

# SolPEG Blendgutachten Solarpark Ottenbüttel

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

🌐 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
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....</b>	<b>7</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	10
3.5	Standorte für die Analyse .....	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	12
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>15</b>
4.1	Ergebnisübersicht .....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße Stahfast Süd.....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Stahfast / Böverst Dörpstraat.....	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Stahfast Mitte .....	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Stahfast / Am Burndahl.....	20
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5 und P6, Gebäude östlich.....	20
4.7	Hinweise zur Autobahn A23 .....	23
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>24</b>
5.1	Zusammenfassung .....	24
5.2	Beurteilung der Ergebnisse .....	24
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>24</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>25-39</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Ottenbüttel

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Ottenbüttel“ für die 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 „Ottenbüttel“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straße sowie Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage und darüber hinaus wurden Details der Örtlichkeiten im Rahmen einer Standortbegehung untersucht.

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

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

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

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet westlich der Ortschaft Ottenbüttel, ca. 6 km nördlich von Itzehoe in Schleswig-Holstein. Südlich der Fläche verläuft die Stahfast. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen westlich der Ortschaft Ottenbüttel, ca. 6 km nördlich von Itzehoe in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind überwiegend eben, teilweise leicht abfallend nach Osten
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">53.980°N, 9.498°O 125 m ü.N.N.</a>
Abstand zur Straße	ca. 20 m – 50 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca.100 m (kleinste 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, Nordausrichtung)

### Detailansicht der PV Anlage



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

Aktuelle Fotos den PV Flächen und Umgebung. Blick Richtung Süden auf die Flurstücke 16 und 17/1.



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

Blick Richtung Norden auf die Flurstücke 3/1 (links im Bild) und 502 (rechts).



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

### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

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

#### 3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

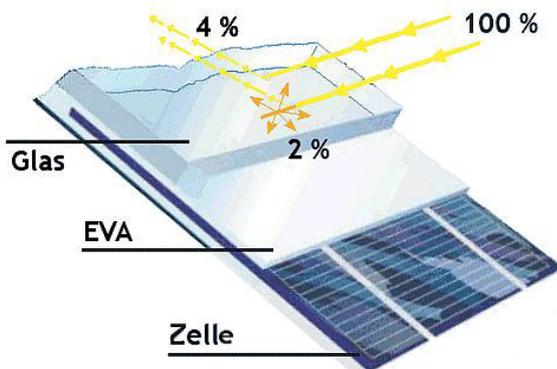


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



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

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



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

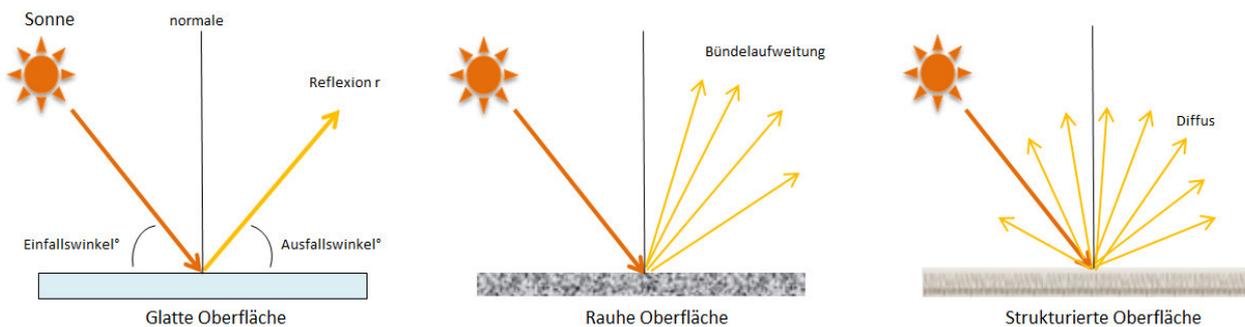


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers SUNTECH zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. 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.

## TECHNISCHE DATEN

Typ Solarzelle	Mono 156,75×156,75 mm
Anzahl der Zellen	60 Zellen (6×10)
Modulabmessungen L*B*H (mm)	1640×992×35 mm (64,56 × 39,05 × 1,38 Zoll)
Gewicht (kg)	18,1kg
Glas	Hochtransparentes Solarglas 3,2 mm (0,13 Zoll)
Rückseitenfolie	Weiss
Rahmen	Silber, eloxierte Aluminiumlegierung
Anschlussdose	IP68 Eingestuft

Bild 3.2.5: Auszug aus SUNTECH Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>2</sup> zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

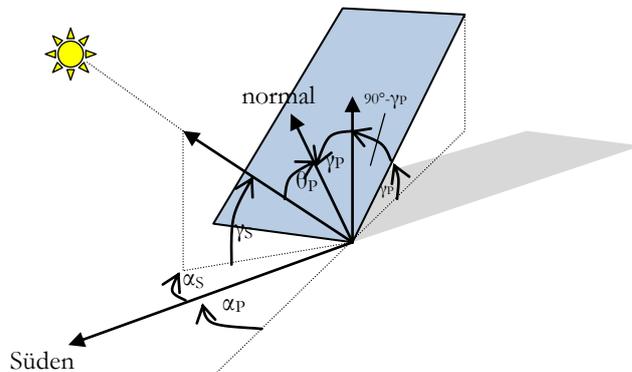


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

<sup>2</sup> US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:  
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

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

<sup>4</sup> Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

### 3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

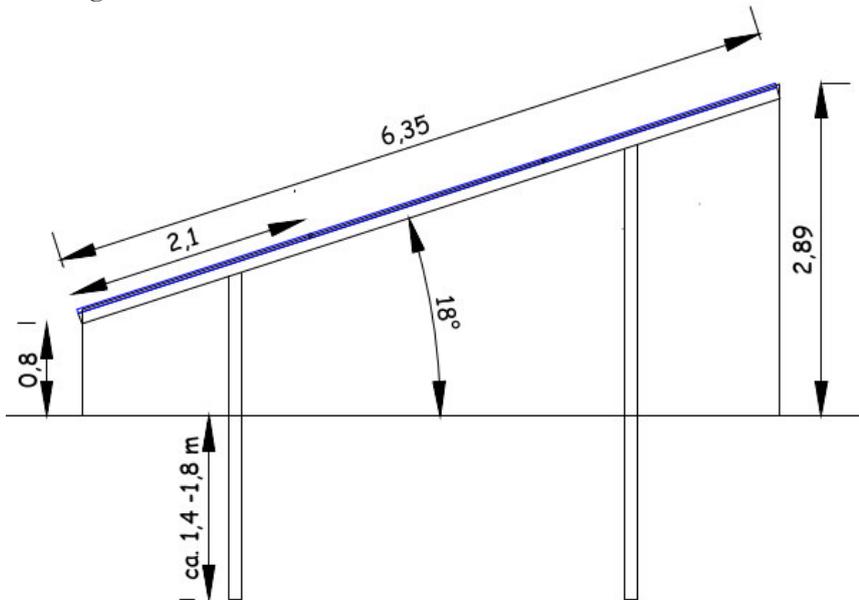


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen, Ausschnitt)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	Suntech (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,8 m, max. 2,89 m
Anzahl Messpunkte gesamt	6 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>5</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>5</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden.

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

### 3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Ottenbüttel wurden insgesamt 6 Messpunkte festgelegt. 4 Messpunkte auf der östlich verlaufenden Straße Stahfast sowie 2 Messpunkte im Bereich der Ortschaft Ottenbüttel. Andere Gebäude in der Umgebung der PV Anlage oder einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Die PV Anlage ist von der A23 aus nicht einsehbar, eine nähere Untersuchung ist daher nicht sinnvoll. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

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

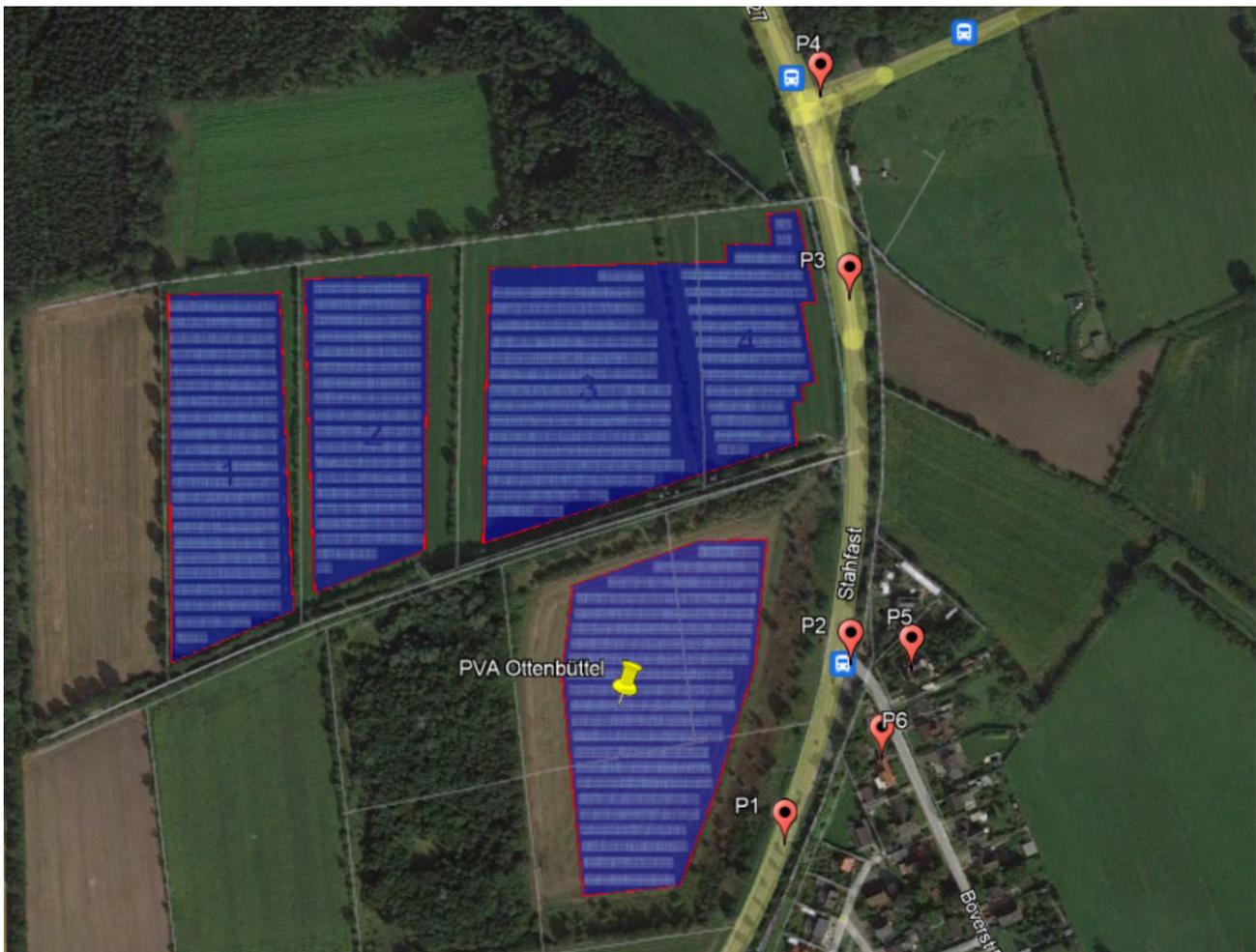


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>6</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

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

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

## Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

<sup>6</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

## Sonstige Einflüsse

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

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

In der 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 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>8</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 Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption 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.

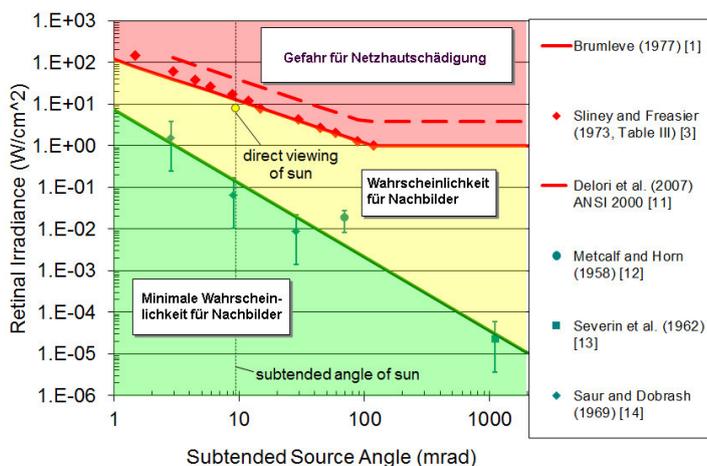


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Ottenbüttel wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

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

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

Messpunkt	PV Feld Süd	PV Feld Nord
P1 Stahfast Süd	4582 <sup>WG</sup>	-
P2 Stahfast Mitte / Einfahrt Ottenbüttel	4019 <sup>WG</sup>	-
P3 Stahfast Mitte	-	1359 <sup>W</sup>
P4 Stahfast Nord / Einmündung Burndahl	-	-
P5 Gebäude Ottenbüttel östlich	3481 <sup>G</sup>	-
P6 Gebäude Ottenbüttel östlich	2978 <sup>G</sup>	-

<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

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Straße Stahfast Süd

Am Messpunkt P1 auf der Straße Stahfast östlich der PV Anlage können rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld Süd auftreten.. Diese sind theoretisch in der Zeit zwischen dem 13. April - 30. August an maximal 39 Minuten pro Tag möglich, in der Zeit zwischen 17:57 – 18:55 Uhr.

Der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegt allerdings mit  $-53^\circ$  bis  $-104^\circ$  links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtfeldes<sup>9</sup> (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , Sichtweite ca. 100 m) und sind daher zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung oder gar Gefährdung für Fahrzeugführer kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

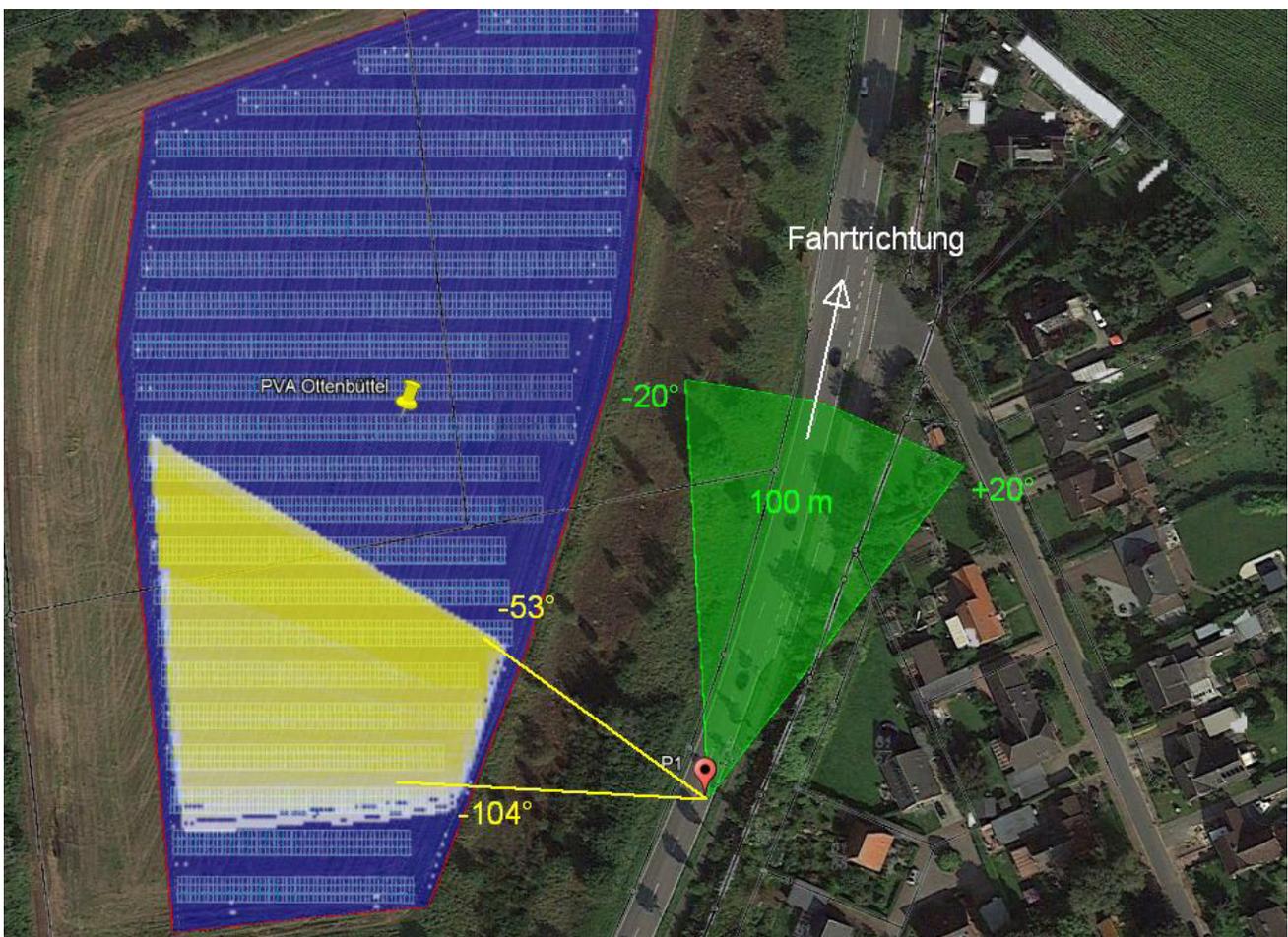


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler. Die Fläche der PV Anlage liegt ca. 5 m tiefer als die Fahrbahn und daher wäre die PV Anlage nicht einsehbar.

<sup>9</sup> Das relevante Sichtfeld ist der Teil des binokularen Gesichtsfeldes in dem Reflexionen als Beeinträchtigung empfunden werden.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Stahfast / Böverst Dörpstraat

Am Messpunkt P2 im Bereich der Einmündung der Böverst Dörpstraat auf die Stahfast können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Süd auftreten. Aufgrund des Höhenunterschieds zwischen Fahrbahn und der PV Anlage von ca. 6 m und auch aufgrund eines natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume entlang der Straße, ist allerdings kein direkter Sichtkontakt mit der Immissionsquelle vorhanden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Auch für den fließenden Verkehr auf der Straße Stahfast ist die PV Anlage aufgrund des natürlichen Sichtschutzes überwiegend nicht einsehbar. Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

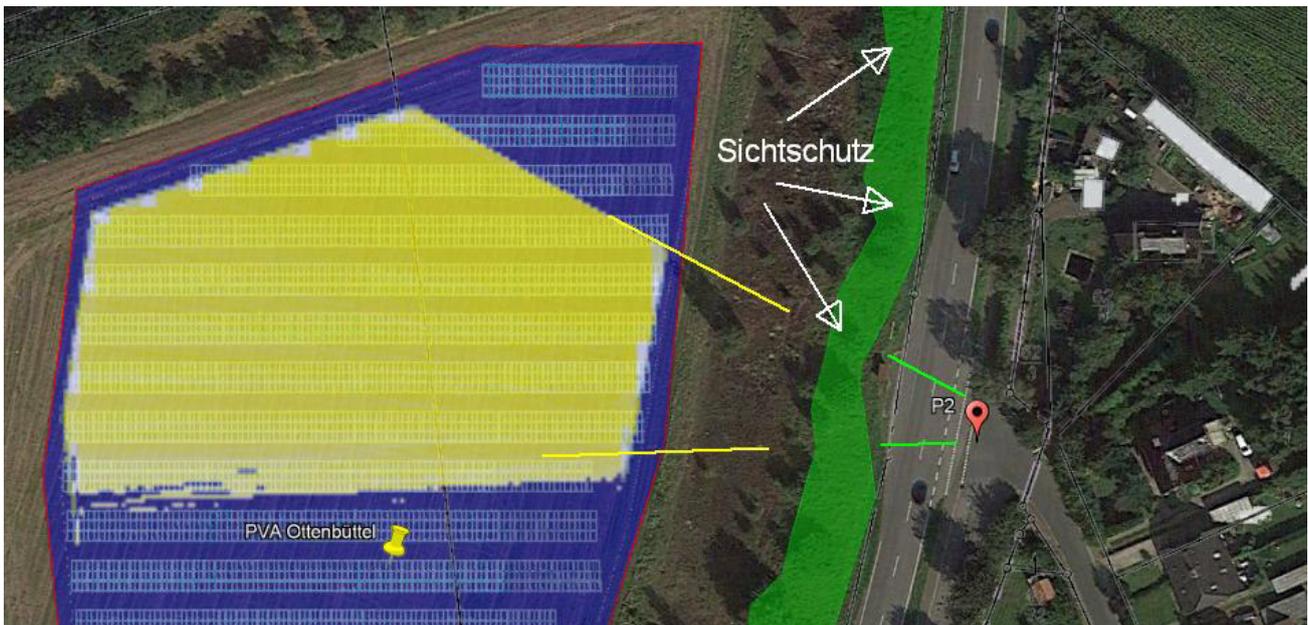


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto am Messpunkt P2 mit Blick nach Westen in Richtung der PV Fläche, nicht einsehbar unterhalb der Fahrbahn hinter Bewuchs.



Bild 4.3.2: Blick aus der Böverst Dörpstraat Richtung Westen (Quelle: SolPEG)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Stahfast Mitte

Am Messpunkt P3 auf der Straße Stahfast können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Nord auftreten. Diese können bei der Fahrt Richtung Norden in den Abendstunden zwischen 18:44 - 19:16 Uhr für max. 19 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit  $-53^\circ$  bis  $-71^\circ$  links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

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

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

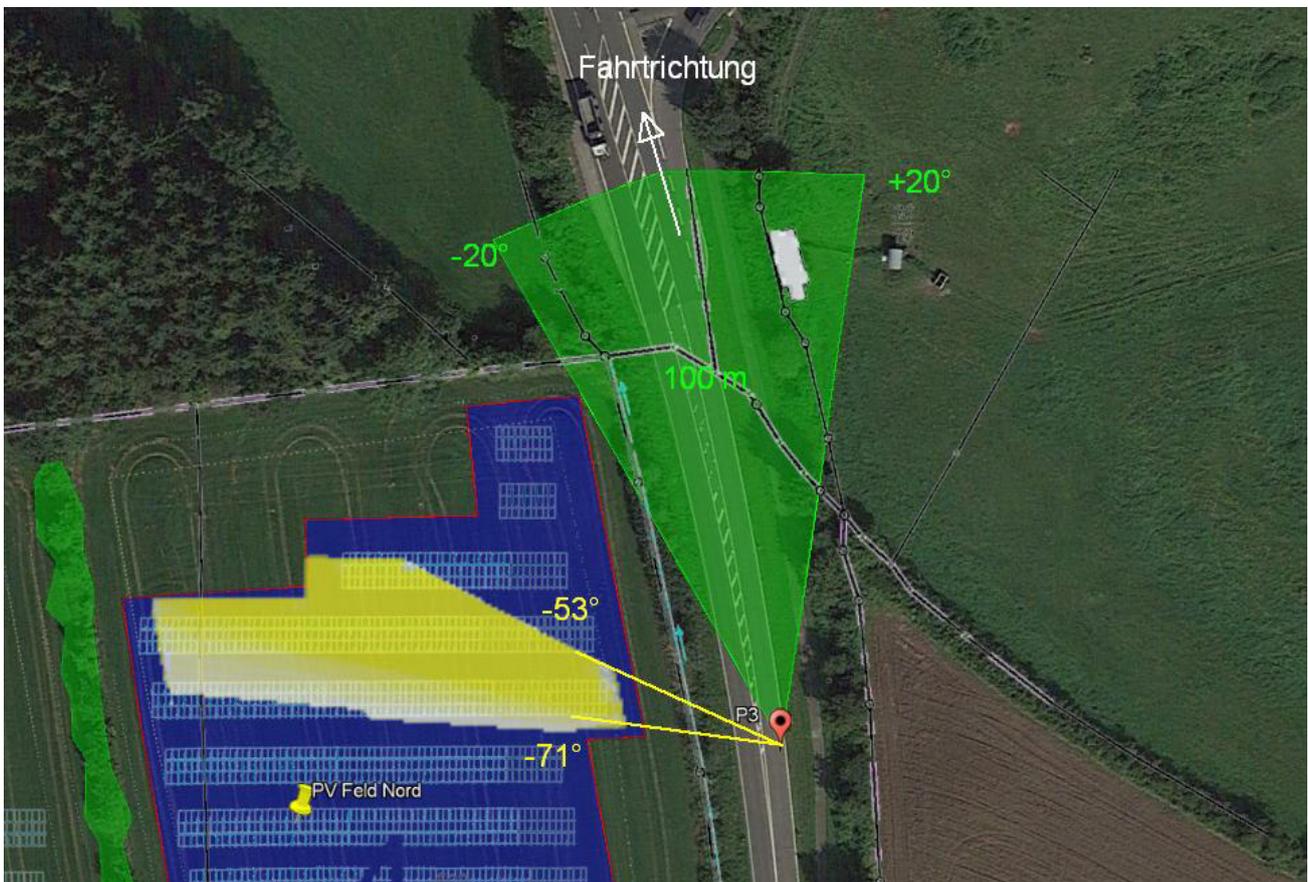


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ( $\pm 20^\circ$  zur Fahrtrichtung, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt den Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Die Fläche der PV Anlage liegt links im Bild, potentielle Reflexionen wären allerdings noch weiter außerhalb und nicht sichtbar.



Bild 4.4.2: Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

Fahrt Richtung Süden. Die PV Anlage ist selbst in Jahreszeiten mit wenig Blattwerk nicht einsehbar.

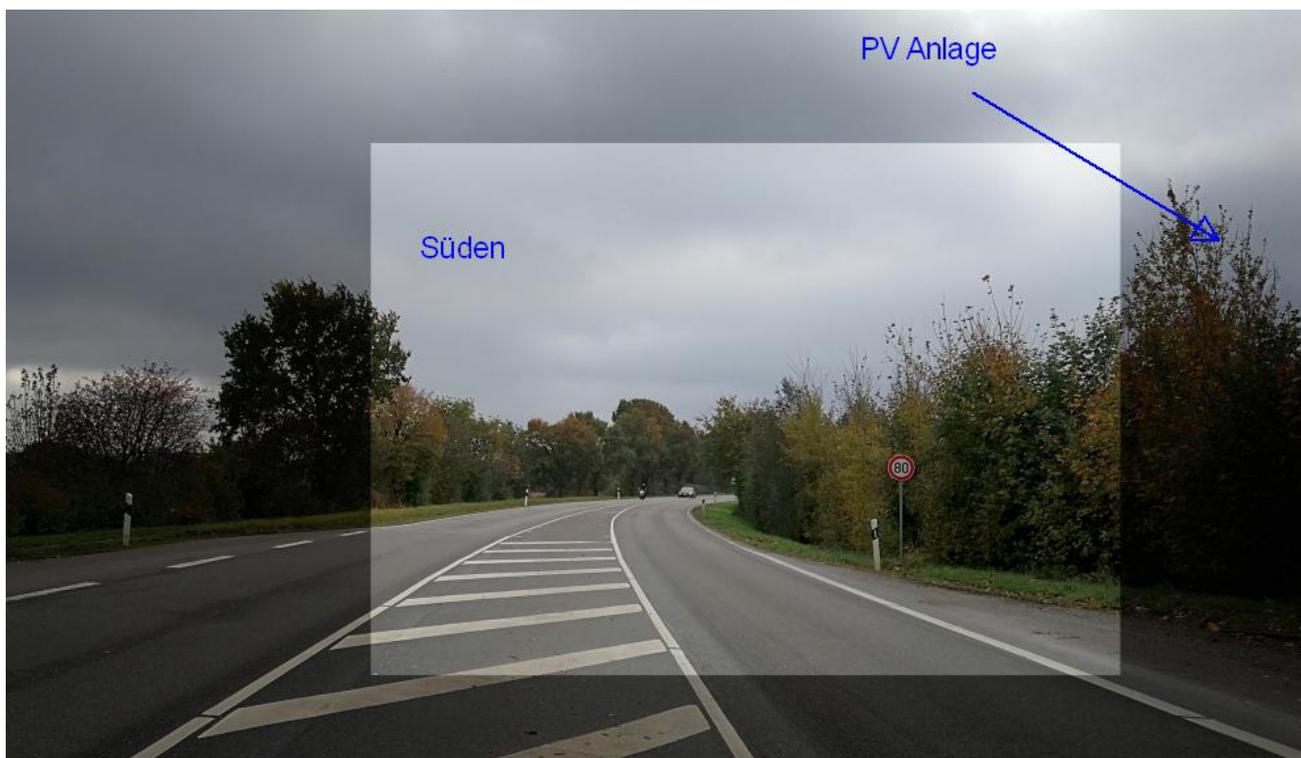


Bild 4.4.3: Messpunkt P3, Fahrt Richtung Süden (Quelle: SolPEG)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Stahfast / Am Burndahl

Messpunkt P4 im Bereich der Einmündung der Straße Am Burndahl wurde zu Kontrollzwecken untersucht da in diesem Bereich erhöhte Verkehrssicherheit gewährleistet sein muss. Aufgrund der Lage bzw. aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann dieser Bereich nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung oder gar Gefährdung für Fahrzeugführer im Bereich der Einmündung kann daher mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5 und P6, Gebäude östlich

Am Messpunkt P5 und P6 im Bereich der Gebäude östlich von PV Feld Süd können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können theoretisch zwischen dem 19. April – 23. August in der Zeit zwischen 18:09 – 19:55 Uhr für max. 25 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Beispielhaft für den Messpunkt P6 zeigt das folgende Diagramm die Verteilung der Minuten mit pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum April - August.

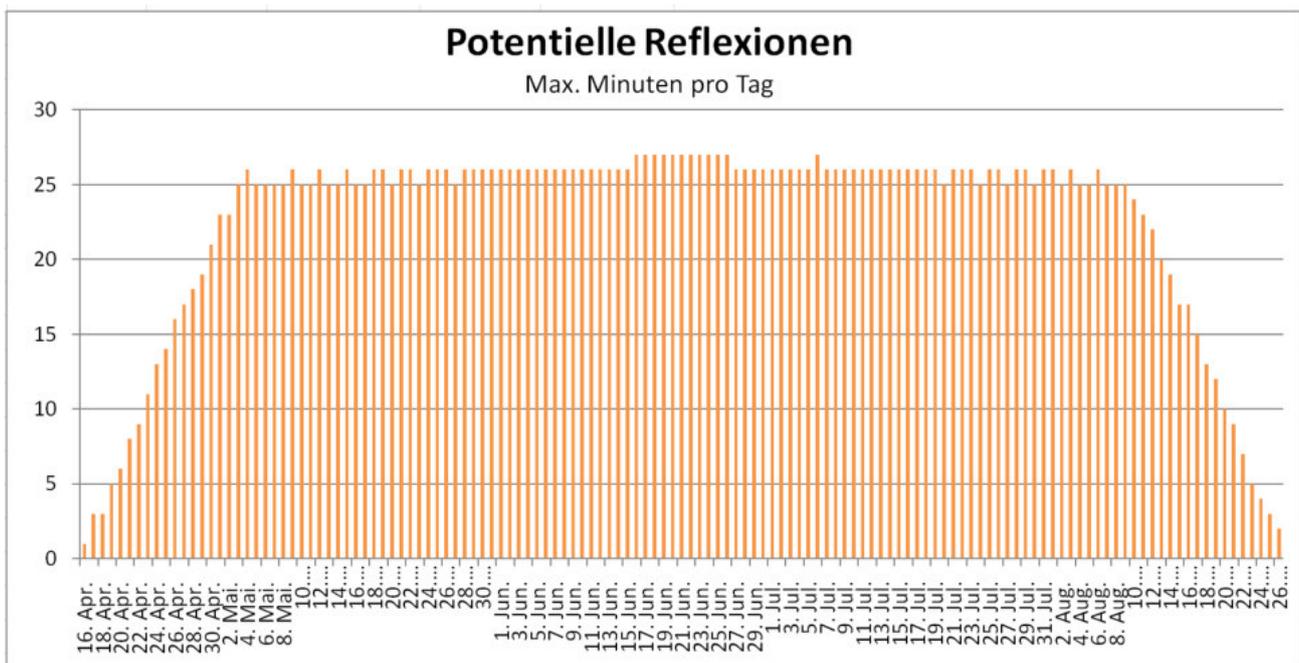


Bild 4.6.1: Reflexionen pro Tag im relevanten Zeitraum (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Entscheidend für die Beurteilung von potentiellen Blendwirkungen ist allerdings auch hier - wie am Messpunkt P2 - der Umstand, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten und des Höhenunterschiedes zwischen Immissionsort und -quelle in der Realität kein direkter Sichtkontakt vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse der Simulation sind daher nicht anwendbar.

Das folgende Foto zeigt den Blick von der Fläche PV Anlage in Richtung der Ortschaft Ottenbüttel und verdeutlicht den Höhenunterschied zwischen der Fläche der PV Anlage und den Gebäuden sowie den Bewuchs von Büschen und Bäumen mit Blattwerk.

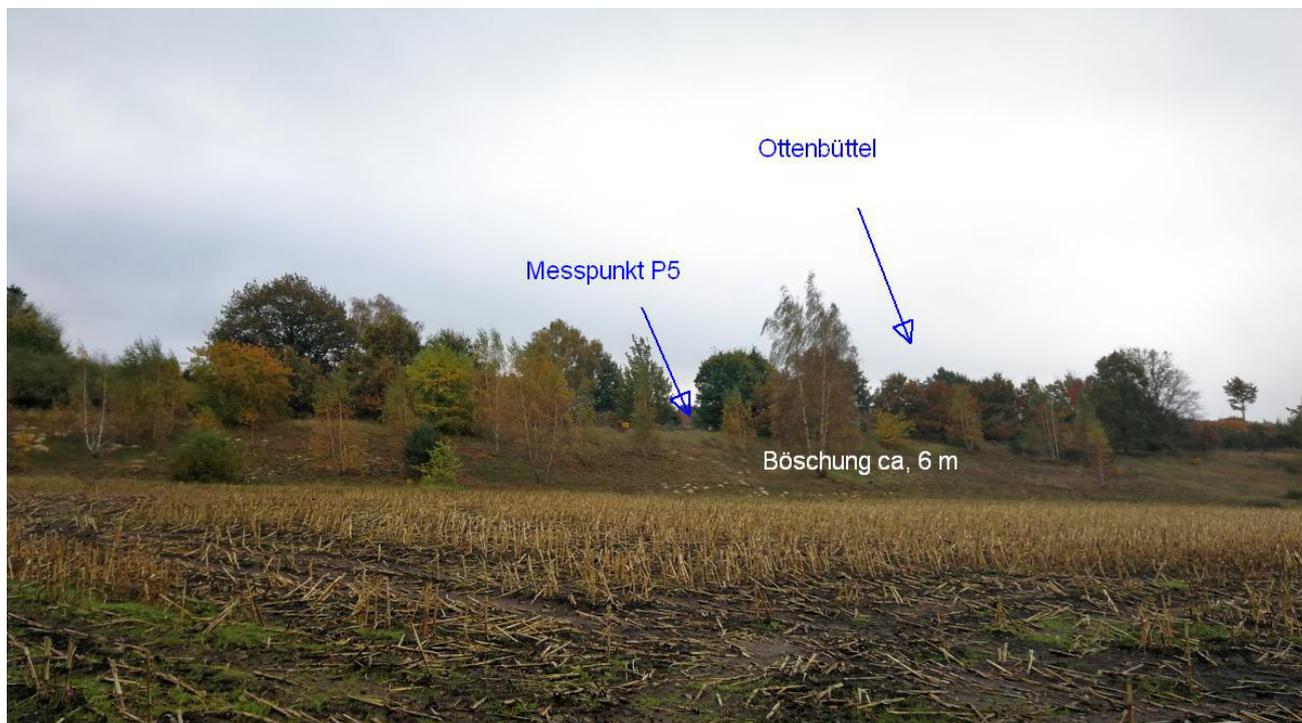


Bild 4.6.2: Blick von der PV Fläche Süd in Richtung Messpunkt P5 und P6 (Quelle: SolPEG, 26.10.2021)

Zum Vergleich der Blick von Messpunkt P6 (Garten) in Richtung Westen.



Bild 4.6.3: Blick vom Messpunkt P6 Richtung Westen (Quelle: SolPEG, 26.10.2021)

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen der Ortschaft Ottenbüttel und der Fläche der PV Anlage und verdeutlicht, dass aufgrund des Höhenunterschiedes von ca. 6 m keine Sichtverbindung zwischen den Messpunkten und der PV Anlage besteht, auch unabhängig von dem bestehenden Sichtschutz durch Büsche und Bäume.

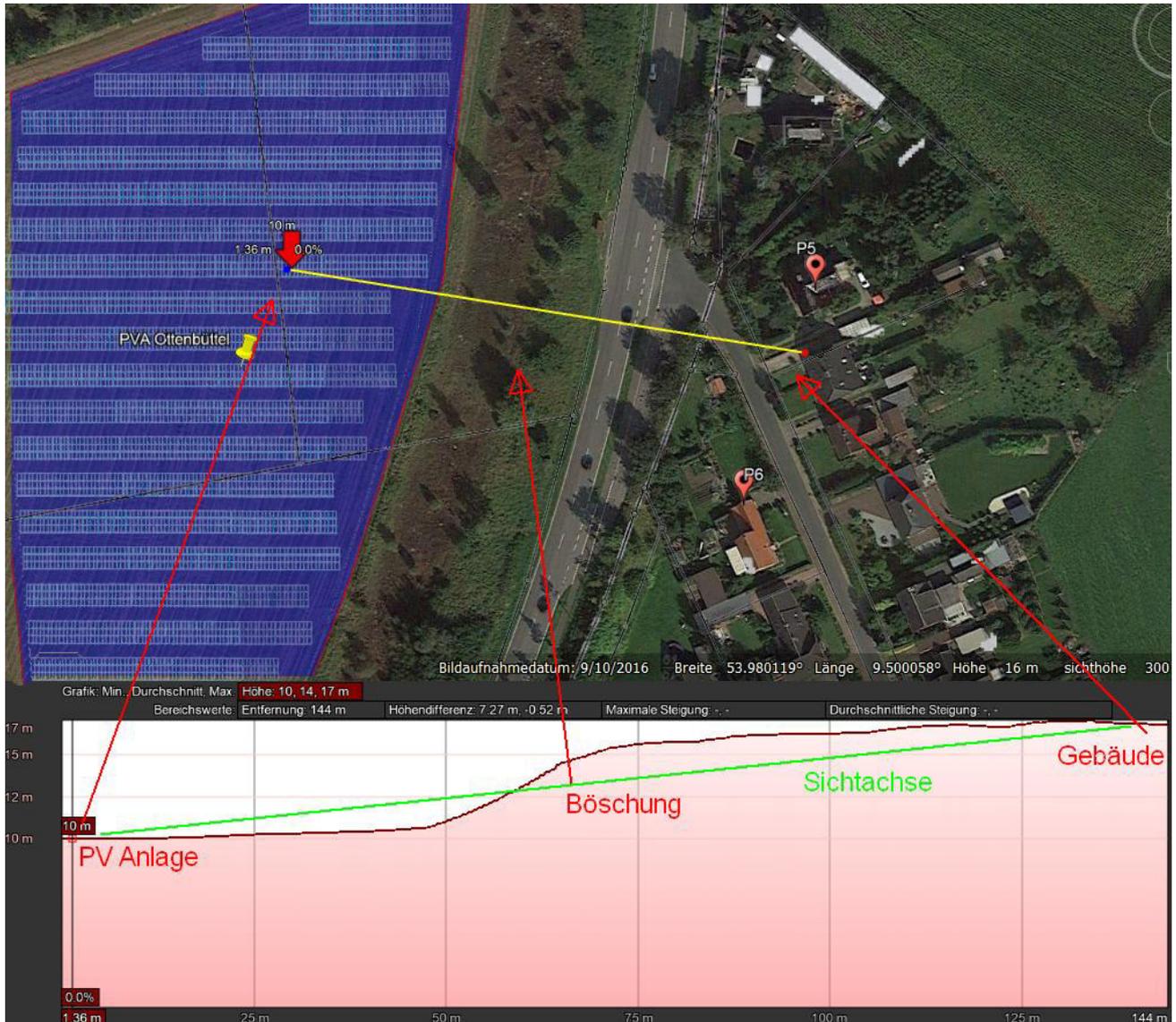


Bild 4.6.4: Geländeverlauf (Quelle: Google Earth / SolPEG)

## 4.7 Hinweise zur Autobahn A23

Im Verlauf der ca. 130 m westlich der PV Anlage gelegenen Autobahn A23 besteht aufgrund des Geländeverlaufes kein Sichtkontakt zur Immissionsquelle und daher ist eine theoretische Analyse von potentiellen Reflexionen nicht zweckdienlich. Die Ortsbegehung konnte die zur Verfügung stehende Datenlage bestätigen. Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen der der A23 und der Fläche der PV Anlage und verdeutlicht, dass keine Sichtverbindung zur PV Anlage vorhanden ist.

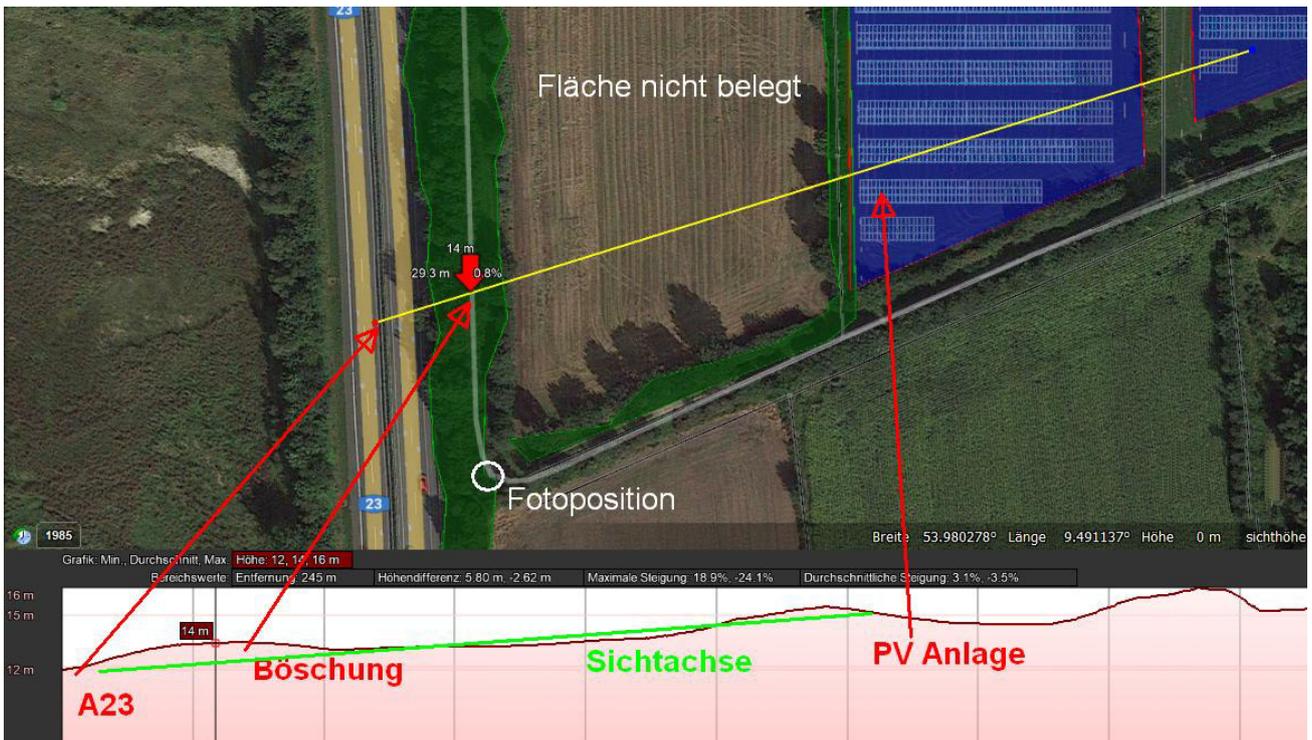


Bild 4.7.1: Geländeverlauf zwischen A23 und PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation vor Ort, Blick Richtung Norden.

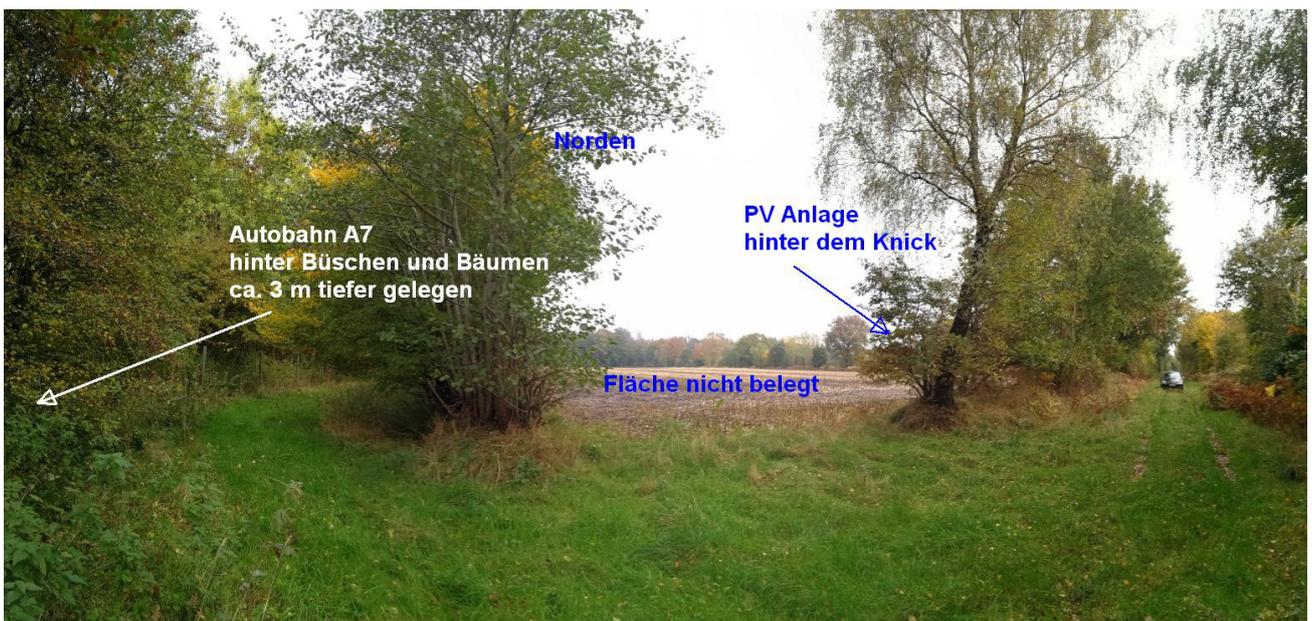


Bild 4.7.2: Situation im Bereich der A23, Blick Richtung Norden (Quelle: SolPEG)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

### 5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Ottenbüttel zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der Stahfast nur eine geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Entscheidend ist allerdings der Aspekt, dass die Einfallswinkel der Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen und Reflexionen daher zu vernachlässigen sind. Der sicherheitsrelevante Bereich der Einmündung Stahfast / Am Durndahl kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Gebäude der Ortschaft Ottenbüttel östlich der PV Anlage können aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (u.a. Höhenunterschiede im Geländeverlauf) nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden. Eine „erhebliche Beeinträchtigung“ für Anwohner bzw. schutzwürdige Räume im Sinne der Lichtleitlinie ist nicht vorhanden.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

### 5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Ottenbüttel“ 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. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) und auch Anwohnern durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

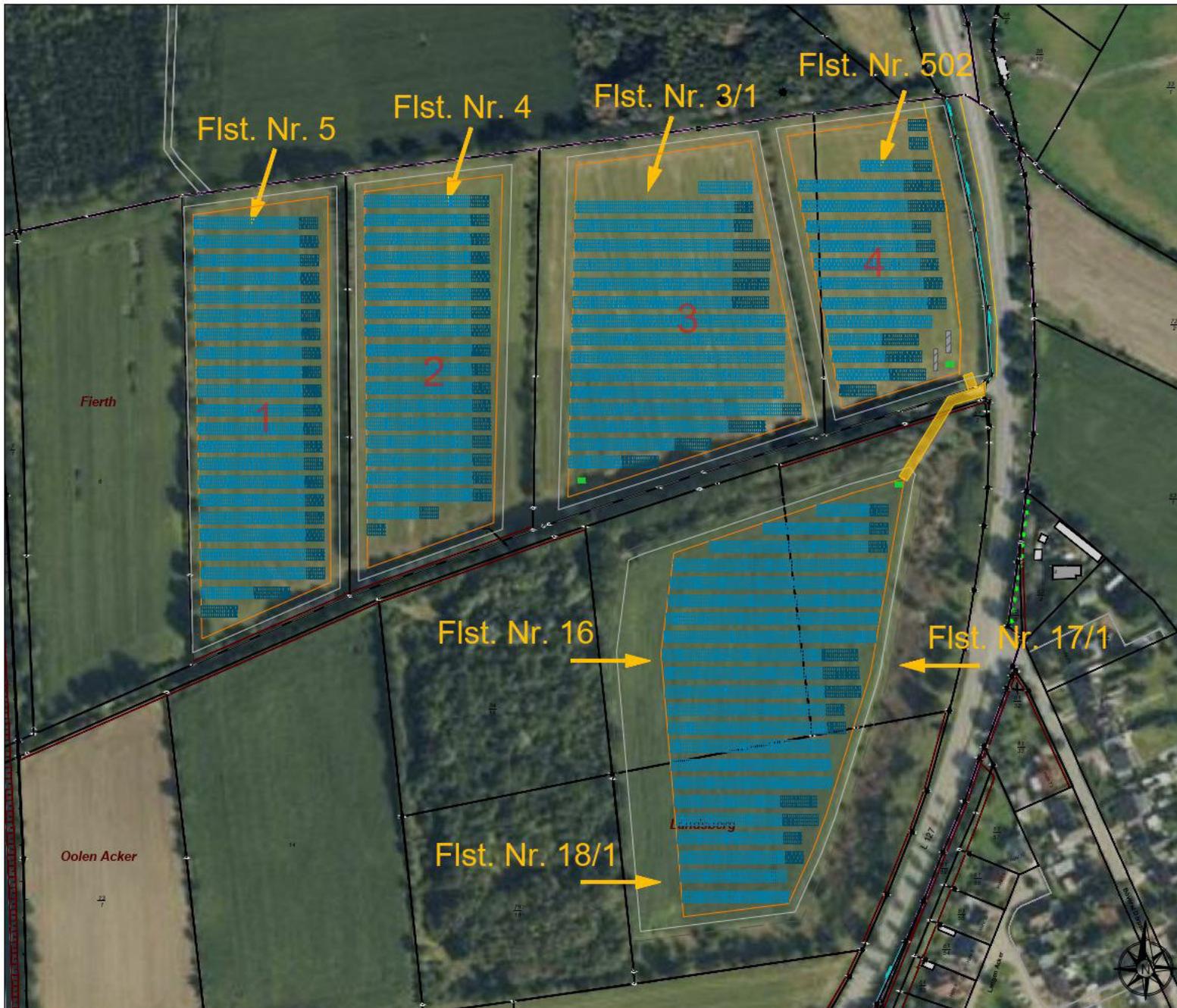
## 6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 03.11.2021

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

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



Projektname:	
Ottenbüttel	
Anlagendaten:	
Fläche Geltungsbereich:	11.460 m <sup>2</sup>
Koordinaten:	53.981805, 9.499178
Gemeinde:	Ottenbüttel
Gemarkung:	Ottenbüttel
Flur:	1
Flurstück:	5, 4, 3/1, 502, 16, 17/1, 18/1
Technische Daten:	
Modultyp:	450 Suntech
Modulabmessung:	2.102 x 1.002 x 35 mm
Modulleistung:	450
Modulanzahl:	20.502
Gesamtleistung:	9.234,00 kWp
Überplante PV-Fläche:	9.619,17 m <sup>2</sup>
Grundflächenzahl:	
Zaunlänge:	ca. 2.000 m
Ø Reihenabstand:	4,25 m
Modulneigung:	18°
Modulausrichtung:	180°
Bemerkungen:	
Anlagenbetreiber:	PV Ottenbüttel GmbH & Co. KG
Kunde:	
Legende:	
	Flurstücksgrenze
	Geltungsbereich
	Zaun
	Baufeldgrenze
	Sperfläche
	PV-Module
	Trafostation
	Verkehrsweg
	Speicherfläche
	Ausgleichsfläche
Indikativer Systemschnitt:	
nicht maßstäblich	
Planinhalt:	
Belegungsentwurf	
Maßstab:	1:2000
Plangröße:	DIN A3, 420 x 297 mm
Druckdatum:	05.10.2021
Bearbeiter*in:	CFa
<b>MaxSolar GmbH</b> Schmidhamer Str. 22, 83278 Traunstein-Wolkersdorf Tel.: +49 (0)861 2097090, Fax: +49 (0)861 20970929 info@maxsolar.de - www.maxsolar.de	
 energy concepts	

# HI Power Series

120 HALF-CELL MONOFACIAL MODULE

# 360-380 Watt

STPXXXS - B60/Wnh



## Features



### High power output

Compared to 158.75 mm half-cell module, the power output can increase 25 - 30 Wp



### High PID resistant

Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



### Excellent weak light performance

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



### Lower operating temperature

Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output



### Extended load tests

Module certified to withstand front side maximum static test load (5400 Pascal) and rear side maximum static test loads (3800 Pascal) \*



### Withstanding harsh environment

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

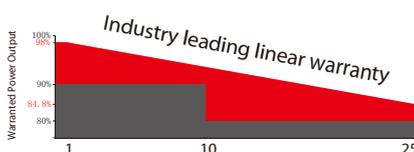
Certifications and standards:  
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



## Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

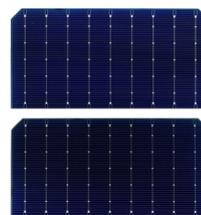
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001, ISO 14001 and ISO17025
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)\*\*\*\*
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

## Industry-leading Warranty based on nominal power



- 98% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.55% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 84.8% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE.\*\*\*\*\*
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

## Special Cell Design



The unique cell design leads to reduced electrode resistance and smaller current, thus enables higher fill factor. Meanwhile, it can reduce losses of mismatch and cell wear, and increase total reflection.

## IP68 Rated Junction Box



The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

\* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. \*\* Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich Re.  
\*\*\*WEEE only for EU market. \*\*\*\* Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details.  
\*\*\*\*\* Please refer to Suntech Product Warranty for details.

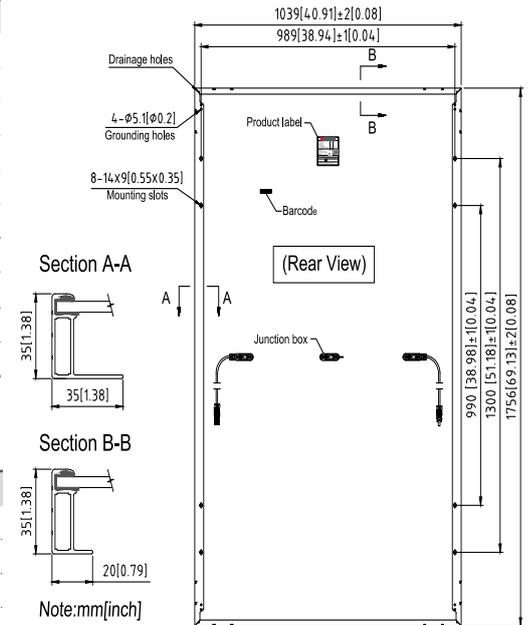
### Electrical Characteristics

STC	STPXXS-B60/Wnh				
Maximum Power at STC (Pmax)	380W	375W	370W	365W	360W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	34.7V	34.5V	34.3V	34.1V	33.9V
Optimum Operating Current (Imp)	10.96A	10.87A	10.79A	10.71A	10.62A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3V	41.1V	40.9V	40.7V	40.5V
Short Circuit Current (Isc)	11.64A	11.57A	11.49A	11.42A	11.35A
Module Efficiency	20.8%	20.6%	20.3%	20.0%	19.7%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C				
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	20 A				
Power Tolerance	0/+5 W				

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, module temperature 25 °C, AM=1.5;  
Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

NMOT	STPXXS-B60/Wnh				
Maximum Power at NMOT (Pmax)	286.3W	281.9W	278.2W	274.3W	270.7W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	32.2V	32.2V	32.0V	31.8V	31.6V
Optimum Operating Current (Imp)	8.92A	8.76A	8.69A	8.62A	8.56A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.9V	38.9V	38.7V	38.5V	38.4V
Short Circuit Current (Isc)	9.39A	9.24A	9.17A	9.10A	9.04A

NMOT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s.



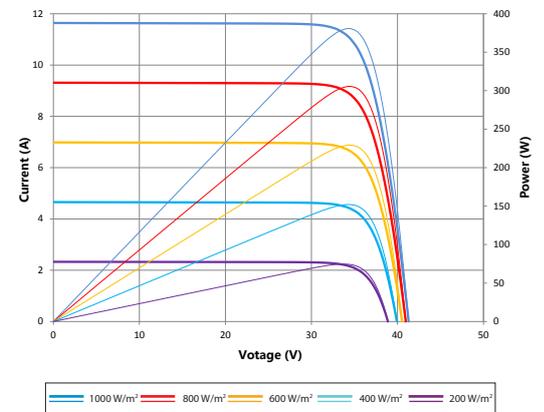
### Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

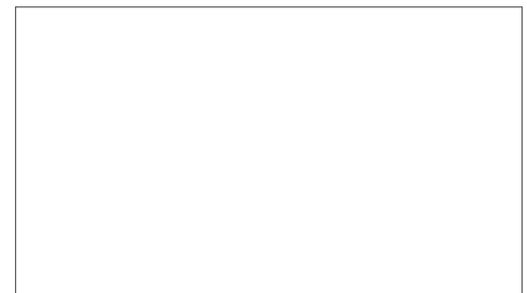
### Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 166 mm
No. of Cells	120 (6 × 20)
Dimensions	1756 × 1039 × 35 mm (69.1 × 40.9 × 1.4 inches)
Weight	20.3 kgs (44.8 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm <sup>2</sup> , Portrait: (-)350 mm and (+)160 mm in length Landscape: (-)1300 mm and (+)1300 mm in length or customized length
Connectors	MC4 EVO2, Cable 01S

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (380S)



### Dealer information



### Packing Configuration

Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	31	31
Pallets per container	6	26
Pieces per container	186	806
Packaging box dimensions	1786 × 1130 × 1203 mm	
Packaging box weight	679 kg	

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.

# Solarpark

## Ottenbuettel

### Site description: -

**Created** Nov. 4, 2021  
**Updated** Nov. 4, 2021  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 60662.10413

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



### Misc. Analysis Settings

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

#### Analysis Methodologies:

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

## Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld Nord	18.0	180.0	0	2,517	-
PV Feld Sued	18.0	180.0	0	24,772	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 30,131 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld Nord  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Footprint area:** 9,209 m<sup>2</sup>  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.982581	9.498625	15.61	1.90	17.51
2	53.982584	9.499048	14.45	1.90	16.35
3	53.982650	9.499048	13.89	1.90	15.79
4	53.982644	9.499499	12.25	1.90	14.15
5	53.982862	9.499467	11.32	1.90	13.22
6	53.982868	9.499740	11.11	1.90	13.01
7	53.982369	9.499933	12.95	1.90	14.85
8	53.982363	9.499805	13.56	1.90	15.46
9	53.981903	9.499955	14.38	1.90	16.28
10	53.981887	9.499815	14.79	1.90	16.69
11	53.981802	9.499837	14.65	1.90	16.55
12	53.981802	9.499762	14.87	1.90	16.77
13	53.981552	9.499815	14.29	1.90	16.19
14	53.981436	9.498973	15.29	1.90	17.19

**Name:** PV Feld Sued  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Footprint area:** 20,923 m<sup>2</sup>  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.980598	9.497470	9.74	1.90	11.64
2	53.980857	9.498908	10.12	1.90	12.02
3	53.980876	9.499434	10.42	1.90	12.32
4	53.979939	9.499128	10.63	1.90	12.53
5	53.978958	9.498575	11.71	1.90	13.61
6	53.978933	9.497567	10.32	1.90	12.22
7	53.980251	9.497374	9.70	1.90	11.60

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.979271	9.499686	17.02	2.00	19.02
OP 2	53.980240	9.500346	16.99	2.00	18.99
OP 3	53.982341	9.500286	14.74	2.00	16.74
OP 4	53.983580	9.499922	13.54	2.00	15.54
OP 5	53.980240	9.500817	18.01	2.00	20.01
OP 6	53.979783	9.500560	16.31	2.00	18.31

## 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 Nord	18.0	180.0	0	2,517	-	
PV Feld Sued	18.0	180.0	0	24,772	-	

### 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-nord (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-nord (yellow)	0	0	1	329	554	543	556	483	51	0	0	0
pv-feld-sued (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-sued (yellow)	0	0	697	1057	1150	1152	1168	1113	956	100	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### PV Feld Nord 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	2517
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0

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

No glare found

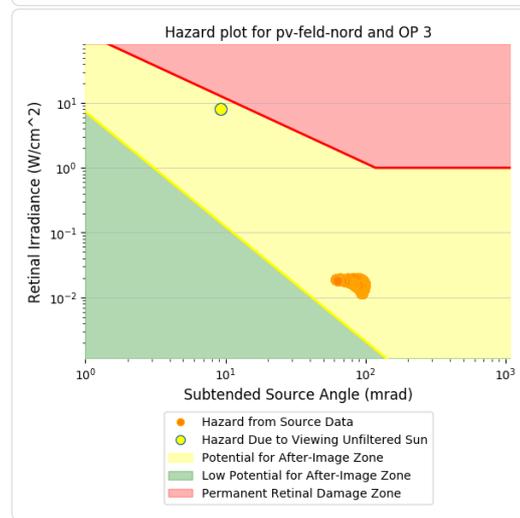
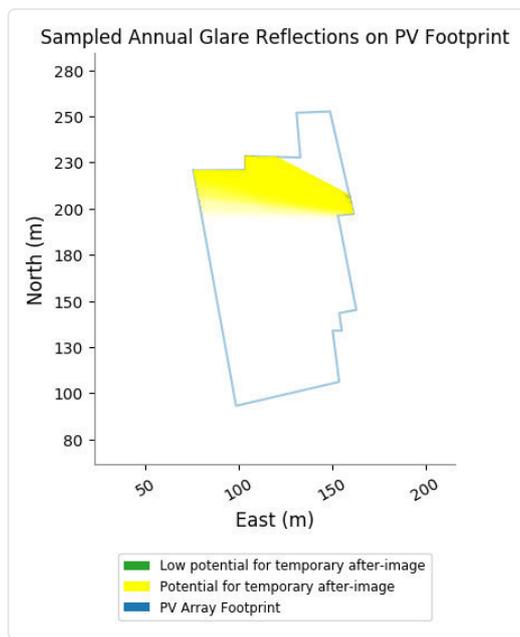
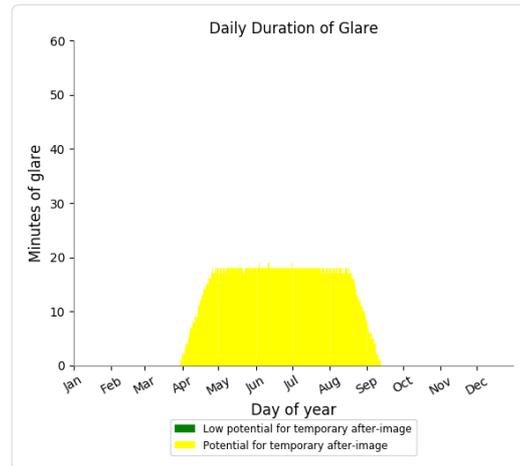
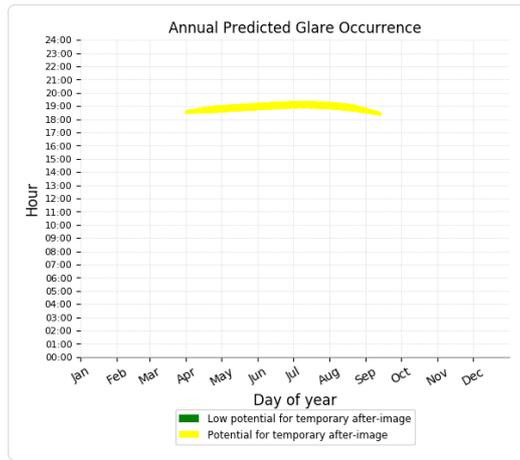
### PV Feld Nord - OP Receptor (OP 2)

No glare found

### PV Feld Nord - 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.
- 2,517 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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

No glare found

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

No glare found

### PV Feld Nord - OP Receptor (OP 6)

No glare found

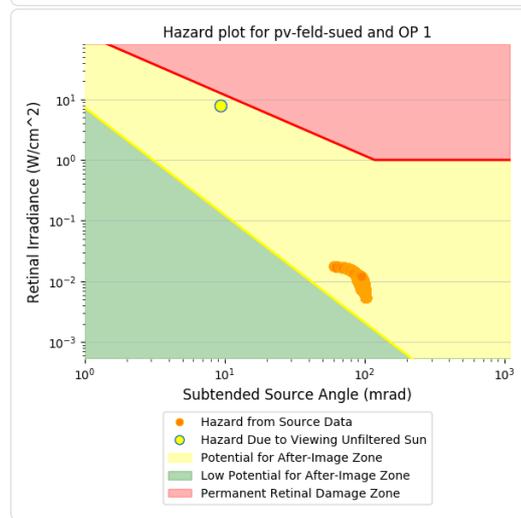
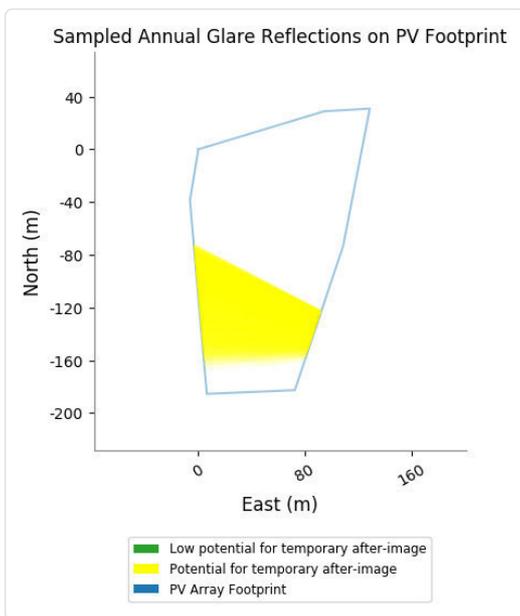
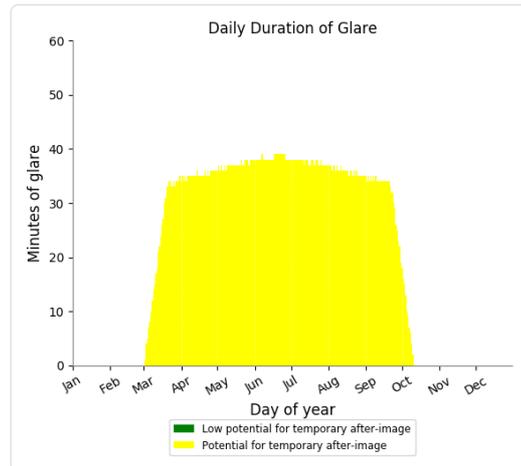
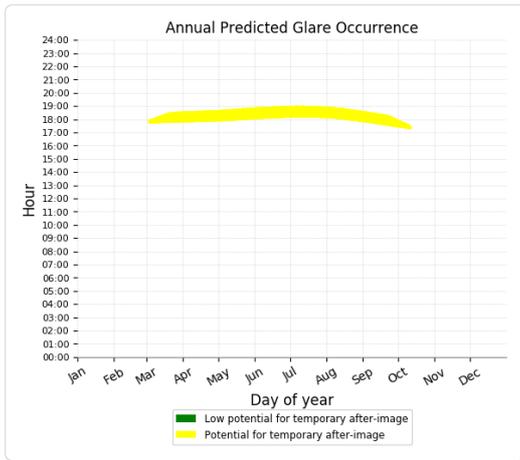
### PV Feld Sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	7388
OP: OP 2	0	6616
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	5780
OP: OP 6	0	4988

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

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

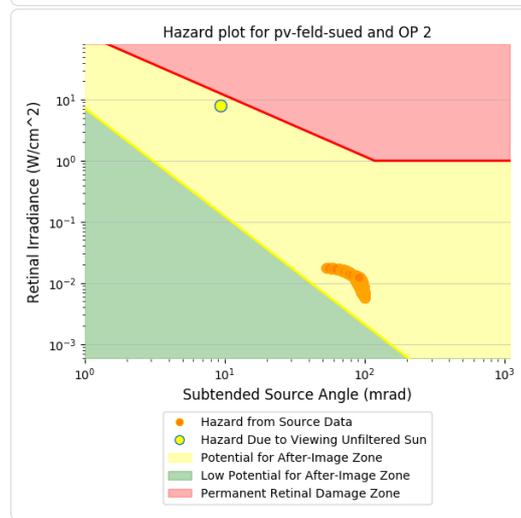
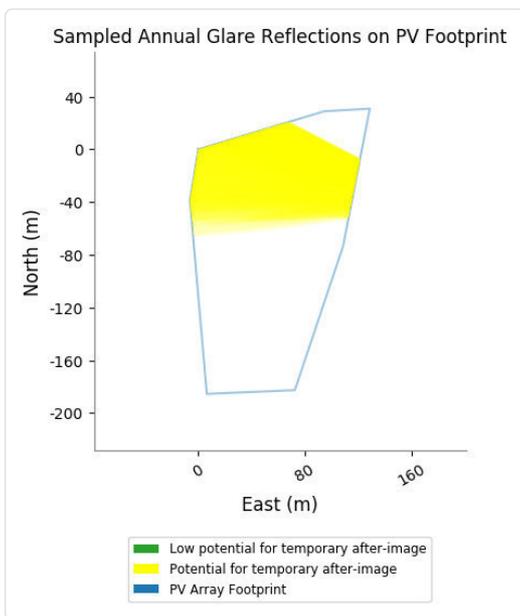
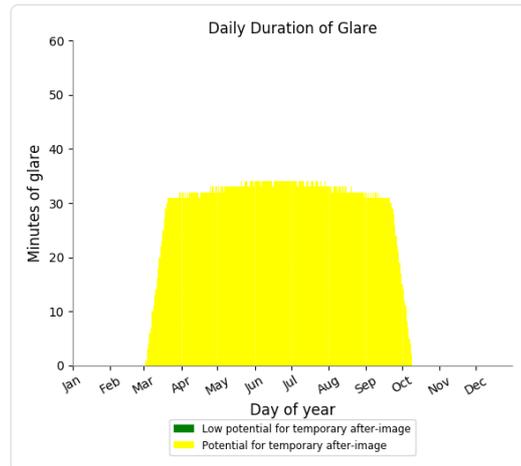
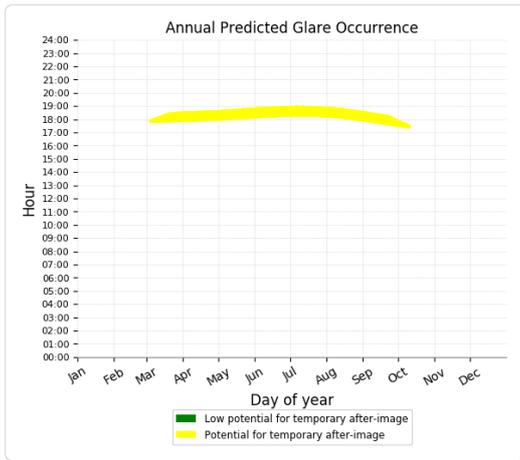
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 7,388 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld Sued - 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.
- 6,616 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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

No glare found

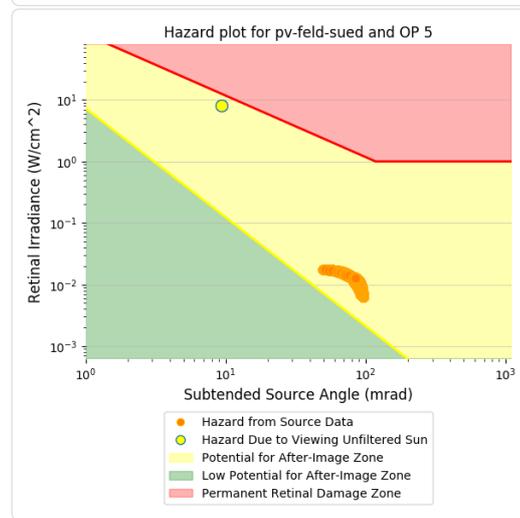
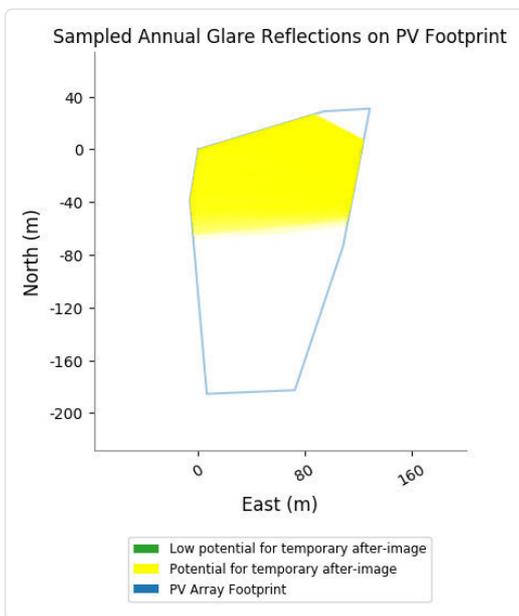
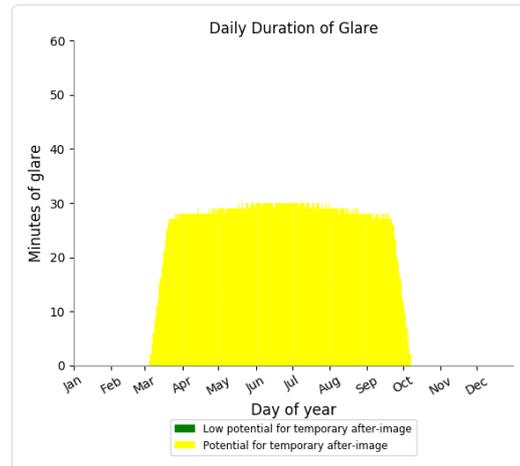
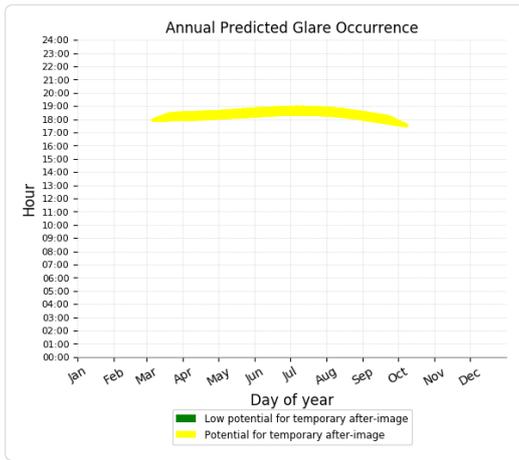
### PV Feld Sued - OP Receptor (OP 4)

No glare found

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

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

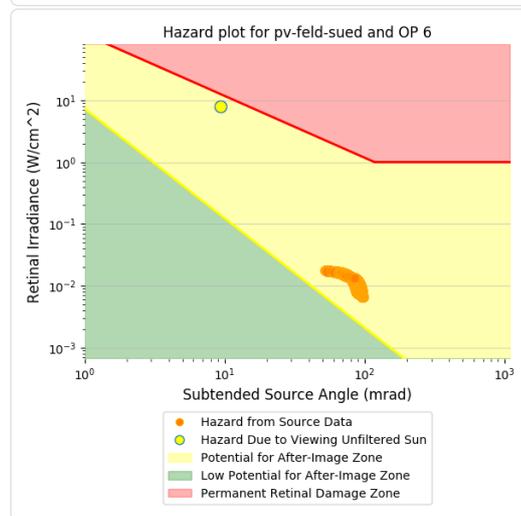
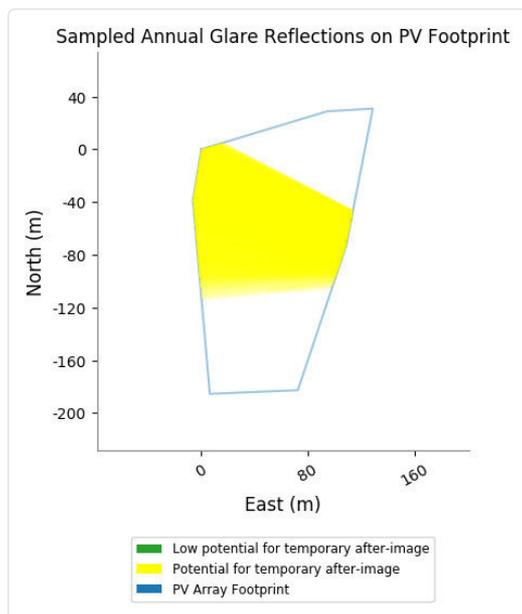
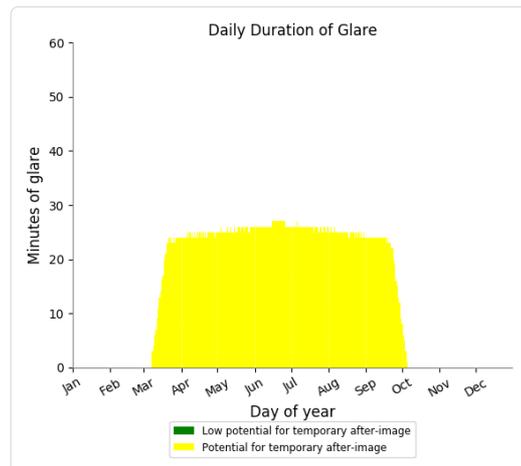
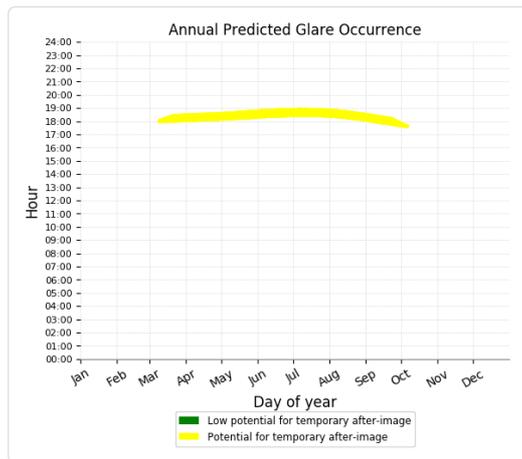
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,780 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld Sued - OP Receptor (OP 6)

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.
- 4,988 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 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.

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1
2021-03-02 17:50:00	0,01595	539,6175	2	0,386199	0,01182	0,094658	256,3	0,1	-0,971	-0,237	0,002	0,971	0,191	0,141	10.	Apr.	1	17:57	17:57	13.04.2021	30.08.2021	39	4582	17:57	18:55	
2021-03-03 17:50:00	0,01592	547,0466	2	0,376948	0,011696	0,095203	256,5	0,4	-0,972	-0,234	0,008	0,972	0,184	0,143	11.	Apr.	3	17:57	17:59							
2021-03-03 17:51:00	0,016023	544,4115	2	0,38485	0,011883	0,094607	256,7	0,3	-0,973	-0,23	0,005	0,973	0,183	0,139	12.	Apr.	4	17:58	18:01							
2021-03-03 17:52:00	0,016118	541,771	2	0,392922	0,012074	0,093976	256,9	0,2	-0,974	-0,227	0,003	0,974	0,182	0,135	13.	Apr.	6	17:57	18:02							
2021-03-03 17:53:00	0,016196	539,1252	2	0,401168	0,012267	0,093272	257,1	0	-0,975	-0,223	0	0,975	0,18	0,131	14.	Apr.	8	17:57	18:04							
2021-03-04 17:51:00	0,015904	549,1015	2	0,375593	0,011697	0,095133	256,9	0,6	-0,974	-0,226	0,011	0,974	0,177	0,142	15.	Apr.	9	17:58	18:06							
2021-03-04 17:52:00	0,016012	546,4871	2	0,38348	0,011886	0,09455	257,1	0,5	-0,975	-0,223	0,008	0,975	0,176	0,138	16.	Apr.	12	17:57	18:08							
2021-03-04 17:53:00	0,016104	543,8673	2	0,391538	0,012078	0,093901	257,3	0,3	-0,976	-0,219	0,006	0,976	0,174	0,134	17.	Apr.	13	17:58	18:10							
2021-03-04 17:54:00	0,016178	541,2423	2	0,399769	0,012272	0,093176	257,5	0,2	-0,976	-0,216	0,003	0,976	0,173	0,13	18.	Apr.	14	17:58	18:11							
2021-03-04 17:55:00	0,016229	538,6119	2	0,408178	0,012469	0,092357	257,7	0	-0,977	-0,213	0,001	0,977	0,172	0,125	19.	Apr.	15	17:59	18:13							
2021-03-05 17:51:00	0,015773	553,6928	2	0,366515	0,01151	0,095628	257,1	0,9	-0,975	-0,223	0,016	0,975	0,171	0,144	20.	Apr.	17	17:59	18:15							
2021-03-05 17:52:00	0,015891	551,104	2	0,37422	0,011697	0,095082	257,3	0,8	-0,976	-0,219	0,014	0,976	0,169	0,14	21.	Apr.	19	17:58	18:16							
2021-03-05 17:53:00	0,015996	548,5099	2	0,382092	0,011887	0,094484	257,5	0,6	-0,976	-0,216	0,011	0,976	0,168	0,136	22.	Apr.	20	17:59	18:18							
2021-03-05 17:54:00	0,016085	545,9106	2	0,390134	0,01208	0,093817	257,7	0,5	-0,977	-0,212	0,009	0,977	0,167	0,132	23.	Apr.	22	17:59	18:20							
2021-03-05 17:55:00	0,016155	543,3059	2	0,398349	0,012275	0,093067	258	0,4	-0,978	-0,209	0,006	0,978	0,165	0,128	24.	Apr.	23	18:00	18:22							
2021-03-05 17:56:00	0,0162	540,6961	2	0,406742	0,012474	0,09222	258,2	0,2	-0,979	-0,205	0,004	0,979	0,164	0,124	25.	Apr.	25	17:59	18:23							
2021-03-05 17:57:00	0,01622	538,081	2	0,415316	0,012675	0,091262	258,4	0,1	-0,979	-0,202	0,001	0,979	0,163	0,12	26.	Apr.	27	17:59	18:25							
2021-03-06 17:51:00	0,015829	558,1883	2	0,365142	0,01156	0,095578	257,6	1,1	-0,976	-0,215	0,019	0,976	0,163	0,142	27.	Apr.	28	18:00	18:27							
2021-03-06 17:52:00	0,015947	555,6248	2	0,372832	0,011749	0,095025	257,8	1	-0,977	-0,212	0,017	0,977	0,162	0,138	28.	Apr.	29	18:00	18:28							
2021-03-06 17:53:00	0,016051	553,056	2	0,380687	0,011942	0,094409	258	0,8	-0,978	-0,208	0,014	0,978	0,16	0,134	29.	Apr.	31	18:00	18:30							
2021-03-06 17:54:00	0,016137	550,4819	2	0,388713	0,012137	0,093721	258,2	0,7	-0,979	-0,205	0,012	0,979	0,159	0,13	30.	Apr.	32	18:01	18:32							
2021-03-06 17:55:00	0,016201	547,9026	2	0,396911	0,012334	0,092945	258,4	0,5	-0,979	-0,201	0,009	0,979	0,158	0,126	1.	Mai.	34	18:00	18:33							
2021-03-06 17:56:00	0,016242	545,3181	2	0,405287	0,012535	0,092069	258,6	0,4	-0,98	-0,198	0,007	0,98	0,156	0,122	2.	Mai.	35	18:00	18:34							
2021-03-06 17:57:00	0,016255	542,7284	2	0,413844	0,012739	0,091074	258,8	0,2	-0,981	-0,195	0,004	0,981	0,155	0,118	3.	Mai.	36	18:01	18:36							
2021-03-06 17:58:00	0,016231	540,1335	2	0,422586	0,012946	0,08993	259	0,1	-0,982	-0,191	0,002	0,982	0,154	0,114	4.	Mai.	37	18:01	18:37							
2021-03-07 17:51:00	0,015682	562,5911	2	0,356247	0,011368	0,096045	257,8	1,4	-0,977	-0,211	0,025	0,977	0,156	0,144	5.	Mai.	36	18:02	18:37							
2021-03-07 17:52:00	0,015809	560,0525	2	0,363758	0,011555	0,095527	258	1,3	-0,978	-0,208	0,022	0,978	0,155	0,14	6.	Mai.	36	18:02	18:37							
2021-03-07 17:53:00	0,015924	557,5085	2	0,37143	0,011745	0,094958	258,2	1,1	-0,979	-0,204	0,02	0,979	0,154	0,136	7.	Mai.	37	18:02	18:38							
2021-03-07 17:54:00	0,016024	554,9594	2	0,379269	0,011938	0,094324	258,4	1	-0,979	-0,201	0,017	0,979	0,153	0,132	8.	Mai.	36	18:03	18:38							
2021-03-07 17:55:00	0,016106	552,405	2	0,387277	0,012134	0,093612	258,6	0,8	-0,98	-0,198	0,015	0,98	0,151	0,128	9.	Mai.	37	18:03	18:39							
2021-03-07 17:56:00	0,016165	549,8454	2	0,395458	0,012333	0,092809	258,8	0,7	-0,981	-0,194	0,012	0,981	0,15	0,124	10.	Mai.	37	18:03	18:39							
2021-03-07 17:57:00	0,016199	547,2807	2	0,403816	0,012535	0,091901	259	0,6	-0,982	-0,191	0,01	0,982	0,149	0,12	11.	Mai.	37	18:03	18:39							
2021-03-07 17:58:00	0,016203	544,7108	2	0,412355	0,01274	0,090865	259,2	0,4	-0,982	-0,187	0,007	0,982	0,147	0,116	12.	Mai.	37	18:04	18:40							
2021-03-07 17:59:00	0,016168	542,1358	2	0,421078	0,012948	0,089667	259,4	0,3	-0,983	-0,184	0,005	0,983	0,146	0,112	13.	Mai.	37	18:04	18:40							
2021-03-07 18:00:00	0,016088	539,5556	2	0,42999	0,013159	0,088272	259,6	0,1	-0,984	-0,18	0,002	0,984	0,145	0,108	14.	Mai.	37	18:04	18:40							
2021-03-08 17:52:00	0,015726	566,8241	2	0,354877	0,011409	0,095995	258,2	1,6	-0,979	-0,204	0,028	0,979	0,149	0,142	15.	Mai.	37	18:05	18:41							
2021-03-08 17:53:00	0,015853	564,3174	2	0,362363	0,011598	0,095468	258,4	1,4	-0,979	-0,201	0,025	0,979	0,147	0,138	16.	Mai.	37	18:05	18:41							
2021-03-08 17:54:00	0,015967	561,8055	2	0,370018	0,01179	0,094883	258,6	1,3	-0,98	-0,197	0,023	0,98	0,146	0,134	17.	Mai.	37	18:05	18:41							
2021-03-08 17:55:00	0,016064	559,2884	2	0,377839	0,011986	0,094228	258,8	1,2	-0,981	-0,194	0,02	0,981	0,145	0,13	18.	Mai.	37	18:06	18:42							
2021-03-08 17:56:00	0,016141	556,7662	2	0,385829	0,012184	0,09349	259	1	-0,982	-0,19	0,018	0,982	0,143	0,126	19.	Mai.	37	18:06	18:42							
2021-03-08 17:57:00	0,016196	554,2388	2	0,393991	0,012385	0,092659	259,2	0,9	-0,982	-0,187	0,015	0,982	0,142	0,122	20.	Mai.	37	18:06	18:42							
2021-03-08 17:58:00	0,016223	551,7062	2	0,402331	0,01259	0,091715	259,4	0,7	-0,983	-0,183	0,013	0,983	0,141	0,118	21.	Mai.	38	18:06	18:43							
2021-03-08 17:59:00	0,016218	549,1686	2	0,41085	0,012797	0,090631	259,6	0,6	-0,984	-0,18	0,01	0,984	0,14	0,114	22.	Mai.	38	18:07	18:43							
2021-03-08 18:00:00	0,016171	546,6259	2	0,419554	0,013008	0,089375	259,8	0,4	-0,984	-0,176	0,008	0,984	0,138	0,11	23.	Mai.	37	18:07	18:43							
2021-03-08 18:01:00	0,016075	544,0782	2	0,428446	0,013221	0,087905	260	0,3	-0,985	-0,173	0,005	0,985	0,137	0,106	24.	Mai.	38	18:07	18:44							
2021-03-08 18:02:00	0,015931	541,5254	2	0,437531	0,013438	0,086165	260,2	0,1	-0,986	-0,169	0,003	0,986	0,136	0,102	25.	Mai.	38	18:07	18:44							
2021-03-08 18:03:00	0,01582	538,9677	2	0,446812	0,013659	0,084637	260,5	0	-0,986	-0,166	0	0,986	0,134	0,098	26.	Mai.	38	18:07	18:44							
2021-03-09 17:52:00	0,015565	571,0381	2	0,346169	0,011212	0,096437	258,4	1,9	-0,979	-0,2	0,033	0,979	0,142	0,145	27.	Mai.	37	18:08	18:44							
2021-03-09 17:53:00	0,0157	568,5553	2	0,353486	0,011399	0,095943	258,7	1,8	-0,98	-0,197	0,031	0,98	0,141	0,141	28.	Mai.	38	18:08	18:45							

**Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:**  
 4582 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
 3086 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)  
 1

	Corneal Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	DNI (W/m <sup>2</sup> )	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	Tag	Anzahl		Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
																		Minuten	Anfang							
2021-03-03 17:53:00	0,015811	539,1252	2	0,401168	0,012267	0,091728	257,1	0	-0,975	-0,223	0	0,975	0,18	0,131	12. Apr.	1	18:01	18:01	15.04.2021	28.08.2021	34	4019	18:01	18:55		
2021-03-04 17:53:00	0,015724	543,8673	2	0,391538	0,012078	0,092376	257,3	0,3	-0,976	-0,219	0,006	0,976	0,174	0,134	13. Apr.	3	18:00	18:02								
2021-03-04 17:54:00	0,0159769	541,2423	2	0,399769	0,012272	0,091631	257,5	0,2	-0,976	-0,216	0,003	0,976	0,173	0,13	14. Apr.	4	18:01	18:04								
2021-03-04 17:55:00	0,015844	538,6119	2	0,408178	0,012469	0,090802	257,7	0	-0,977	-0,213	0,001	0,977	0,172	0,125	15. Apr.	6	18:01	18:06								
2021-03-05 17:54:00	0,015707	545,9106	2	0,390134	0,01208	0,092295	257,7	0,5	-0,977	-0,212	0,009	0,977	0,167	0,132	16. Apr.	8	18:01	18:08								
2021-03-05 17:55:00	0,015772	543,3059	2	0,398349	0,012275	0,091527	258	0,4	-0,978	-0,209	0,006	0,978	0,165	0,128	17. Apr.	10	18:01	18:10								
2021-03-05 17:56:00	0,015819	540,6961	2	0,406742	0,012474	0,090677	258,2	0,2	-0,979	-0,205	0,004	0,979	0,164	0,124	18. Apr.	11	18:01	18:11								
2021-03-05 17:57:00	0,015839	538,081	2	0,415316	0,012675	0,089712	258,4	0,1	-0,979	-0,202	0,001	0,979	0,163	0,12	19. Apr.	12	18:02	18:13								
2021-03-06 17:53:00	0,015676	553,056	2	0,380687	0,011942	0,092905	258	0,8	-0,978	-0,208	0,014	0,978	0,16	0,134	20. Apr.	14	18:02	18:15								
2021-03-06 17:54:00	0,015757	550,4819	2	0,388713	0,012137	0,0922	258,2	0,7	-0,979	-0,205	0,012	0,979	0,159	0,13	21. Apr.	15	18:02	18:16								
2021-03-06 17:55:00	0,015821	547,9026	2	0,396911	0,012334	0,091415	258,4	0,5	-0,979	-0,201	0,009	0,979	0,158	0,126	22. Apr.	17	18:02	18:18								
2021-03-06 17:56:00	0,015863	545,3181	2	0,405287	0,012535	0,090536	258,6	0,4	-0,98	-0,198	0,007	0,98	0,156	0,122	23. Apr.	18	18:03	18:20								
2021-03-06 17:57:00	0,015875	542,7284	2	0,413844	0,012739	0,089532	258,8	0,2	-0,981	-0,195	0,004	0,981	0,155	0,118	24. Apr.	20	18:03	18:22								
2021-03-06 17:58:00	0,015854	540,1335	2	0,422586	0,012946	0,088379	259	0,1	-0,982	-0,191	0,002	0,982	0,154	0,114	25. Apr.	22	18:02	18:23								
2021-03-07 17:54:00	0,015651	554,9594	2	0,379269	0,011938	0,092824	258,4	1	-0,979	-0,201	0,017	0,979	0,153	0,132	26. Apr.	23	18:03	18:25								
2021-03-07 17:55:00	0,015729	552,405	2	0,387277	0,012134	0,092096	258,6	0,8	-0,98	-0,198	0,015	0,98	0,151	0,128	27. Apr.	25	18:03	18:27								
2021-03-07 17:56:00	0,015789	549,8454	2	0,395458	0,012333	0,091291	258,8	0,7	-0,981	-0,194	0,012	0,981	0,15	0,124	28. Apr.	25	18:04	18:28								
2021-03-07 17:57:00	0,015823	547,2807	2	0,403816	0,012535	0,090377	259	0,6	-0,982	-0,191	0,01	0,982	0,149	0,12	29. Apr.	27	18:04	18:30								
2021-03-07 17:58:00	0,015827	544,7108	2	0,412355	0,01274	0,089331	259,2	0,4	-0,982	-0,187	0,007	0,982	0,147	0,116	30. Apr.	29	18:04	18:32								
2021-03-07 17:59:00	0,015795	542,1358	2	0,421078	0,012948	0,088126	259,4	0,3	-0,983	-0,184	0,005	0,983	0,146	0,112	1. Mai.	30	18:04	18:33								
2021-03-07 18:00:00	0,015719	539,5556	2	0,42999	0,013159	0,086724	259,6	0,1	-0,984	-0,18	0,002	0,984	0,145	0,108	2. Mai.	31	18:04	18:34								
2021-03-08 17:54:00	0,015597	561,8055	2	0,370018	0,01179	0,093399	258,6	1,3	-0,98	-0,197	0,023	0,98	0,146	0,134	3. Mai.	32	18:05	18:36								
2021-03-08 17:55:00	0,015669	559,2884	2	0,377839	0,011986	0,092729	258,8	1,2	-0,981	-0,194	0,02	0,981	0,145	0,13	4. Mai.	33	18:05	18:37								
2021-03-08 17:56:00	0,015767	556,7662	2	0,385829	0,012184	0,091985	259	1	-0,982	-0,19	0,018	0,982	0,143	0,126	5. Mai.	33	18:05	18:37								
2021-03-08 17:57:00	0,015822	554,2388	2	0,393991	0,012385	0,091151	259,2	0,9	-0,982	-0,187	0,015	0,982	0,142	0,122	6. Mai.	32	18:06	18:37								
2021-03-08 17:58:00	0,015849	551,7062	2	0,402331	0,01259	0,090198	259,4	0,7	-0,983	-0,183	0,013	0,983	0,141	0,118	7. Mai.	33	18:06	18:38								
2021-03-08 17:59:00	0,015844	549,1686	2	0,41085	0,012797	0,089106	259,6	0,6	-0,984	-0,18	0,01	0,984	0,14	0,114	8. Mai.	33	18:06	18:38								
2021-03-08 18:00:00	0,015801	546,6259	2	0,419554	0,013008	0,087843	259,8	0,4	-0,984	-0,176	0,008	0,984	0,138	0,11	9. Mai.	33	18:07	18:39								
2021-03-08 18:01:00	0,01571	544,0782	2	0,428446	0,013221	0,086367	260	0,3	-0,985	-0,173	0,005	0,985	0,137	0,106	10. Mai.	33	18:07	18:39								
2021-03-08 18:02:00	0,015562	541,5254	2	0,437531	0,013438	0,084623	260,2	0,1	-0,986	-0,169	0,003	0,986	0,136	0,102	11. Mai.	33	18:07	18:39								
2021-03-08 18:03:00	0,015345	538,9677	2	0,446812	0,013659	0,082541	260,5	0	-0,986	-0,166	0	0,986	0,134	0,098	12. Mai.	33	18:08	18:40								
2021-03-09 17:55:00	0,015567	563,5743	2	0,368598	0,011782	0,093318	259,1	1,5	-0,981	-0,19	0,026	0,981	0,138	0,132	13. Mai.	33	18:08	18:40								
2021-03-09 17:56:00	0,015656	561,0761	2	0,3764	0,011978	0,092626	259,3	1,3	-0,982	-0,186	0,023	0,982	0,137	0,128	14. Mai.	33	18:08	18:40								
2021-03-09 17:57:00	0,015728	558,5727	2	0,384371	0,012177	0,091862	259,5	1,2	-0,983	-0,183	0,021	0,983	0,136	0,124	15. Mai.	33	18:09	18:41								
2021-03-09 17:58:00	0,015776	556,0643	2	0,392514	0,012379	0,090992	259,7	1	-0,984	-0,179	0,018	0,984	0,134	0,12	16. Mai.	33	18:09	18:41								
2021-03-09 17:59:00	0,015795	553,5508	2	0,400834	0,012585	0,089999	259,9	0,9	-0,984	-0,176	0,016	0,984	0,133	0,116	17. Mai.	33	18:09	18:41								
2021-03-09 18:00:00	0,01578	551,0322	2	0,409333	0,012793	0,088856	260,1	0,8	-0,985	-0,172	0,013	0,985	0,132	0,112	18. Mai.	33	18:10	18:42								
2021-03-09 18:01:00	0,015723	548,5086	2	0,418017	0,013005	0,087528	260,3	0,6	-0,986	-0,169	0,011	0,986	0,13	0,108	19. Mai.	33	18:10	18:42								
2021-03-09 18:02:00	0,015615	545,9799	2	0,426888	0,013219	0,085967	260,5	0,5	-0,986	-0,165	0,008	0,986	0,129	0,104	20. Mai.	33	18:10	18:42								
2021-03-09 18:03:00	0,015446	543,4463	2	0,435952	0,013437	0,084116	260,7	0,3	-0,987	-0,162	0,006	0,987	0,128	0,1	21. Mai.	34	18:10	18:43								
2021-03-09 18:04:00	0,015201	540,9078	2	0,445211	0,013659	0,081889	260,9	0,2	-0,987	-0,158	0,003	0,987	0,126	0,096	22. Mai.	33	18:11	18:43								
2021-03-09 18:05:00	0,014863	538,3643	2	0,454671	0,013883	0,079164	261,1	0	-0,988	-0,155	0,001	0,988	0,125	0,092	23. Mai.	33	18:11	18:43								
2021-03-10 17:54:00	0,015496	570,2448	2	0,359553	0,011629	0,09386	259,3	1,8	-0,982	-0,186	0,031	0,982	0,132	0,135	24. Mai.	34	18:11	18:44								
2021-03-10 17:55:00	0,015599	567,7754	2	0,367171	0,011824	0,093222	259,5	1,7	-0,983	-0,182	0,029	0,983	0,131	0,131	25. Mai.	34	18:11	18:44								
2021-03-10 17:56:00	0,015686	565,3008	2	0,374954	0,012022	0,092516	259,7	1,5	-0,984	-0,179	0,026	0,984	0,129	0,126	26. Mai.	33	18:12	18:44								
2021-03-10 17:57:00	0,015753	562,8211	2	0,382905	0,012223	0,091721	259,9	1,4	-0,984	-0,175	0,024	0,984	0,128	0,122	27. Mai.	33	18:12	18:44								
2021-03-10 17:58:00	0,015793	560,3363	2	0,391029	0,012427	0,090815	260,1	1,2	-0,985	-0,172	0,021	0,985	0,127	0,118	28. Mai.	34	18:12	18:45								
2021-03-10 17:59:00	0,015804	557,8465	2	0,399328	0,012635	0,089777	260,3	1,1	-0,986	-0,168	0,019	0,986	0,125	0,114	29. Mai.	34	18:13	18:46								
2021-03-10 18:00:00	0,015777	555,3517	2	0,407806	0,012845	0,088577	260,5	0,9	-0,986	-0,165	0,016	0,986	0,124	0,11	30. Mai.	34	18:13	18:46								



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 6
2021-03-08 18:01:00	0,015434	544,0782	2	0,428446	0,013221	0,08517	260	0,3	-0,985	-0,173	0,005	0,985	0,137	0,106	16. Apr.	1	18:08	18:08	19.04.2021	23.08.2021	27	2978	18:09	18:55	
2021-03-08 18:02:00	0,015369	541,5254	2	0,437531	0,013438	0,083769	260,2	0,1	-0,986	-0,169	0,003	0,986	0,136	0,102	17. Apr.	3	18:08	18:10							
2021-03-08 18:03:00	0,015247	538,9677	2	0,446812	0,013659	0,082099	260,5	0	-0,986	-0,166	0	0,986	0,134	0,098	18. Apr.	3	18:09	18:11							
2021-03-09 18:02:00	0,015388	545,9799	2	0,426888	0,013219	0,084976	260,5	0,5	-0,986	-0,165	0,008	0,986	0,129	0,104	19. Apr.	5	18:09	18:13							
2021-03-09 18:03:00	0,015303	543,4463	2	0,435952	0,013437	0,083478	260,7	0,3	-0,987	-0,162	0,006	0,987	0,128	0,1	20. Apr.	6	18:10	18:15							
2021-03-09 18:04:00	0,015159	540,9078	2	0,445211	0,013659	0,081697	260,9	0,2	-0,987	-0,158	0,003	0,987	0,126	0,096	21. Apr.	8	18:09	18:16							
2021-03-09 18:05:00	0,014934	538,3643	2	0,454671	0,013883	0,079501	261,1	0	-0,988	-0,155	0,001	0,988	0,125	0,092	22. Apr.	9	18:10	18:18							
2021-03-10 18:01:00	0,015441	552,8519	2	0,416469	0,013059	0,086035	260,7	0,8	-0,987	-0,161	0,014	0,987	0,123	0,106	23. Apr.	11	18:10	18:20							
2021-03-10 18:02:00	0,015394	550,347	2	0,425318	0,013276	0,084713	260,9	0,6	-0,987	-0,158	0,011	0,987	0,121	0,102	24. Apr.	13	18:10	18:22							
2021-03-10 18:03:00	0,015295	547,8372	2	0,43436	0,013497	0,083142	261,1	0,5	-0,988	-0,155	0,009	0,988	0,12	0,098	25. Apr.	14	18:10	18:23							
2021-03-10 18:04:00	0,015125	545,3225	2	0,443597	0,01372	0,081224	261,3	0,4	-0,989	-0,151	0,006	0,989	0,119	0,094	26. Apr.	16	18:10	18:25							
2021-03-10 18:05:00	0,014863	542,8029	2	0,453034	0,013947	0,078836	261,5	0,2	-0,989	-0,148	0,004	0,989	0,117	0,09	27. Apr.	17	18:11	18:27							
2021-03-10 18:06:00	0,014483	540,2783	2	0,462675	0,014178	0,0758	261,7	0,1	-0,99	-0,144	0,001	0,99	0,116	0,086	28. Apr.	18	18:11	18:28							
2021-03-11 18:02:00	0,015388	554,6294	2	0,414912	0,013052	0,085839	261,1	1	-0,988	-0,154	0,017	0,988	0,115	0,104	29. Apr.	19	18:12	18:30							
2021-03-11 18:03:00	0,015322	552,1431	2	0,423739	0,01327	0,084425	261,3	0,8	-0,989	-0,151	0,014	0,989	0,113	0,1	30. Apr.	21	18:12	18:32							
2021-03-11 18:04:00	0,015201	549,6518	2	0,432758	0,013491	0,082743	261,5	0,7	-0,989	-0,147	0,012	0,989	0,112	0,096	1. Mai.	23	18:11	18:33							
2021-03-11 18:05:00	0,015	547,1557	2	0,441971	0,013716	0,080667	261,7	0,5	-0,99	-0,144	0,009	0,99	0,111	0,092	2. Mai.	23	18:12	18:34							
2021-03-11 18:06:00	0,014697	544,6547	2	0,451385	0,013944	0,078054	261,9	0,4	-0,99	-0,14	0,007	0,99	0,109	0,088	3. Mai.	25	18:12	18:36							
2021-03-11 18:07:00	0,014334	542,1488	2	0,461002	0,014176	0,075063	262,2	0,2	-0,991	-0,137	0,004	0,991	0,108	0,084	4. Mai.	26	18:12	18:37							
2021-03-11 18:08:00	0,01425	539,638	2	0,470827	0,014411	0,073426	262,4	0,1	-0,991	-0,133	0,002	0,991	0,107	0,079	5. Mai.	25	18:13	18:37							
2021-03-12 18:02:00	0,015348	558,8299	2	0,404732	0,012828	0,08683	261,4	1,3	-0,988	-0,15	0,022	0,988	0,108	0,106	6. Mai.	25	18:13	18:37							
2021-03-12 18:03:00	0,015319	556,3666	2	0,41335	0,013044	0,085577	261,6	1,1	-0,989	-0,147	0,02	0,989	0,107	0,102	7. Mai.	25	18:14	18:38							
2021-03-12 18:04:00	0,015239	553,8985	2	0,422154	0,013262	0,084092	261,8	1	-0,99	-0,143	0,017	0,99	0,105	0,098	8. Mai.	25	18:14	18:38							
2021-03-12 18:05:00	0,015091	551,4255	2	0,431148	0,013485	0,082276	262	0,8	-0,99	-0,14	0,015	0,99	0,104	0,094	9. Mai.	26	18:14	18:39							
2021-03-12 18:06:00	0,014855	548,9476	2	0,440338	0,01371	0,080013	262,2	0,7	-0,991	-0,136	0,012	0,991	0,103	0,09	10. Mai.	25	18:15	18:39							
2021-03-12 18:07:00	0,014503	546,4649	2	0,449726	0,013939	0,077131	262,4	0,6	-0,991	-0,133	0,01	0,991	0,101	0,086	11. Mai.	25	18:15	18:39							
2021-03-12 18:08:00	0,01429	543,9774	2	0,459318	0,014172	0,074858	262,6	0,4	-0,992	-0,129	0,007	0,992	0,1	0,082	12. Mai.	26	18:15	18:40							
2021-03-12 18:09:00	0,014255	541,4851	2	0,469117	0,014408	0,073465	262,8	0,3	-0,992	-0,126	0,005	0,992	0,099	0,078	13. Mai.	25	18:16	18:40							
2021-03-12 18:10:00	0,014249	538,988	2	0,479129	0,014647	0,072213	263	0,1	-0,993	-0,122	0,002	0,993	0,097	0,073	14. Mai.	25	18:16	18:40							
2021-03-13 18:03:00	0,015355	562,885	2	0,403189	0,012872	0,086631	261,8	1,5	-0,989	-0,142	0,026	0,989	0,1	0,104	15. Mai.	26	18:16	18:41							
2021-03-13 18:04:00	0,015308	560,4515	2	0,411783	0,01309	0,085292	262	1,3	-0,99	-0,139	0,023	0,99	0,099	0,1	16. Mai.	25	18:17	18:41							
2021-03-13 18:05:00	0,015207	558,0133	2	0,420563	0,013311	0,083697	262,2	1,2	-0,991	-0,135	0,02	0,991	0,098	0,096	17. Mai.	25	18:17	18:41							
2021-03-13 18:06:00	0,015028	555,5702	2	0,429533	0,013535	0,081726	262,4	1	-0,991	-0,132	0,018	0,991	0,096	0,092	18. Mai.	26	18:17	18:42							
2021-03-13 18:07:00	0,01475	553,1223	2	0,438698	0,013763	0,079244	262,6	0,9	-0,992	-0,128	0,015	0,992	0,095	0,088	19. Mai.	26	18:17	18:42							
2021-03-13 18:08:00	0,0144	550,6696	2	0,448061	0,013994	0,076332	262,8	0,7	-0,992	-0,125	0,013	0,992	0,094	0,084	20. Mai.	25	18:18	18:42							
2021-03-13 18:09:00	0,014332	548,2122	2	0,457626	0,014229	0,074775	263	0,6	-0,993	-0,121	0,01	0,993	0,092	0,08	21. Mai.	26	18:18	18:43							
2021-03-13 18:10:00	0,014331	545,75	2	0,467399	0,014468	0,07355	263,2	0,4	-0,993	-0,118	0,008	0,993	0,091	0,076	22. Mai.	26	18:18	18:43							
2021-03-13 18:11:00	0,014339	543,2831	2	0,477383	0,014771	0,072362	263,4	0,3	-0,993	-0,114	0,005	0,993	0,09	0,072	23. Mai.	25	18:19	18:43							
2021-03-13 18:12:00	0,014336	540,8115	2	0,487584	0,014956	0,071111	263,6	0,2	-0,994	-0,111	0,003	0,994	0,088	0,067	24. Mai.	26	18:19	18:44							
2021-03-13 18:13:00	0,014315	538,3352	2	0,498005	0,015206	0,069757	263,8	0	-0,994	-0,107	0	0,994	0,087	0,063	25. Mai.	26	18:19	18:44							
2021-03-14 18:02:00	0,015361	569,3244	2	0,393258	0,012699	0,087562	262	1,8	-0,99	-0,138	0,031	0,99	0,094	0,107	26. Mai.	26	18:19	18:44							
2021-03-14 18:03:00	0,015347	566,9181	2	0,401646	0,012915	0,086371	262,2	1,6	-0,99	-0,135	0,029	0,99	0,092	0,103	27. Mai.	25	18:20	18:44							
2021-03-14 18:04:00	0,015285	564,507	2	0,410216	0,013134	0,084961	262,4	1,5	-0,991	-0,131	0,026	0,991	0,091	0,098	28. Mai.	26	18:20	18:45							
2021-03-14 18:05:00	0,015157	562,091	2	0,418971	0,013357	0,083234	262,6	1,4	-0,992	-0,128	0,024	0,992	0,09	0,094	29. Mai.	26	18:21	18:46							
2021-03-14 18:06:00	0,014943	559,6703	2	0,427916	0,013584	0,081081	262,9	1,2	-0,992	-0,124	0,021	0,992	0,088	0,09	30. Mai.	26	18:21	18:46							
2021-03-14 18:07:00	0,014617	557,2448	2	0,437055	0,013814	0,078335	263,1	1,1	-0,992	-0,121	0,018	0,992	0,087	0,086	31. Mai.	26	18:21	18:46							
2021-03-14 18:08:00	0,014407	554,8145	2	0,446391	0,014047	0,076091	263,3	0,9	-0,993	-0,117	0,016	0,993	0,086	0,082	1. Jun.	26	18:22	18:47							
2021-03-14 18:09:00	0,01439	552,3794	2	0,45593	0,014284	0,074791	263,5	0,8	-0,993	-0,114	0,013	0,993	0,084	0,078	2. Jun.	26	18:22	18:47							
2021-03-14 18:10:00	0,014409	549,9397	2	0,465675	0,014525	0,073659	263,7	0,6	-0,994	-0,111	0,011	0,994	0,083	0,074	3. Jun.	26	18:22	18:47							

**Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 6:**  
 2978 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
 2035 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)  
 943 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)  
 27 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4989 Einträgen):  
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnensuntergang)  
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)  
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

