

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Oldenburg

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Oldenburg in Schleswig-Holstein**

**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

<b>1</b>	<b>Auftrag</b> .....	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung</b> .....	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung</b> .....	<b>8</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Technische Parameter der PV Anlage .....	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung .....	11
3.5	Standorte für die Analyse .....	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	13
<b>4</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>16</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 Süd.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, A1 Mitte.....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Neustädter Straße .....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Krüger Hof .....	22
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordwestlich .....	24
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b> .....	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung</b> .....	<b>25</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>26 - 39</b>

# SolPEG Blendgutachten

## Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Oldenburg

### 1 Auftrag

#### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Dienstleister im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Oldenburg“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A1 sowie 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 „Oldenburg“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A1 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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 wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

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

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

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südlich von Oldenburg in Holstein und in Schleswig-Holstein. Östlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 350 m die Autobahn A1. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A1 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südlich von Oldenburg in in Holstein in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist leicht ansteigend nach Süden.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">54.273°N, 10.883°O, 12 m ü.N.N.</a>
Grenzlänge entlang A1	ca. 350 m
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 20 m – 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 30 m (kürzeste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

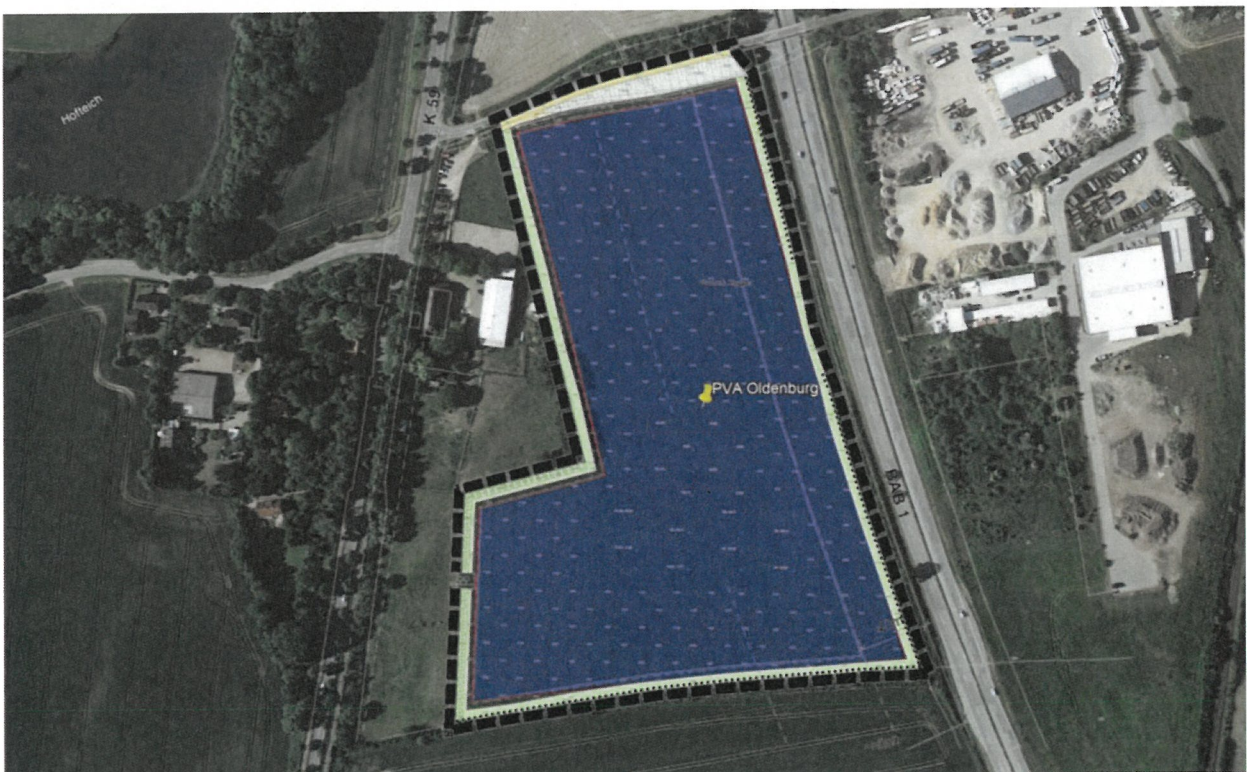


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Aktuelle Fotos der PV Fläche. Blick von Norden nach Süden.



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: SolPEG)

Blick von Osten nach Westen



Bild 2.1.5: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: SolPEG)

## 2.2 Umliegende Gebäude

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

---

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

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

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

---

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnte das westlich angrenzende Gebäude des „Krüger-Hof Lübbersdorf“ von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, für das Betriebsgebäude der Burchardt GmbH im Nordosten ist jedoch nicht mit Beeinträchtigungen zu rechnen. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung der PV Anlage sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

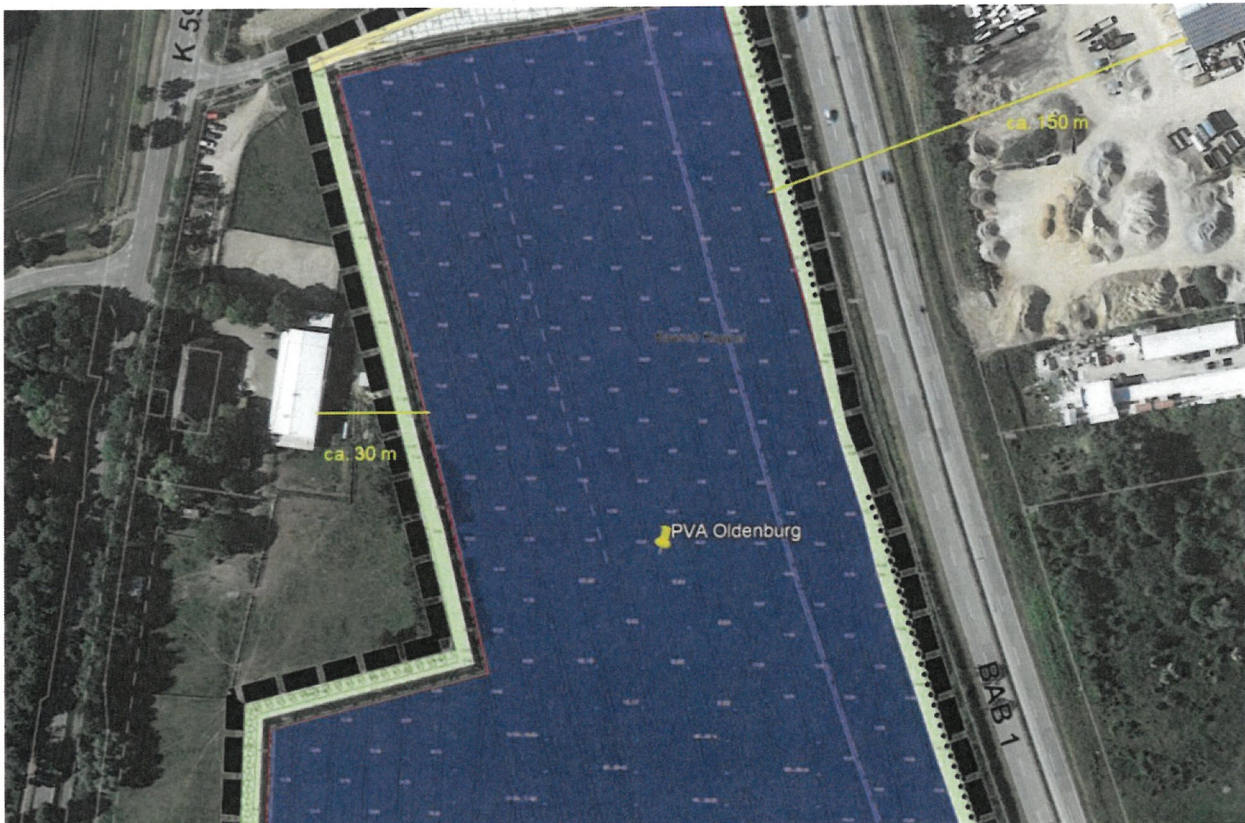


Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Lichtleitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

#### 3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

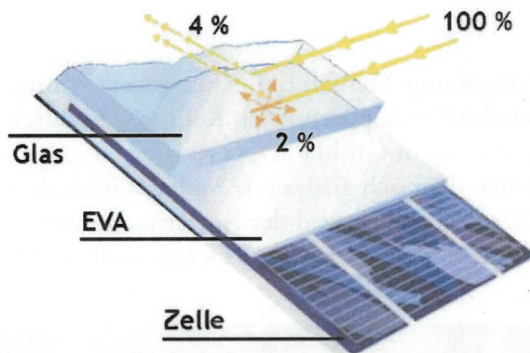


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca.  $980 \text{ W/m}^2$ ) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)



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

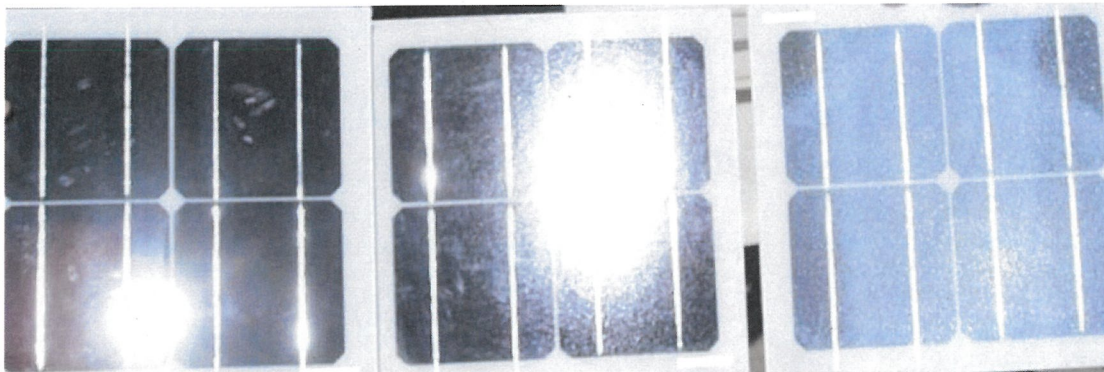


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

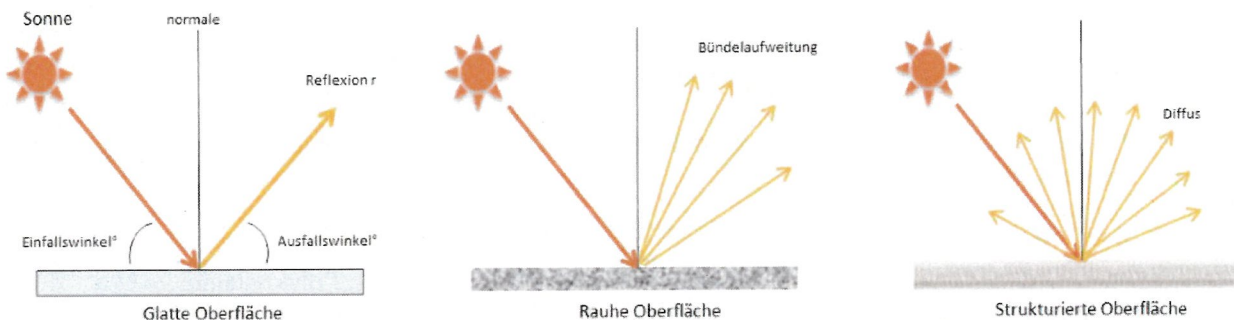


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

### Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 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 einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

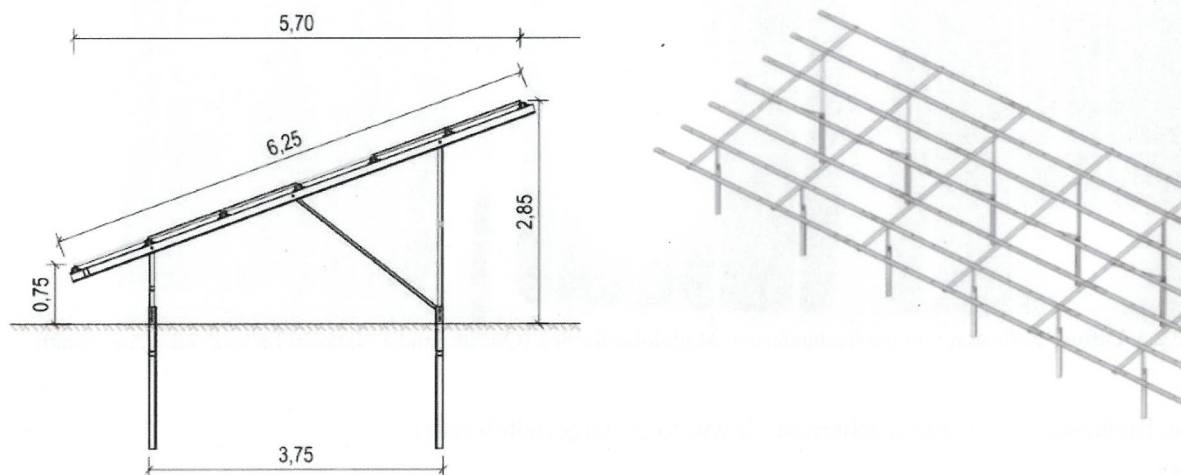


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

**Tabelle 1: Berechnungsparameter**

PV Modul	Jinko Solar (oder vergleichbar), Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 3,05 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>2</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>2</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

### 3.4 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 Lichtleitlinie 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>3</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:

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

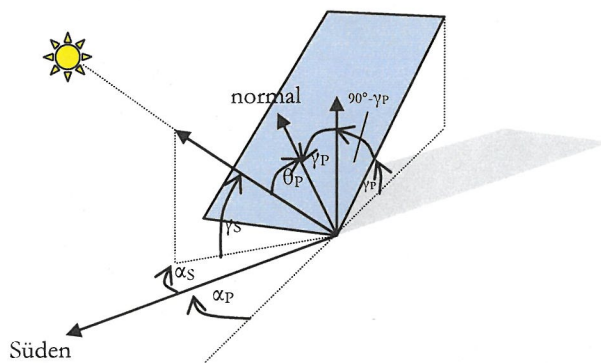


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Lichtleitlinie<sup>4</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>5</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>3</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>4</sup> Lichtleitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

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

### 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 Erfahrungswertem 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 nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Oldenburg wurden 2 Messpunkte im Verlauf der A1 festgelegt, 1 Messpunkt auf der Neustädter Straße sowie 2 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die gewählten Messpunkte P1-P5:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Lichtleitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Lichtleitlinie, 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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. ... Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

## Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>6</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der 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>6</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>7</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</sup> von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI 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.

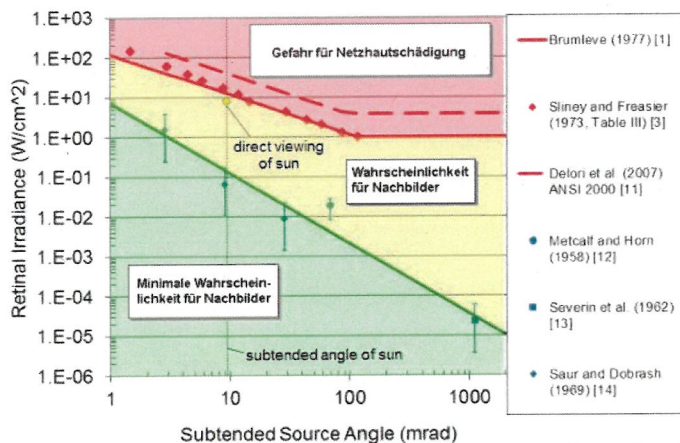


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>8</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_eur\\_cfc\\_mean\\_2019\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2019_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Oldenburg wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.7.1 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 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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

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

Messpunkt	PV Feld
P1 A1, Süd	1642 <sup>W</sup>
P2 A1, Mitte	1637 <sup>W</sup>
P3 Neustädter Straße	734 <sup>WS</sup>
P4 Gebäude Krüger Hof	773 <sup>WS</sup>
P5 Gebäude nordöstlich	-

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

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

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

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.



## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 Süd

Am Messpunkt P1 auf der A1 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 11. Mai und dem 02. August abends zwischen 18:39 - 19:24 Uhr für maximal 28 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit  $-36^\circ$  bis  $-75^\circ$  links (westlich) zur Fahrbahn allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ ) und sind daher zu vernachlässigen.

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

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die auf Basis der unbereinigten Rohdaten berechneten Reflexionen für den Messpunkt P1 grafisch dargestellt.

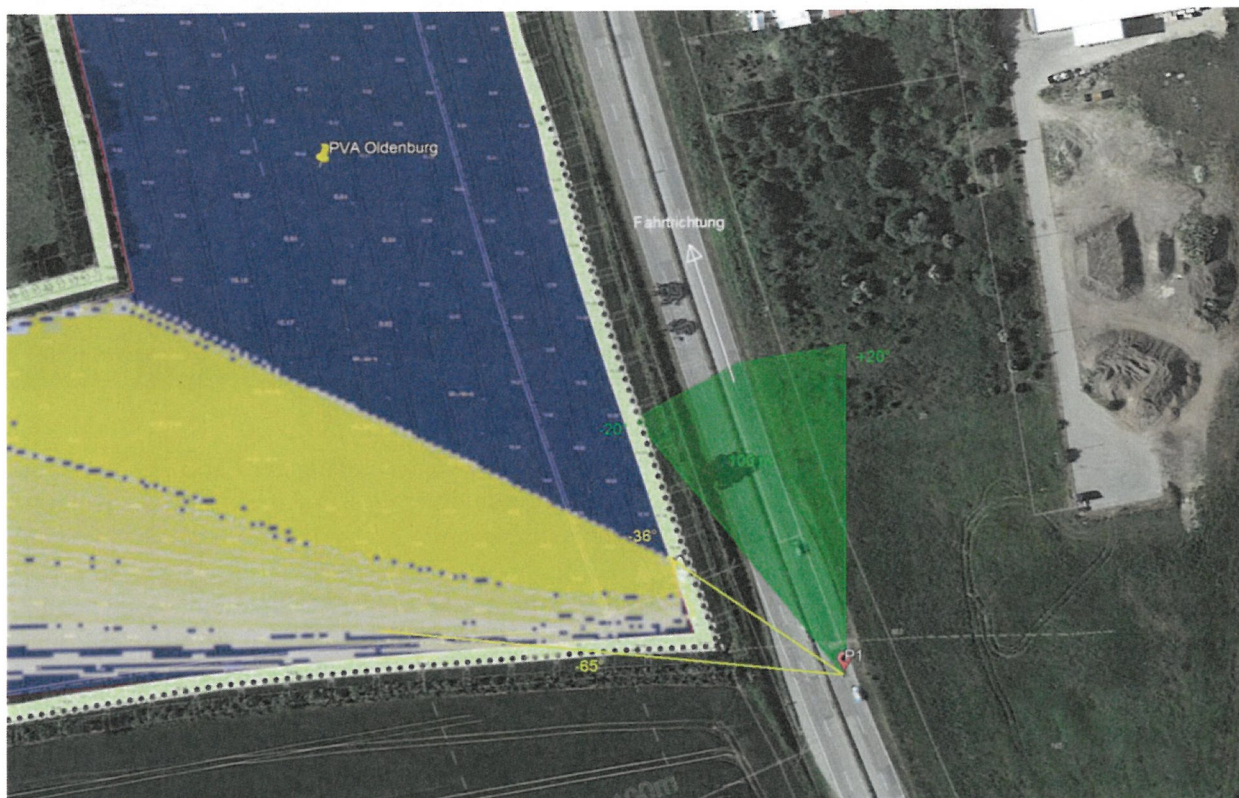


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.3.2: Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

Das Foto verdeutlicht, dass aufgrund der Geländestruktur mit Bewuchs entlang der Fahrbahn ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle nicht vorhanden ist. Auch unter diesem Aspekt sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse zu relativieren bzw. zu vernachlässigen.

Auf eine nähere Analyse der weiter östlich verlaufenden Bahnstrecke Lübeck-Puttgarden (Vogelfluglinie) wurde verzichtet, da sowohl aufgrund der Entfernung von über 200 m aber insbesondere aufgrund des Winkels zur Immissionsquelle nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A1 Mitte

Der Fahrbahnverlauf der A1 im Bereich von Messpunkt P2 hat einen ähnlichen Winkel (Azimut) wie am Messpunkt P1 und daher können hier in ähnlicher Weise Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 11. Mai und dem 02. August abends zwischen 18:39 - 19:24 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Aber auch in diesem Bereich liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit  $-43^\circ$  bis  $-73^\circ$  links (westlich) zur Fahrbahn deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ ).

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen kann auch im Bereich von Messpunkt P2 mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

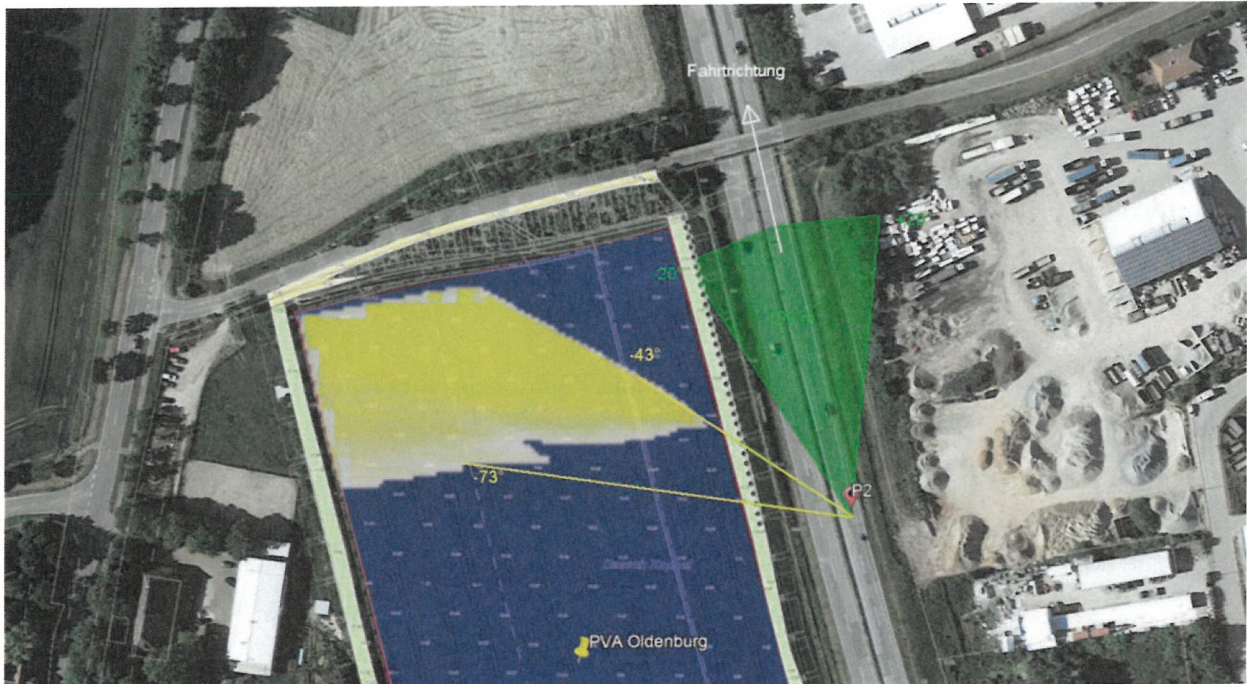


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den Bereich am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.3.2: Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Neustädter Straße

Im Bereich von Messpunkt P3 auf der Neustädter Straße können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden zwischen 06:00 – 06:23 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer von insgesamt 734 Minuten pro Jahr sind potentielle Reflexionen allerdings zu vernachlässigen. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass die Einfallswinkel von Reflexionen mit  $+55^\circ$  bis  $+81^\circ$  rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ ) liegen.

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

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich östlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch morgens Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Entlang der Fahrbahn ist ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht und lt. Planungsunterlagen ist an der Geländegrenze der PV Anlage ein Grünstreifen vorgesehen, der als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden kann.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P3, Blick Richtung Norden.

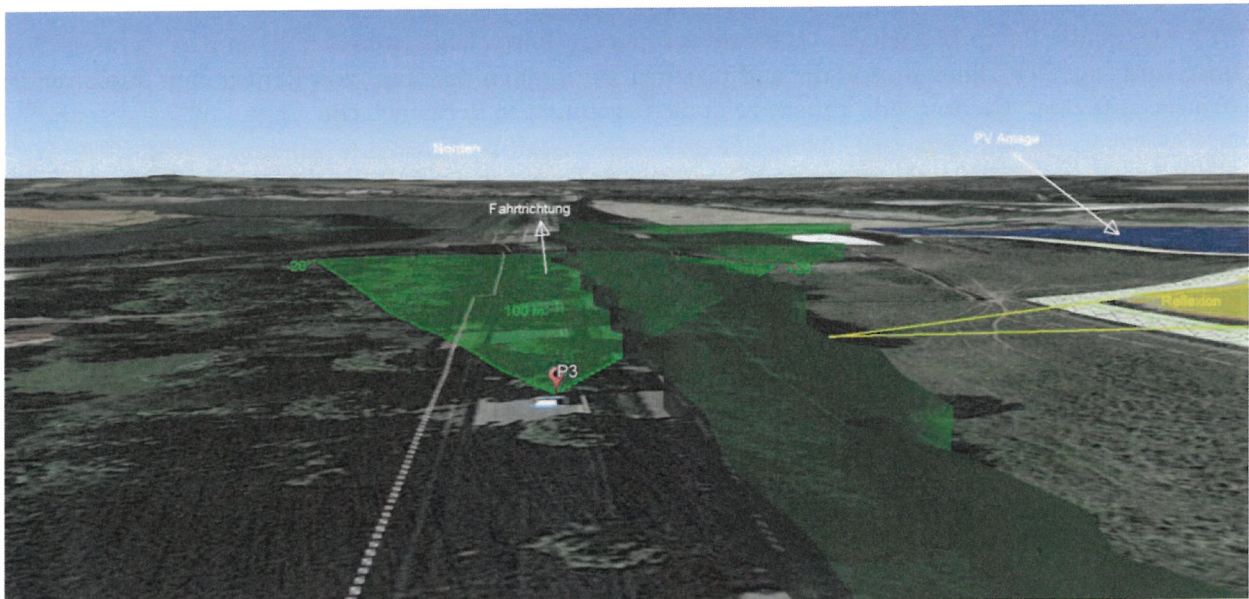


Bild 4.4.2: Situation am Messpunkt P3, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht, dass aufgrund von Bewuchs entlang der Fahrbahn kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Potentielle Reflexionen (rechts im Bild) wären aber ohnehin außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Selbst in Jahreszeiten ohne Blattwerk ist die Fläche der PV Anlage überwiegend nicht einsehbar.



Bild 4.4.3: Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude Krüger Hof

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude des „Krüger-Hof Lübbersdorf“ können rein rechnerisch an insgesamt nur 773 Minuten pro Jahr und maximal 19 Minuten pro Tag<sup>9</sup> von Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

**Tabelle 3: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P2**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
25. April	16. Mai	13	195	06:00	06:17
02. Juli	18. August	19	578	06:00	06:23

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

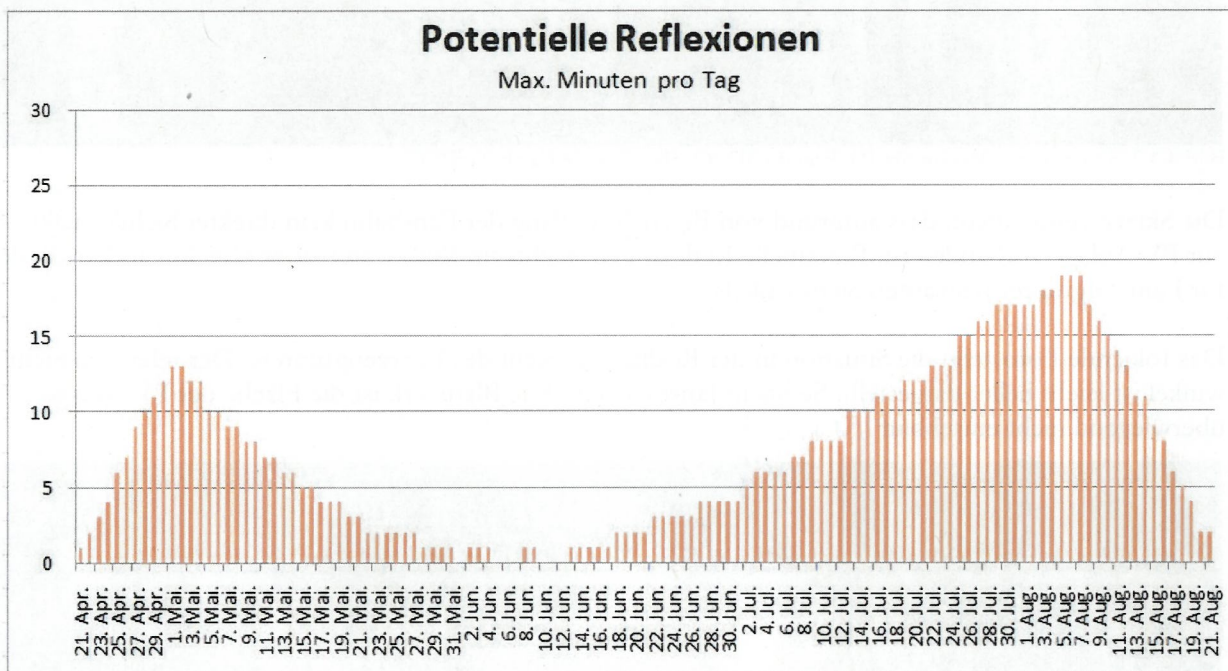


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Gästen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

Generell können potentielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P4 nur in den frühen Morgenstunden bis 06:23 Uhr aus östlicher Richtung auftreten, in einer Zeit in der die Sonne relativ dicht über dem Horizont steht. Das Hauptgebäude kann nicht von Reflexionen erreicht werden, die Nutzung des Wirtschaftsgebäudes ist nicht eindeutig geklärt, Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.5.2: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Blick aus Richtung der PV Anlage auf das überwiegend fensterlose Wirtschaftsgebäude, teilweise hinter Bäumen verdeckt. Das Hauptgebäude ist nicht sichtbar.



Bild 4.5.3: Blick von Osten auf das Wirtschaftsgebäude (Quelle: SolPEG)

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordwestlich

Messpunkt P5 liegt nordwestlich der PV Anlage im Bereich des Betriebsgebäudes der Burchardt Transporte KGmbH und wurde nur zu Kontrollzwecken untersucht. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann der Standort nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und die Simulation zeigt erwartungsgemäß keine Ergebnisse.

Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden.

In bestimmten Jahreszeiten könnten ggf. im südlichen Teil des Außengeländes Reflexionen durch die PV Anlage auftreten – sofern die PV Anlage aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überhaupt einsehbar ist. Ähnlich wie am Messpunkt P2 können potentielle Reflexionen nur in der Zeit zwischen 17:39 – 18:24 Uhr auftreten und daher ist davon auszugehen, dass es zu keinen relevanten Beeinträchtigungen kommen kann, da die offiziellen Öffnungszeiten des Betriebes zwischen 07:30 - 17:30 Uhr liegen.

Das folgende Foto zeigt den Blick Richtung Westen auf die A1 und verdeutlicht, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist.

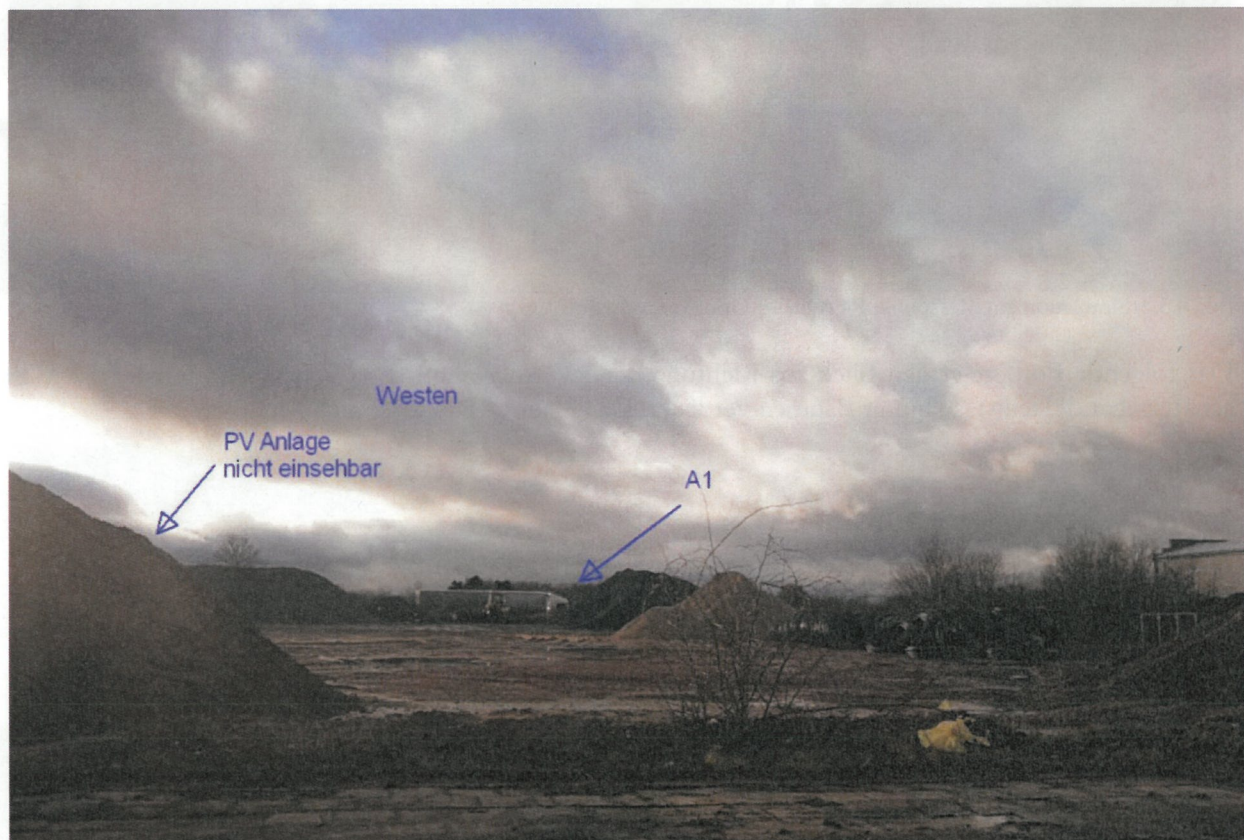


Bild 4.6.1: Blick von Osten Richtung Westen (Quelle: SolPEG)



## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Oldenburg“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>10</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Oldenburg mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Der fließende Verkehr auf der A1 wird durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Dies gilt gleichermaßen auch für Verkehrsteilnehmer auf der westlich verlaufenden Neustädter Straße. Hinzu kommt der Umstand, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Im Bereich der Gebäude des westlich der PV Anlage gelegenen Krüger-Hof Lübbersdorf können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer jedoch ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. von schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie nicht gegeben. Weitere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen.


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

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

## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 21.02.2022

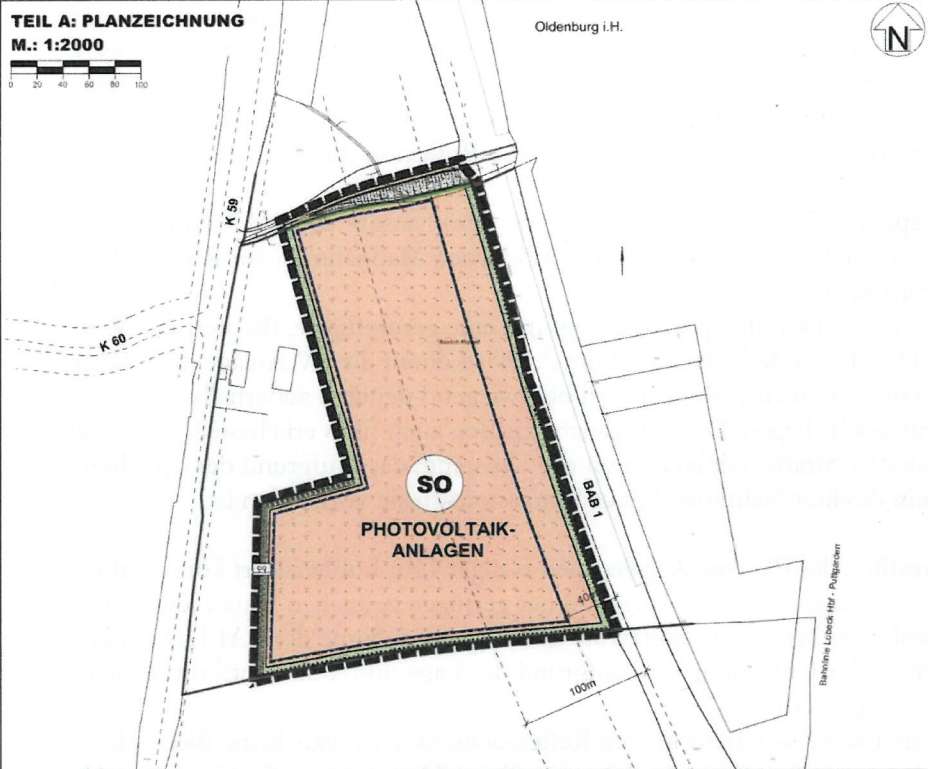
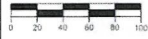
  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

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

# BEBAUUNGSPLAN NR. 66 DER STADT OLDENBURG I.H.

## TEIL A: PLANZEICHNUNG

M.: 1:2000



## PLANZEICHEN

Es gilt die BauVO 2017

### I. FESTSETZUNGEN

	RENDEZ DES RÄUMLICHEN GELTUNGSBEREICHES	§ 9 Abs. 7 BauGB
	ART DER BAULICHEN NUTZUNG	§§ 1 - 11 BauVO § 11 BauVO
	SONSTIGE SONDERGEBIETE -PHOTOVOLTAIKANLAGEN-	
	BAUWEISE, BAULINIEN, BAUGRENZEN	§ 9 Abs. 1 Nr. 2 BauGB
	BAUGRENZE	§ 23 BauVO
	VERKEHRSFLÄCHEN	§ 9 Abs. 1 Nr. 11 BauGB
	STRAßENBEGRENZUNGSLINIE	
	STRAßENVERKEHRSFLÄCHEN	
	GRÜNFLÄCHEN	§ 9 Abs. 1 Nr. 15 BauGB
	PRIVATE GRÜNFLÄCHEN	
	FELDHECKE	
	PLANUNGEN, NUTZUNGSREGELUNGEN, FLÄCHEN ODER MASSNAHMEN ZUM SCHUTZ, ZUR PFLEGE UND ZUR ENTWICKLUNG VON BODEN, NATUR UND LANDSCHAFT	§ 9 Abs. 1 Nr. 20 und Abs. 1a BauGB
	UMGRENZUNG VON FLÄCHEN MIT BINDUNGEN FÜR BEPFLANZUNG UND FÜR DIE ERHALTUNG VON BÄUMEN, STRÄUCHERN UND SONSTIGEN BEPFLANZUNGEN SOWIE GEWÄSSER	§ 9 Abs. 1 Nr. 25b BauGB
	UMGRENZUNG VON FLÄCHEN ZUM ANPFLANZEN VON BÄUMEN UND STRÄUCHERN	§ 9 Abs. 1 Nr. 25b BauGB
	VORHANDENE FLURSTÜCKSGRENZEN	
	FLURSTÜCKSBEZEICHNUNGEN	
	ANBAUFREIE ZONE (40m zur Autobahn, 15m zur Kreisstraße)	§ 29 StrWG § 9 Abs. 1 BFernStrG
	ANBAUBESCHRÄNKUNGSZONE (100m zur Autobahn)	§ 29 StrWG § 9 Abs. 2 BFernStrG

## TEIL B: TEXT

Es gilt die BauVO von 2017

- ART DER BAULICHEN NUTZUNG** (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB in Verbindung mit § 11 BauVO)
  - Die festgesetzten Sondergebiete der Zweckbestimmung "Photovoltaikanlagen" dienen der Errichtung von Photovoltaikanlagen und den dazugehörigen Anlagen und Einrichtungen.
  - Zulässig sind
    - Photovoltaikanlagen,
    - Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie,
    - notwendige Wechselrichtergebäude mit einer maximalen Grundfläche von jeweils 20 m<sup>2</sup>,
    - Traggebäude
    - ein umlaufender, bis zu 2,80 m hoher Zaun. Die Zaunankerlinie muss mindestens 0,15m über dem natürlichen Gelände liegen, um das Durchqueren von Kleintieren zu ermöglichen.
- MAS DER BAULICHEN NUTZUNG** (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB i.V. mit §§ 16-21a BauVO)
  - Innerhalb der Sondergebiete dürfen max. 43.000 m<sup>2</sup> mit Photovoltaikanlagen überstellt werden
  - Die Höhe der baulichen Anlagen in den Sondergebieten darf max. 3,5 m über vorhandenem Gelände betragen. Ausschließlich die Höhe der Wechselrichtergebäude darf max. 4,0 m über vorhandenem Gelände betragen.
- PLANUNGEN, NUTZUNGSREGELUNGEN, FLÄCHEN ODER MASSNAHMEN ZUM SCHUTZ, ZUR PFLEGE UND ZUR ENTWICKLUNG VON BODEN, NATUR UND LANDSCHAFT** (§ 9 Abs. 1 Nr. 20, 25 und § 9 Abs. 1a BauGB)
  - Die Grünflächen ist als extensive Gras- und Krautflur zu entwickeln.
  - Als Zusatznutzung in den Sondergebieten sind diese als extensives Grünland zu nutzen.
- BAUGESTALTERISCHE FESTSETZUNGEN** (§ 9 Abs. 4 BauGB i.V. mit § 84 LBO)
 

Eine Beleuchtung der Photovoltaikanlagen ist nicht zulässig.
- BEFRISTETE UND BEDINGTE FESTSETZUNGEN** (§ 9 Abs. 2 BauGB)
 

Die Nutzung des Plangebietes oder Teile des Plangebietes als Sonstiges Sondergebiet ist zulässig bis zu einem Jahr nach Außerbetriebnahme der PV-Freiflächenanlage. Die Fläche ist anschließend zu renaturieren und wieder der landschaftlichen Nutzung zuzuführen.

**Hinweis:** Soweit auf DIN-Vorschriften / technische Regelwerke in der Bebauungsplanurkunde verwiesen wird, werden diese bei der Stadt Oldenburg in Holstein, Markt 1, 23758 Oldenburg in Holstein während der Öffnungszeiten zur Einsichtnahme bereitgehalten.

Ausgangspunkt im Auftrag der Stadt Oldenburg in Holstein durch das Planungsbüro Osholten, Tremkamp 24, 23611 Bad Schwartau, www.osh.de

## PRÄAMBEL

Aufgrund des § 16 des Baugesetzbuches (BauGB) sowie nach § 84 Landesbauordnung (LBO) wird nach Beschlussfassung durch die Stadtverordnetenversammlung vom xx.xx.xxxx folgende Satzung über den Bebauungsplan Nr. 66 der Stadt Oldenburg in Holstein für ein Gebiet am südlichen Ortsrand von Oldenburg in Holstein, westlich des Gewerbegebietes "Seibener Weg", zwischen der Autobahn A1 und der K 60, für die vorhandene Bebauung am Lübbensdorfer Baum - Photovoltaikanlage Lübbensdorfer Baum - bestehend aus der Planzeichnung (Teil A) und dem Text (Teil B) erlassen.

## VERFAHRENSVERMERKE

- Aufgestellt aufgrund des Auftragsbeschlusses des Ausschusses für Umwelt und Bauwesen vom xx.xx.xxxx. Die ortsübliche Bekanntmachung des Aufstellungsbeschlusses erfolgte durch Abdruck in den "Lübecker Nachrichten" am xx.xx.xxxx.
- Die förmliche Bekanntmachung der Öffentlichkeit nach § 3 Abs. 1 Satz 1 BauGB wurde vom xx.xx.xxxx bis xx.xx.xxxx durchgeführt.
- Die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange, die von der Planung berührt sein können, wurden gemäß § 4 Abs. 1 i.V. mit § 3 Abs. 1 BauGB am xx.xx.xxxx unterrichtet und zur Abgabe ihrer Stellungnahme aufgefordert.
- Der Ausschuss für Umwelt und Bauwesen hat am xx.xx.xxxx den Entwurf des Bebauungsplanes und die Begründung beschlossen und zur Auslegung bestimmt.
- Der Entwurf des Bebauungsplanes, bestehend aus der Planzeichnung (Teil A) und dem Text (Teil B), sowie die Begründung haben in der Zeit vom xx.xx.xxxx bis xx.xx.xxxx während der Dienststunden nach § 3 Abs. 2 BauGB öffentlich ausgestellt. Die öffentliche Auslegung wurde mit dem Hinweis, dass Stellungnahmen während der Auslegungsfrist von allen Interessierten schriftlich oder zur Niederschrift abgegeben werden können, am xx.xx.xxxx durch Abdruck in den "Lübecker Nachrichten" ortsüblich bekannt gemacht. Der Inhalt der Bekanntmachung über die Auslegung der Pläne wurde und die nach § 3 Abs. 2 BauGB ausgedruckten Unterlagen wurden unter [www.oldenburg-holstein.de](http://www.oldenburg-holstein.de) ins Internet eingestellt.
- Die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange, die von der Planung berührt sein können, wurden gemäß § 4 Abs. 2 BauGB am xx.xx.xxxx zur Abgabe einer Stellungnahme aufgefordert.

Oldenburg i.H. .... Siegel (Jörg Saba) - Bürgermeister -

Es wird bescheinigt, dass alle im Legenschaftskataster nachgewiesenen Flurstücksgrenzen und -bezeichnungen sowie Gebäude in den Planunterlagen erhalten und maßstabsgerecht dargestellt sind.

..... den Siegel ..... Offiziell best. Verm.-Ing.

- Die Stadtverordnetenversammlung hat die Stellungnahmen der Öffentlichkeit und der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange am xx.xx.xxxx geprüft. Das Ergebnis wurde angetragen.
- Der Entwurf des Bebauungsplanes wurde nach der öffentlichen Auslegung (Nr. 5) geändert. Der Bebauungsplan besteht aus der Planzeichnung (Teil A) und dem Text (Teil B), sowie die Begründung in der Zeit vom xx.xx.xxxx bis xx.xx.xxxx während der Dienststunden nach § 3 Abs. 2 BauGB öffentlich ausgestellt. (Dabei wurde bestimmt, dass Stellungnahmen nur zu den geänderten und ergänzten Teilen abgegeben werden konnten.) Die öffentliche Auslegung wurde mit dem Hinweis, dass Stellungnahmen während der Auslegungsfrist von allen Interessierten schriftlich oder zur Niederschrift abgegeben werden können, am xx.xx.xxxx durch Abdruck in den "Lübecker Nachrichten" ortsüblich bekannt gemacht. Der Inhalt der Bekanntmachung über die Auslegung der Pläne wurde und die nach § 3 Abs. 2 BauGB ausgedruckten Unterlagen wurden auf der Internetseite der Stadt Oldenburg in Holstein unter [www.oldenburg-holstein.de](http://www.oldenburg-holstein.de) ins Internet eingestellt oder es wurde eine eingeschränkte Bekanntmachung nach § 4 Abs. 3 Satz 4 BauGB durchgeführt.
- Die Stadtverordnetenversammlung hat den Bebauungsplan, bestehend aus der Planzeichnung (Teil A) und dem Text (Teil B) am xx.xx.xxxx als Satzung beschlossen und die Begründung durch (einfachen) Beschluss gebilligt.

Oldenburg i.H. .... Siegel (Jörg Saba) - Bürgermeister -

- Die Bebauungsplanung, bestehend aus der Planzeichnung (Teil A) und dem Text (Teil B), wird hiermit ausgefertigt und ist bekannt zu machen.

Oldenburg i.H. .... Siegel (Jörg Saba) - Bürgermeister -

- Der Beschluss des Bebauungsplanes durch die Stadtverordnetenversammlung sowie die Informationsblätter der Gemeinde und die Stelle, bei der der Plan mit Begründung und zusammenfassender Erklärung auf Dauer während der Dienststunden von allen Interessierten eingesehen werden kann und die über den Inhalt Auskunft erteilt, sind am ..... durch Abdruck eines Hinweises in den "Lübecker Nachrichten" ortsüblich bekannt gemacht worden. In der Bekanntmachung ist auf die Möglichkeit, eine Verzinsung von Verfahrens- und Formvorschriften und von Mängeln der Abwägung einschließlich der sich ergebenden Rechtsfolgen (§ 215 Abs. 2 BauGB) sowie auf die Möglichkeit, Einspruchsansprüche geltend zu machen und das Erlöschen dieser Ansprüche (§ 44 BauGB) hingewiesen worden. Auf die Rechtswirkungen des § 4 Abs. 3 GO (Gemeindeordnung) wurde ebenfalls hingewiesen. Die Satzung ist mit dem ..... in Kraft getreten.

Oldenburg i.H. .... Siegel (Jörg Saba) - Bürgermeister -

## SATZUNG DER STADT OLDENBURG I.H. ÜBER DEN BEBAUUNGSPLAN NR. 66

für ein Gebiet am südlichen Ortsrand von Oldenburg in Holstein, westlich des Gewerbegebietes "Seibener Weg", zwischen der Autobahn A1 und der K 60, für die vorhandene Bebauung am Lübbensdorfer Baum - Photovoltaikanlage Lübbensdorfer Baum -

## ÜBERSICHTSPLAN M 1:10.000

Stand: 27. Juli 2021



# 60M HC 430-450 Watt

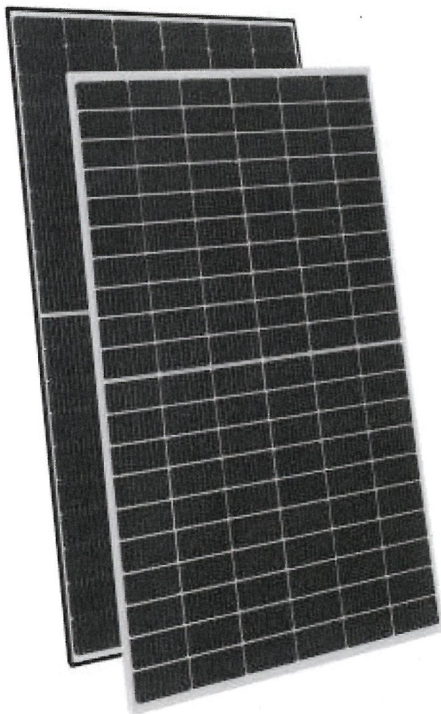
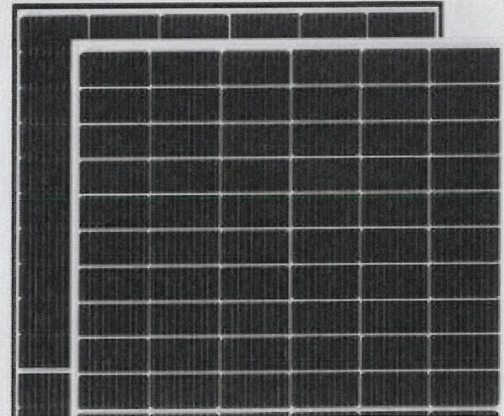
## MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory.

IEC61215(2016), IEC61730(2016), certified products.

### TIGER Pro



## KEY FEATURES



### Multi Busbar Solar Cell

MBB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



### Higher Lifetime Power Yield:

0.55% annual power degradation  
25 year linear power warranty



### Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



### Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

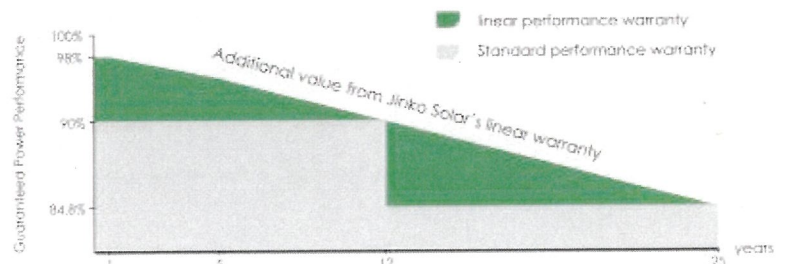


### Durability Against Extreme Environmental Conditions

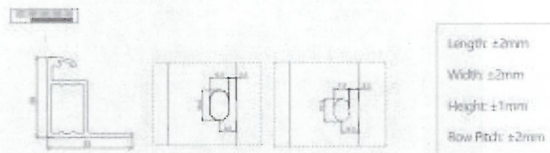
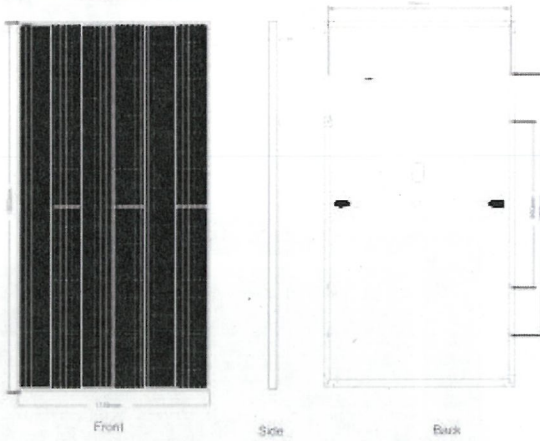
High salt mist and ammonia resistance

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty  
0.55% Annual Degradation Over 25 years



## Engineering Drawings

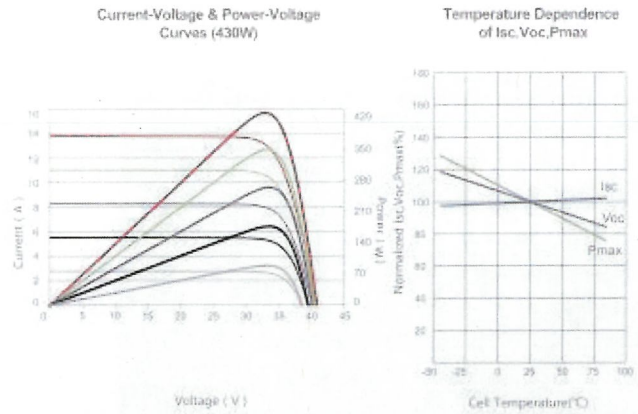


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

35pcs/pallets, 70pcs/stack, 840pcs/ 40'HQ Container.

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60HLD-MB		MM435-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM440-60HLD-MB		MM445-60HLD-MB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.52V	31.09V	33.62V	31.27V	33.72V	31.39V	33.82V	31.56V	33.91V	31.73V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.29A	12.94A	10.35A	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.86V	38.57V	40.94V	38.64V	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.18V	38.87V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.67A	11.04A	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	19.93%		20.16%		20.39%		20.62%		20.85%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

• Power measurement tolerance: ± 3%



# Solarpark Oldenburg i H

Created Feb. 19, 2022  
 Updated Feb. 19, 2022  
 Time-step 1 minute  
 Timezone offset UTC+1  
 Site ID 65185.11193

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



## Misc. Analysis Settings

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

### Analysis Methodologies:

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV aFeld	15.0	180.0	0	23,055	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 58,241 m<sup>2</sup>

Name: PV aFeld

Footprint area: 58,241 m<sup>2</sup>

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 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	54.273934	10.881242	11.79	1.90	13.69
2	54.274153	10.883313	9.07	1.90	10.97
3	54.271146	10.884675	18.02	1.90	19.92
4	54.271096	10.882476	16.98	1.90	18.88
5	54.270971	10.880706	12.11	1.90	14.01
6	54.272086	10.880845	12.00	1.90	13.90
7	54.272211	10.881972	14.37	1.90	16.27



### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.271146	10.885265	15.35	2.00	17.35
OP 2	54.273395	10.884064	10.91	0.00	10.91
OP 3	54.271766	10.879804	14.13	2.00	16.13
OP 4	54.273082	10.880952	14.34	2.00	16.34
OP 5	54.274585	10.885834	13.25	2.00	15.25

## 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 aFeld	15.0	180.0	0	23,055	-	

### 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-afeld (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-afeld (yellow)	0	0	561	1555	2111	2312	2260	1807	993	42	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

*Results for each PV array and receptor*

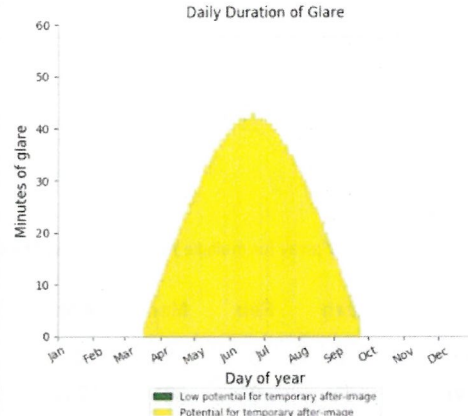
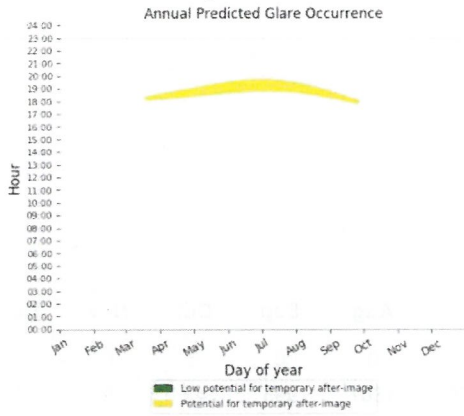
### PV aFeld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	5126
OP: OP 2	0	5119
OP: OP 3	0	6429
OP: OP 4	0	6381
OP: OP 5	0	0

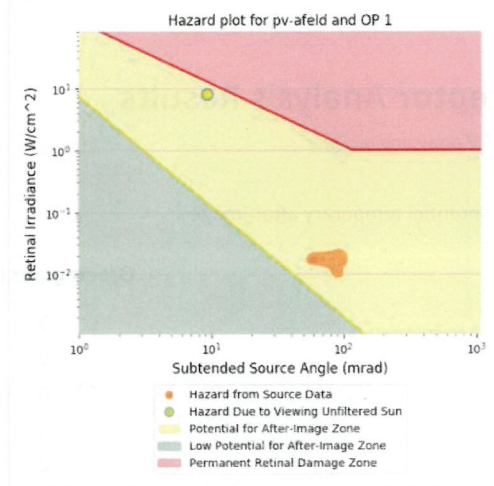
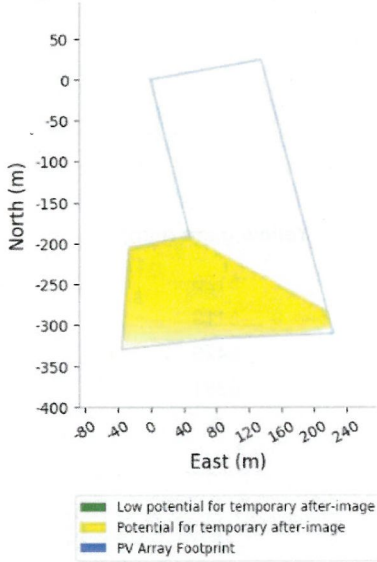
### PV aFeld - OP Receptor (OP 1)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,126 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint

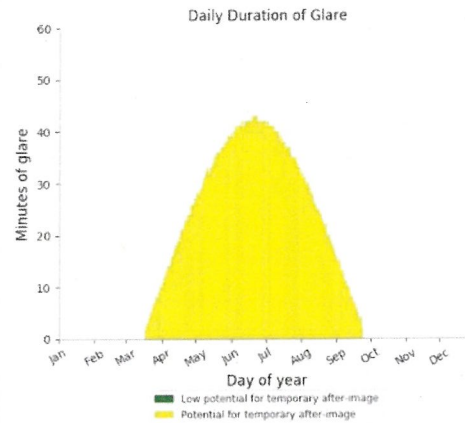
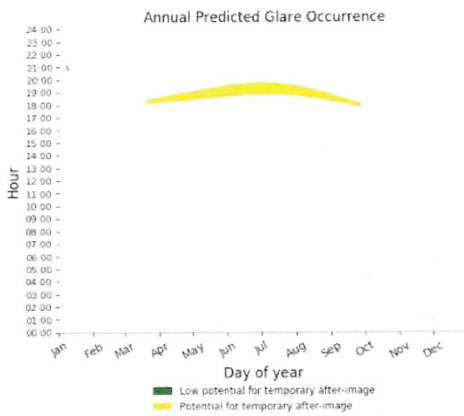




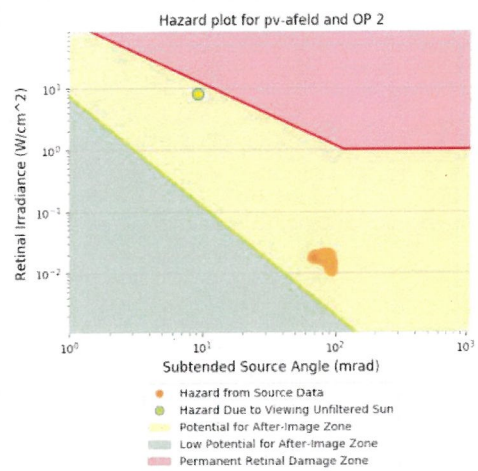
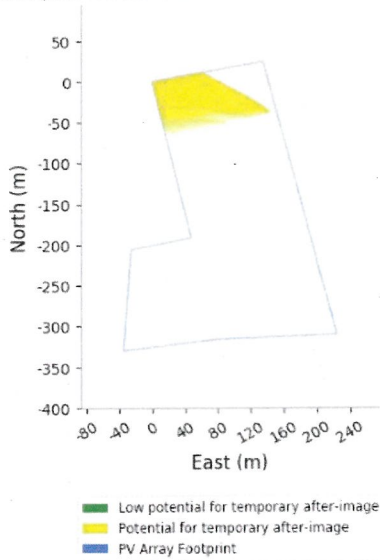
### PV aFeld - OP Receptor (OP 2)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,119 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



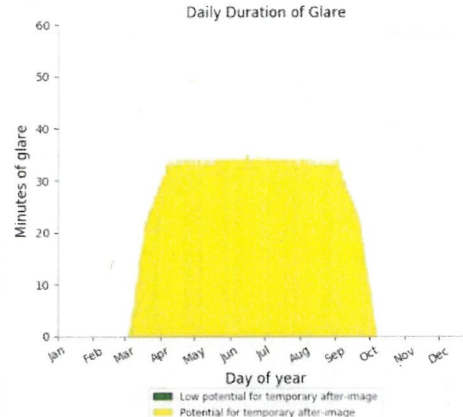
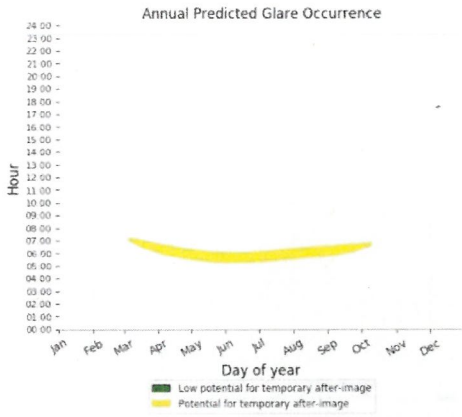
Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



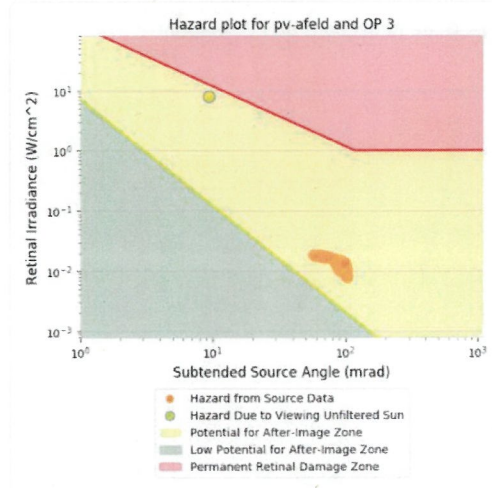
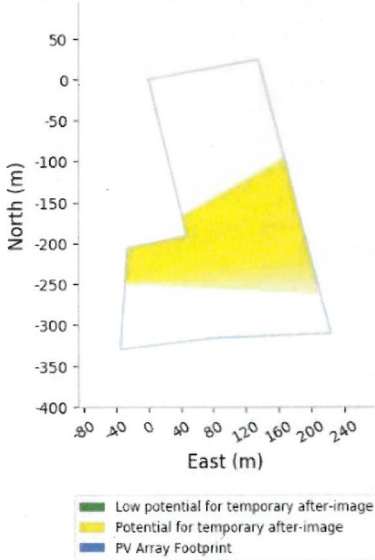
### PV aFeld - OP Receptor (OP 3)

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

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



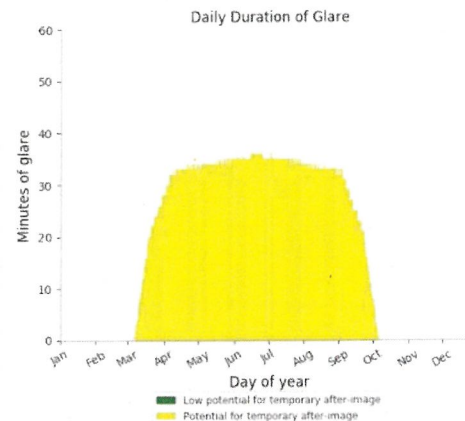
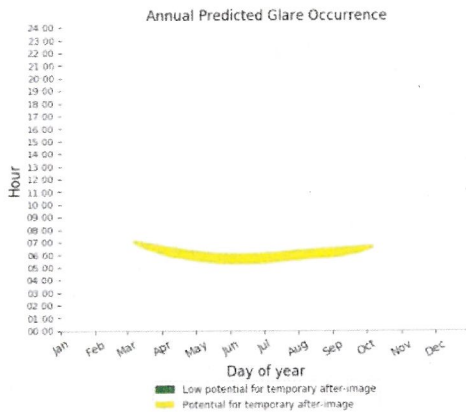
Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



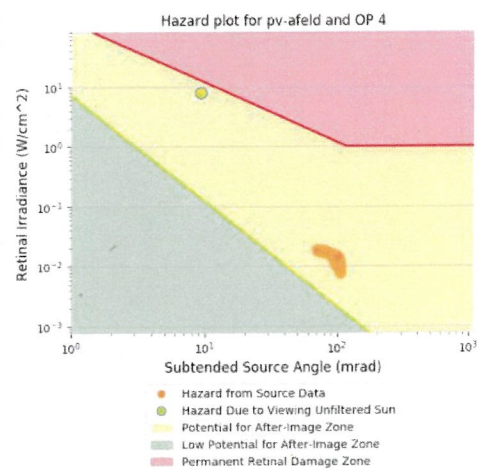
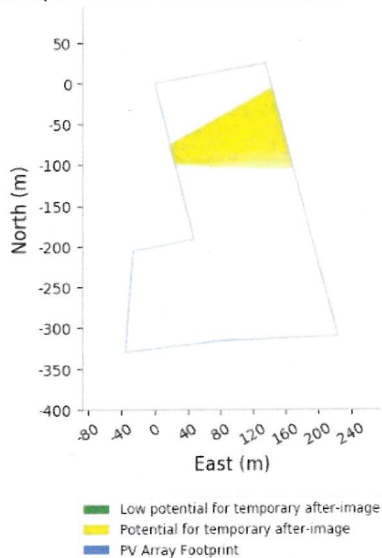
## PV aFeld - OP Receptor (OP 4)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,381 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



## PV aFeld - OP Receptor (OP 5)

No glare found

## Assumptions

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







