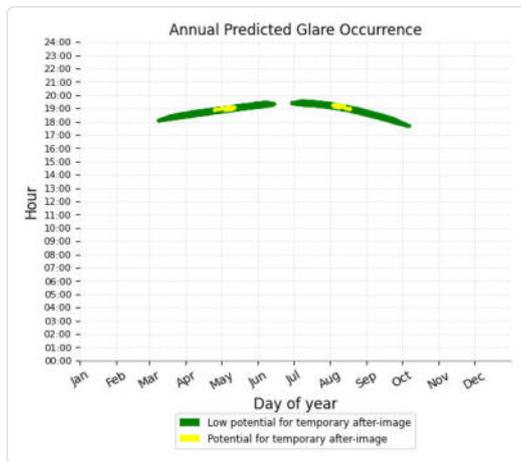
### PV Feld 5 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1540	285
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1292	2181
OP: OP 5	2342	74

## PV Feld 5 - OP Receptor (OP 5)

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

- 2,342 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 74 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Assumptions

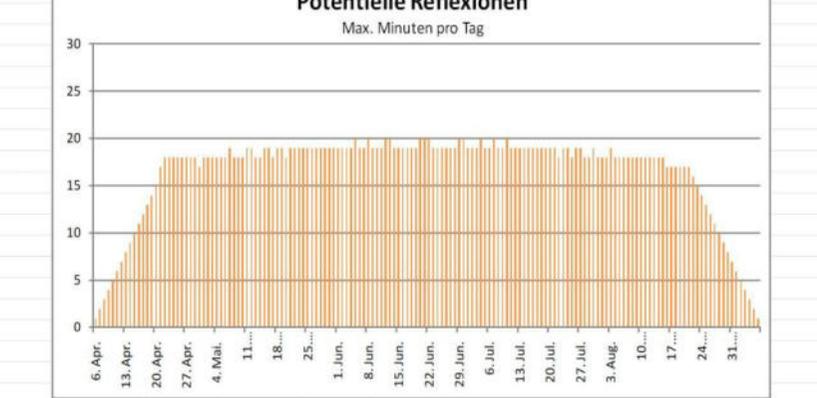
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not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

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se	Anzahl Minuten	Tag	
2022-03-11 18:13:00	0,007252	539,9246	1	0,531167	0,016266	0,001249	0	262,6	-0,992	-0,13	0	0,992	0,122	0,044	0,044	6. Apr.	1	18:28	18:28
2022-03-12 18:13:00	0,007209	544,2486	1	0,516038	0,015929	0,002887	0,3	262,8	-0,992	-0,125	0,006	0,992	0,116	0,048	0,048	7. Apr.	2	18:29	18:30
2022-03-12 18:14:00	0,007496	541,7642	1	0,525893	0,01616	0,00557	0,2	263	-0,993	-0,122	0,003	0,993	0,114	0,045	0,045	8. Apr.	3	18:30	18:32
2022-03-12 18:15:00	0,007735	539,275	0	0,53594	0,016393	0,007401	0	263,2	-0,993	-0,119	0,001	0,993	0,111	0,041	0,041	9. Apr.	4	18:31	18:34
2022-03-13 18:13:00	0,007142	548,4916	1	0,501299	0,015595	0,004188	0,6	263	-0,993	-0,121	0,011	0,993	0,11	0,052	0,052	10. Apr.	5	18:31	18:35
2022-03-13 18:14:00	0,007468	546,0299	1	0,510878	0,015822	0,007438	0,5	263,2	-0,993	-0,118	0,009	0,993	0,108	0,049	0,049	11. Apr.	6	18:32	18:37
2022-03-13 18:15:00	0,007731	543,5635	1	0,520644	0,016051	0,009585	0,4	263,4	-0,993	-0,114	0,006	0,993	0,105	0,045	0,045	12. Apr.	7	18:33	18:39
2022-03-13 18:16:00	0,007949	541,0925	1	0,530599	0,016284	0,010966	0,2	263,6	-0,994	-0,111	0,004	0,994	0,103	0,041	0,041	13. Apr.	8	18:33	18:40
2022-03-13 18:17:00	0,008131	538,6167	1	0,540749	0,01652	0,011866	0,1	263,8	-0,994	-0,107	0,001	0,994	0,101	0,038	0,038	14. Apr.	9	18:34	18:42
2022-03-14 18:13:00	0,007054	552,6563	1	0,486946	0,015264	0,005165	1	263,3	-0,993	-0,117	0,017	0,993	0,105	0,056	0,056	15. Apr.	10	18:35	18:44
2022-03-14 18:14:00	0,007418	550,2171	1	0,496256	0,015487	0,008991	0,8	263,5	-0,993	-0,114	0,014	0,993	0,102	0,052	0,052	16. Apr.	11	18:36	18:46
2022-03-14 18:15:00	0,007715	547,7731	1	0,505747	0,015713	0,011598	0,7	263,7	-0,994	-0,11	0,012	0,994	0,1	0,049	0,049	17. Apr.	12	18:36	18:47
2022-03-14 18:16:00	0,007957	545,3245	1	0,515423	0,015942	0,013314	0,5	263,9	-0,994	-0,107	0,009	0,994	0,097	0,045	0,045	18. Apr.	13	18:37	18:49
2022-03-14 18:17:00	0,008157	542,8712	1	0,525287	0,016174	0,014393	0,4	264,1	-0,995	-0,103	0,007	0,995	0,095	0,042	0,042	19. Apr.	14	18:38	18:51
2022-03-14 18:18:00	0,008325	540,4133	1	0,535343	0,016409	0,015001	0,2	264,3	-0,995	-0,1	0,004	0,995	0,092	0,038	0,038	20. Apr.	15	18:39	18:53
2022-03-14 18:19:00	0,008458	537,9508	1	0,545595	0,016647	0,015148	0,1	264,5	-0,995	-0,096	0,001	0,995	0,09	0,034	0,034	21. Apr.	17	18:38	18:54
2022-03-15 18:12:00	0,006922	559,1577	1	0,472973	0,015	0,005003	1,3	263,5	-0,993	-0,113	0,023	0,993	0,099	0,06	0,06	22. Apr.	18	18:39	18:56
2022-03-15 18:13:00	0,007376	556,7452	1	0,482021	0,015221	0,010224	1,1	263,7	-0,994	-0,111	0,02	0,994	0,096	0,056	0,056	23. Apr.	18	18:40	18:57
2022-03-15 18:14:00	0,007709	554,3281	1	0,491245	0,015445	0,013318	1	263,9	-0,994	-0,106	0,017	0,994	0,094	0,053	0,053	24. Apr.	18	18:41	18:58
2022-03-15 18:15:00	0,007983	551,9063	1	0,500648	0,015672	0,015418	0,8	264,1	-0,995	-0,103	0,015	0,995	0,091	0,049	0,049	25. Apr.	18	18:42	18:59
2022-03-15 18:16:00	0,008208	549,4798	1	0,510235	0,015902	0,016775	0,7	264,3	-0,995	-0,099	0,012	0,995	0,089	0,045	0,045	26. Apr.	18	18:42	18:59
2022-03-15 18:17:00	0,00839	547,0487	1	0,520007	0,016135	0,01753	0,6	264,5	-0,995	-0,096	0,01	0,995	0,087	0,042	0,042	27. Apr.	18	18:43	19:00
2022-03-15 18:18:00	0,008538	544,613	1	0,529977	0,01637	0,017832	0,4	264,7	-0,996	-0,092	0,007	0,996	0,084	0,038	0,038	28. Apr.	18	18:44	19:01
2022-03-15 18:19:00	0,008657	542,1726	1	0,540127	0,016609	0,017764	0,3	264,9	-0,996	-0,089	0,004	0,996	0,082	0,035	0,035	29. Apr.	18	18:45	19:02
2022-03-15 18:20:00	0,008745	539,7277	1	0,550481	0,016852	0,017312	0,1	265,1	-0,996	-0,085	0,002	0,996	0,079	0,031	0,031	30. Apr.	17	18:46	19:02
2022-03-16 18:12:00	0,006544	563,1515	1	0,459376	0,014673	0,00129	1,6	263,7	-0,994	-0,109	0,028	0,994	0,093	0,064	0,064	1. Mai.	18	18:46	19:03
2022-03-16 18:13:00	0,007238	560,7609	1	0,468168	0,01489	0,010553	1,5	263,9	-0,994	-0,106	0,026	0,994	0,09	0,06	0,06	2. Mai.	18	18:46	19:03
2022-03-16 18:14:00	0,007643	558,3656	1	0,477132	0,015111	0,014694	1,3	264,1	-0,995	-0,102	0,023	0,995	0,088	0,057	0,057	3. Mai.	18	18:47	19:04
2022-03-16 18:15:00	0,007951	555,9656	1	0,48627	0,015334	0,017234	1,2	264,3	-0,995	-0,099	0,02	0,995	0,086	0,053	0,053	4. Mai.	18	18:48	19:05
2022-03-16 18:16:00	0,0082	553,5609	1	0,495586	0,01556	0,018883	1	264,5	-0,995	-0,095	0,018	0,995	0,083	0,049	0,049	5. Mai.	18	18:49	19:06
2022-03-16 18:17:00	0,008399	551,1516	1	0,505082	0,015789	0,019828	0,9	264,7	-0,996	-0,092	0,015	0,996	0,081	0,046	0,046	6. Mai.	18	18:50	19:07
2022-03-16 18:18:00	0,008562	548,7378	1	0,514764	0,016021	0,020287	0,7	264,9	-0,996	-0,088	0,013	0,996	0,078	0,042	0,042	7. Mai.	19	18:50	19:08
2022-03-16 18:19:00	0,008696	546,3193	1	0,524633	0,016256	0,020385	0,6	265,1	-0,996	-0,085	0,01	0,996	0,076	0,038	0,038	8. Mai.	18	18:51	19:08
2022-03-16 18:20:00	0,008806	543,8963	1	0,534694	0,016495	0,02018	0,4	265,3	-0,997	-0,081	0,008	0,997	0,074	0,035	0,035	9. Mai.	18	18:52	19:09
2022-03-16 18:21:00	0,008887	541,4687	1	0,544951	0,016736	0,019642	0,3	265,5	-0,997	-0,078	0,005	0,997	0,071	0,031	0,031	10. Mai.	18	18:53	19:10
2022-03-16 18:22:00	0,00894	539,0366	1	0,555406	0,016981	0,018776	0,1	265,7	-0,997	-0,074	0,002	0,997	0,069	0,028	0,028	11. Mai.	19	18:53	19:11
2022-03-17 18:13:00	0,006981	566,999	1	0,454694	0,014623	0,008642	1,8	264,2	-0,994	-0,101	0,031	0,994	0,085	0,064	0,064	12. Mai.	19	18:54	19:12
2022-03-17 18:14:00	0,007554	564,6364	1	0,463403	0,014841	0,015338	1,6	264,4	-0,995	-0,098	0,029	0,995	0,082	0,06	0,06	13. Mai.	18	18:55	19:12
2022-03-17 18:15:00	0,007923	562,2693	1	0,472283	0,015062	0,018697	1,5	264,6	-0,995	-0,094	0,026	0,995	0,08	0,057	0,057	14. Mai.	18	18:56	19:13
2022-03-17 18:16:00	0,0082	559,8975	1	0,481334	0,015285	0,020666	1,3	264,8	-0,996	-0,091	0,024	0,996	0,077	0,053	0,053	15. Mai.	19	18:56	19:14
2022-03-17 18:17:00	0,008421	557,5211	1	0,490562	0,015512	0,021853	1,2	265	-0,996	-0,087	0,021	0,996	0,075	0,05	0,05	16. Mai.	19	18:57	19:15
2022-03-17 18:18:00	0,008603	555,1401	1	0,499969	0,015742	0,022513	1,1	265,2	-0,996	-0,084	0,018	0,996	0,073	0,046	0,046	17. Mai.	18	18:58	19:15
2022-03-17 18:19:00	0,008754	552,7546	1	0,509559	0,015975	0,022781	0,9	265,4	-0,997	-0,08	0,016	0,997	0,07	0,042	0,042	18. Mai.	19	18:58	19:16
2022-03-17 18:20:00	0,00888	550,3645	1	0,519335	0,016211	0,022741	0,8	265,6	-0,997	-0,077	0,013	0,997	0,068	0,039	0,039	19. Mai.	19	18:59	19:17
2022-03-17 18:21:00	0,008984	547,9699	1	0,529301	0,016451	0,022443	0,6	265,8	-0,997	-0,073	0,011	0,997	0,065	0,035	0,035	20. Mai.	18	19:00	19:17
2022-03-17 18:22:00	0,009062	545,5708	1	0,53946	0,016693	0,021853	0,5	266	-0,998	-0,07	0,008	0,998	0,063	0,031	0,031	21. Mai.	19	19:00	19:18
2022-03-17 18:23:00	0,009114	543,1672	1	0,549816	0,016938	0,020965	0,3	266,2	-0,998	-0,066	0,005	0,998	0,061	0,028	0,028	22. Mai.	19	19:01	19:19
2022-03-17 18:24:00	0,009136	540,7592	1	0,560373	0,017187	0,019744	0,2	266,4	-0,998	-0,063	0,003	0,998	0,058	0,024	0,024	23. Mai.	19	19:01	19:19
2022-03-17 18:25:00	0,00912	538,3467	1	0,571135	0,017439	0,018099	0	266,6	-0,998	-0,059	0,001	0,998	0,056	0,021	0,021	24. Mai.	19	19:02	19:20

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
20	2529	18:29	19:35	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:  
2529 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
1665 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
864 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4036 Einträgen /-846):  
1.: Zeitraum ab 05:50 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)



Tag	Anzahl Minuten	Tag	Anzahl Minuten
6. Apr.	1	11. Mai.	18
7. Apr.	2	12. Mai.	19
8. Apr.	3	13. Mai.	18
9. Apr.	4	14. Mai.	18
10. Apr.	5	15. Mai.	19
11. Apr.	6	16.	

