

SolPEG Blendgutachten Solarpark Hohenfelde

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

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise.....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	9
3.4	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	12
4	Ergebnisse.....	15
4.1	Ergebnisübersicht.....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A23 Nordwest.....	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, A23 Mitte.....	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, A23 Südwest	16
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, L116 Südost	18
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, L116 Nordost.....	20
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südöstlich	21
4.8	Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude südlich	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	25
5.1	Zusammenfassung.....	25
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang.....	26- 49

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Hohenfelde + Rethwisch

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Dienstleister im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Hohenfelde“ (und „Rethwisch“) für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A23. Der L116 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. Lichtleitlinie¹, 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 „Hohenfelde“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A23 und L116 und 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.

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,5 km westlich der Ortschaft Hohenfelde und ca. 10 km südöstlich von Itzehoe in Schleswig-Holstein. Westlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 1,2 km die Autobahn A23. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A23 berücksichtigt. Östlich verläuft die Straße L116. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 1,5 km westlich der Ortschaft Hohenfelde in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.849°N, 9.593°O, -1 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A23	A23 ca. 1200 m
Abstand zum Fahrbahnrand	A23 ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m (kürzeste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

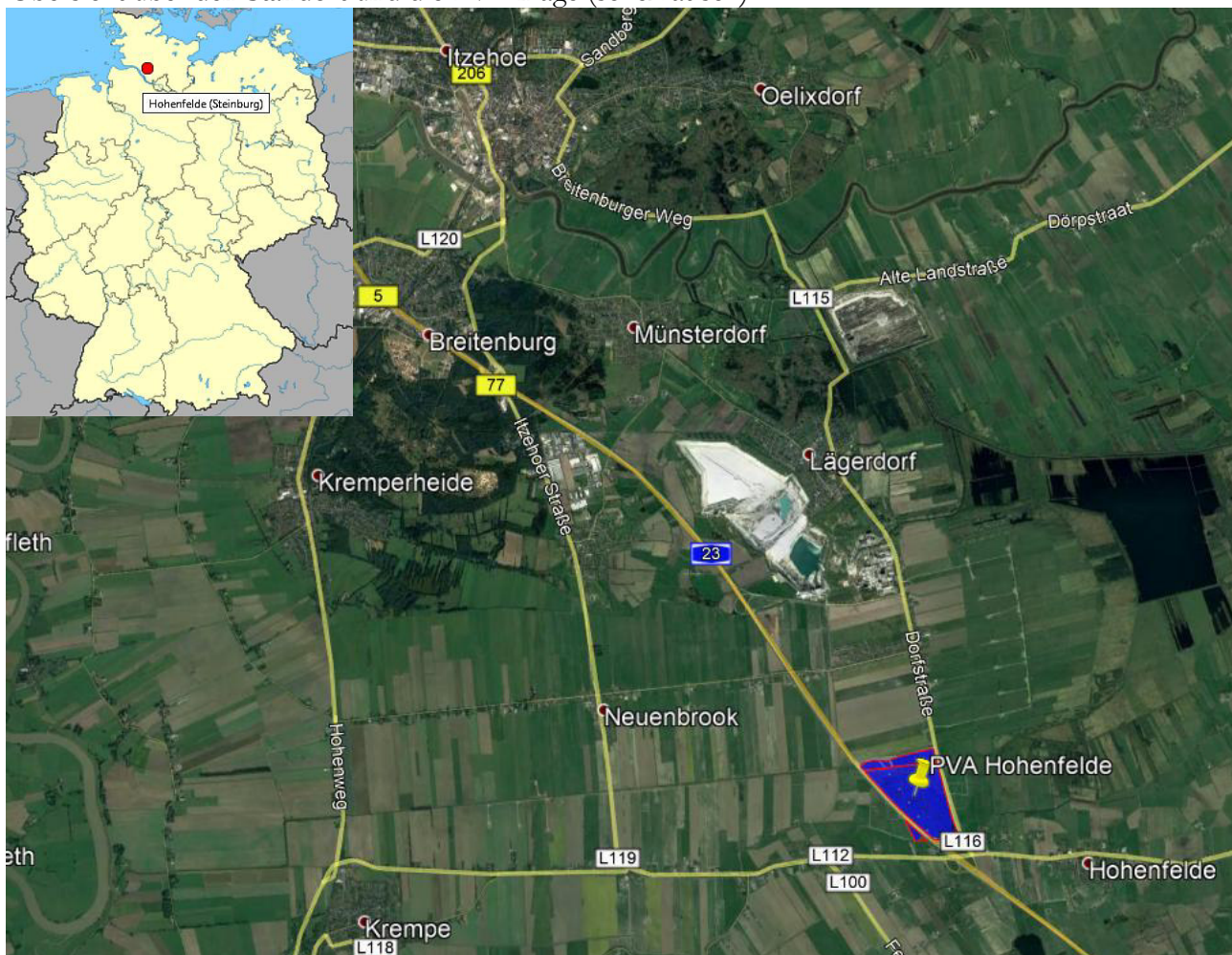


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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)

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 könnten die östlich gelegenen Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, die Standorte werden daher 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 daher nur zu Kontrollzwecken analysiert. Dies betrifft auch die Gebäude nördlich der PV Teilanlage Rethwisch. 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:

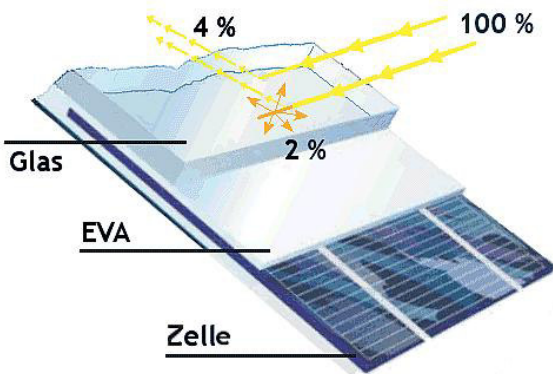


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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 direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) 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

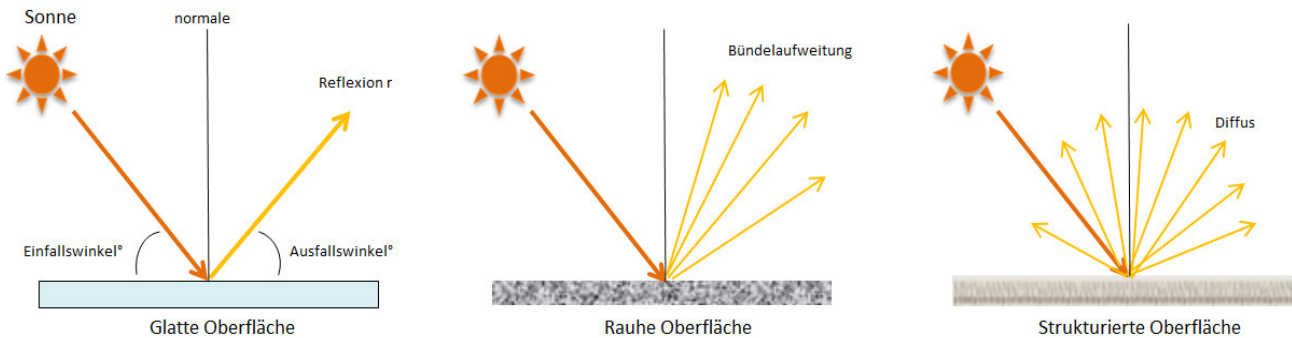


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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.

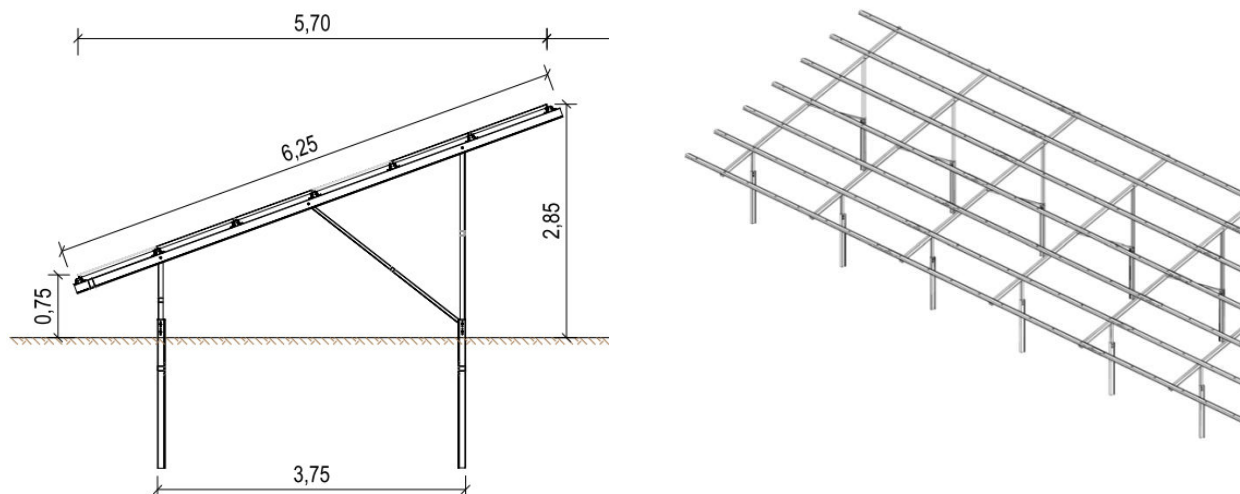


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Anzahl Messpunkte gesamt	5 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ²	Fahrtrichtung +/- 20°

² 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 FAA³ 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: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

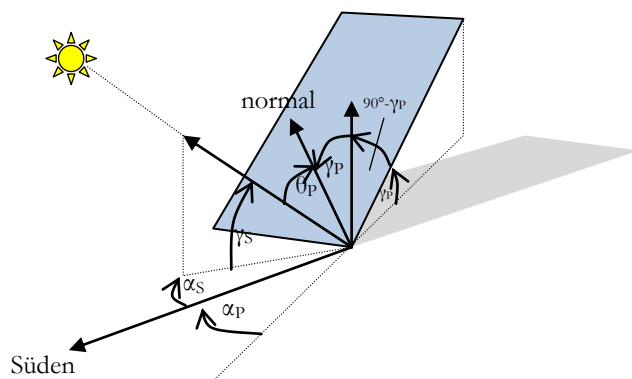


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 Lichtleitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

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

⁵ 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 Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Hohenfelde wurden 3 Messpunkte im Verlauf der A23, 2 Messpunkte auf der L116 sowie 2 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude festgelegt. 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-P7:

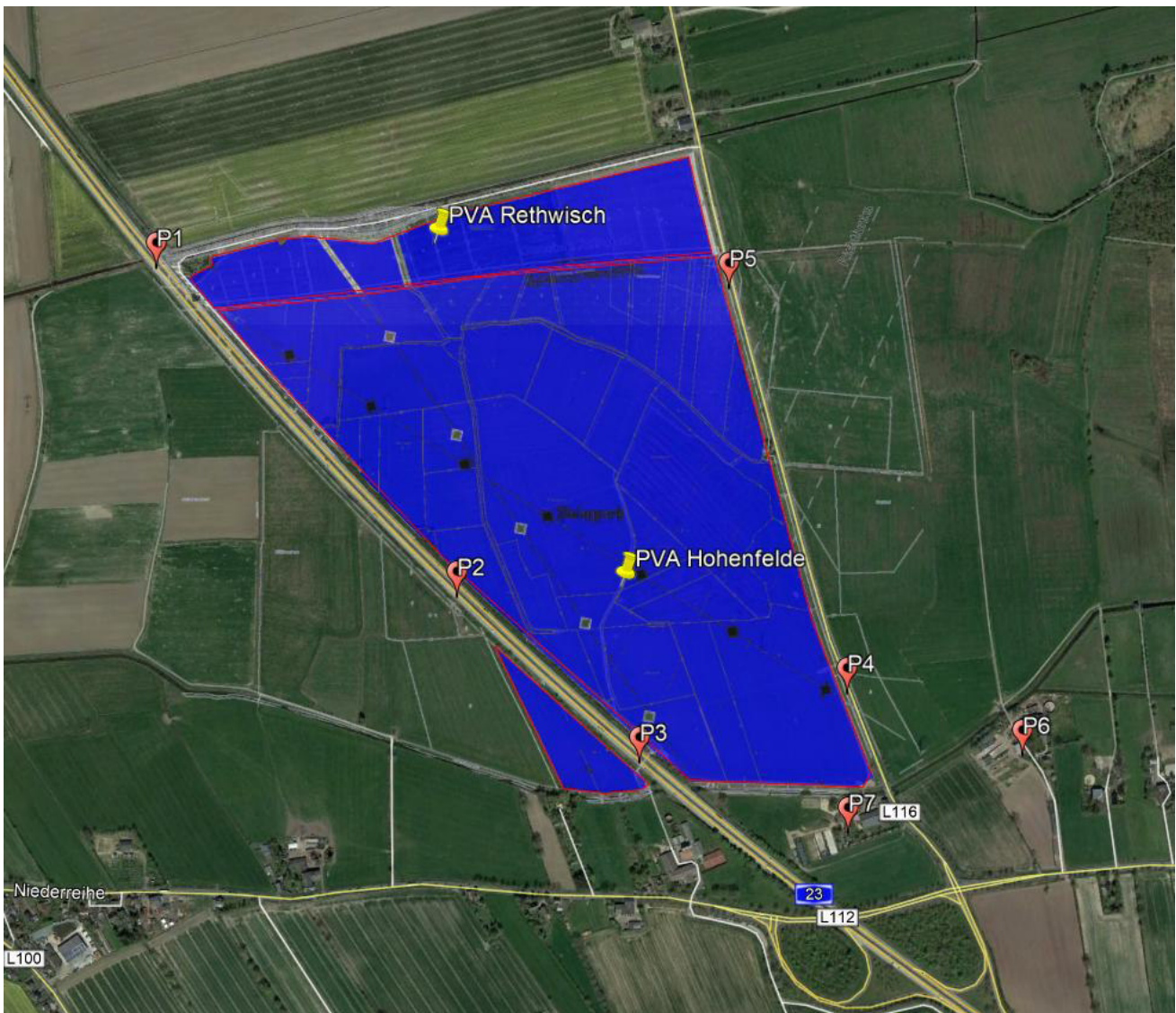


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P7 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ 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.

⁶ 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. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ 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/m² 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/cm²) 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.

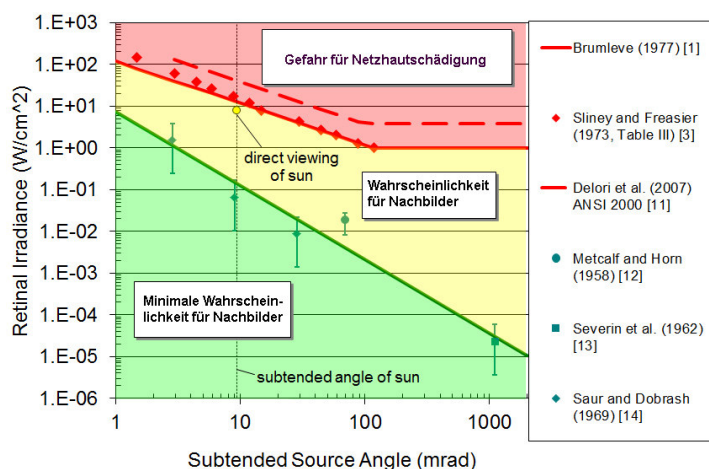


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

⁸ DWD Service: 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

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Hohenfelde 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	Rethwisch	Hohenfelde	Hohenfelde West
P1 A23, Nordwest	-	-	-
P2 A23, Mitte	-	127 ^W	-
P3 A23, Südwest	-	127 ^W	3008 ^W
P4 L116 Südost	-	2799 ^W	-
P5 L116 Nordost	1543 ^W	1958 ^W	-
P6 Gebäude östlich	-	1773 ^W	-
P7 Gebäude südlich	-	2036 ^E	139

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A23 Nordwest

Am Messpunkt P1 auf der A23 sind nur an insgesamt 560 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage Rethwisch möglich. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung der Verkehrsteilnehmer mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A23 Mitte

Am Messpunkt P2 auf der A23 können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (Hohenfelde) auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings nur an insgesamt 127 Minuten pro Jahr Reflexionen möglich. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind diese zu vernachlässigen.

Darüber hinaus liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit ca. -40° bis -83° links (östlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, A23 Südwest

Im Vergleich zum Messpunkt P2 verläuft die Fahrbahn am Messpunkt P3 um ca. 4° weiter nach Osten. Dennoch können bei der Fahrt Richtung Südosten rein rechnerisch auch nur an 127 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage Hohenfelde auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer wären diese ebenfalls zu vernachlässigen aber auch hier liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen mit ca. -32° bis -65° links (östlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

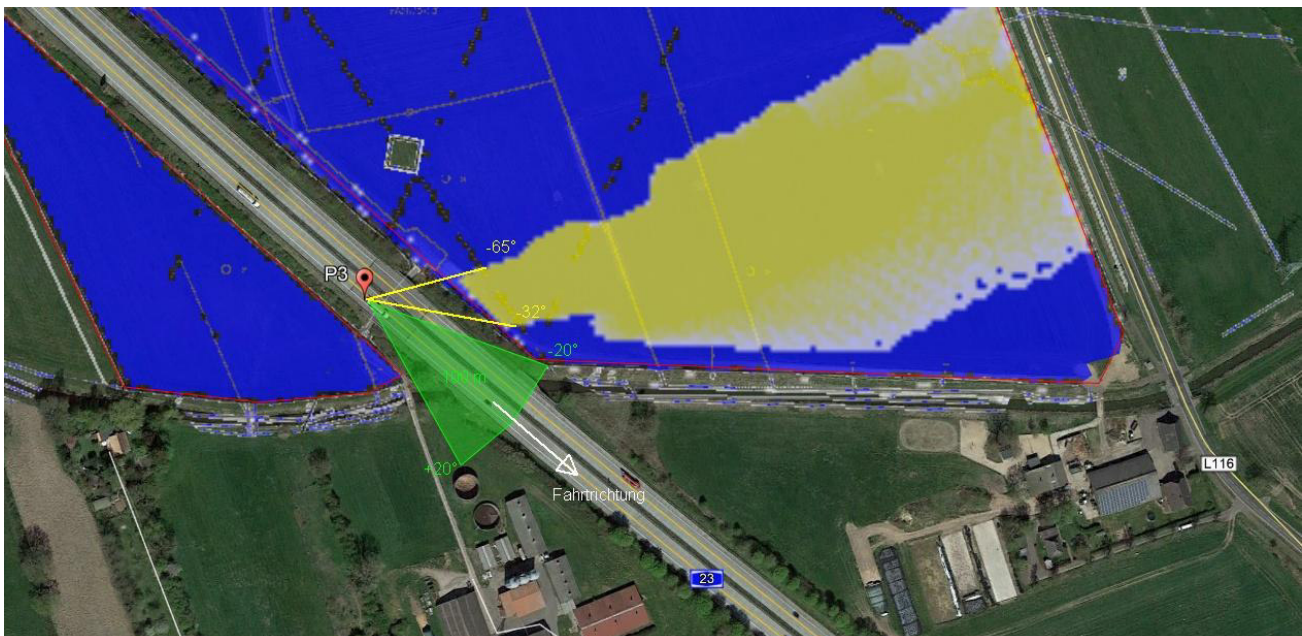


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Südwesten (Fahrtrichtung +/- 20, ca. 100 m). Potentielle Reflexionen können theoretisch in den gelb/weiß markierten Flächen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels und der teilweise großen Entfernung wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Aufgrund der Ausrichtung der PV Module können am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Hohenfelde West auftreten. Diese können zwischen dem 11. April – 31. August in den Abendstunden zwischen 17:54 -18:50 Uhr an max. 28 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit ca. -16° bis -62° links (westlich) der Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

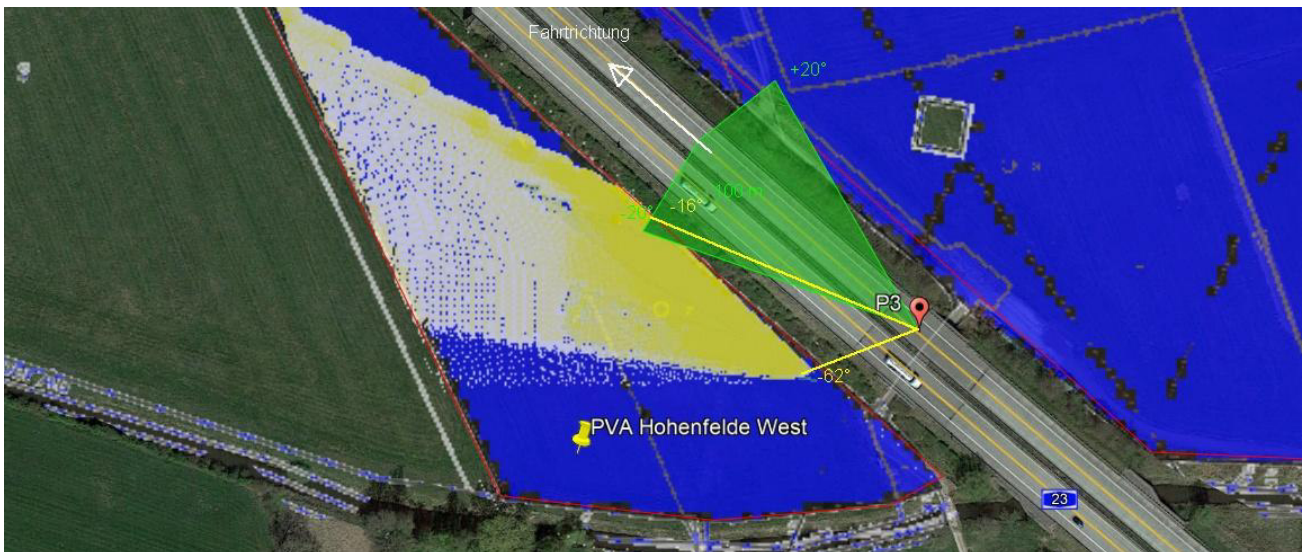


Bild 4.4.2: Simulation am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Potentielle Reflexionen sind aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen. Für den Fahrzeugführer wären Reflexionen nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt nach Westen in Richtung der untergehenden Sonne geblickt wird. Das folgende Foto zeigt die Situation in der Realität aus Sicht der Fahrzeugführer. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.4.3: Messpunkt P3, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Youtube Video [k9wJ3URJU0o](https://www.youtube.com/watch?v=k9wJ3URJU0o) von „DSzumaher“, 04:55)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, L116 Südost

Am Messpunkt P4 auf der L116 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage Hohenfelde auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 04. Mai und dem 08. August abends zwischen 18:33 - 19:12 Uhr an max. 25 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit ca. -38° bis -73° westlich der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

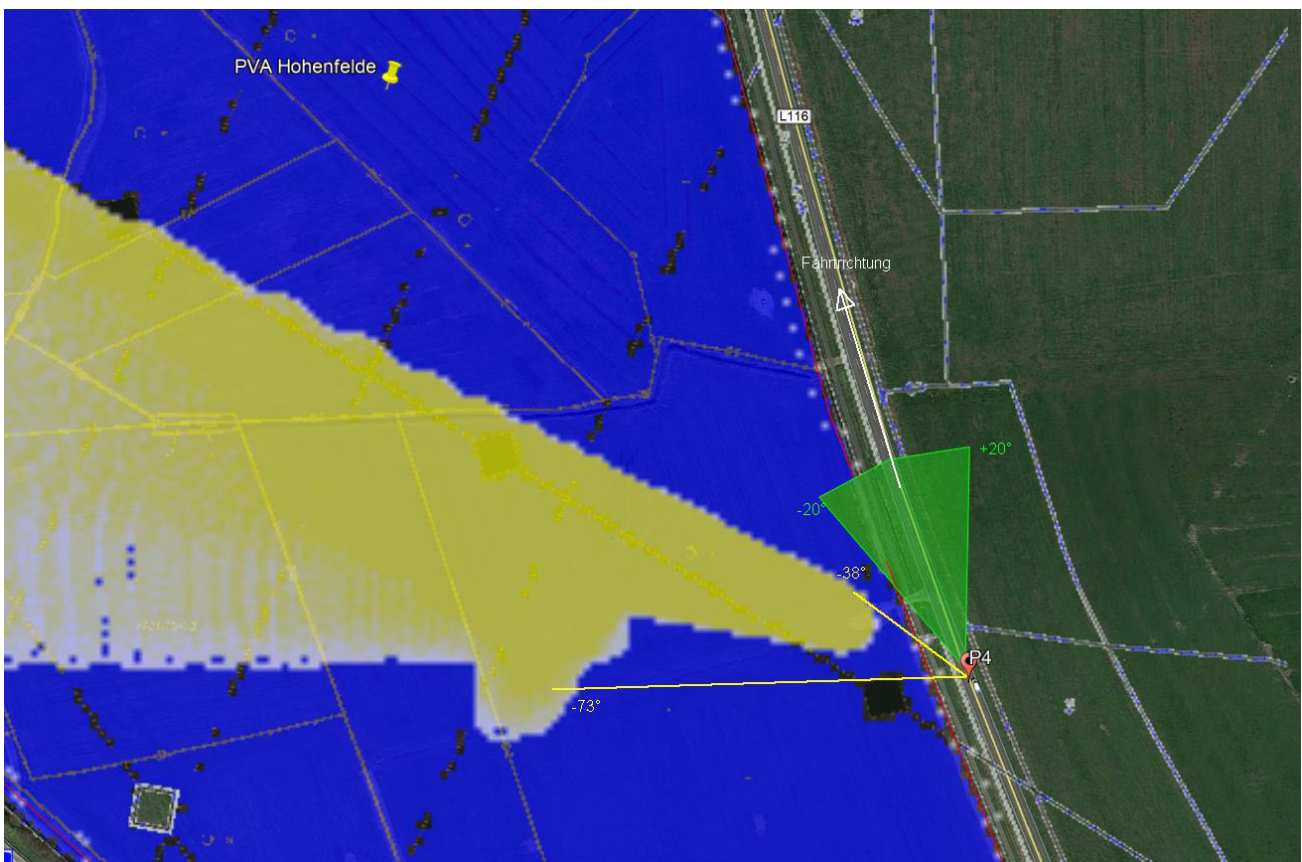


Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Hinweis: Die Werte der Einfallswinkel sind anhand der Ausdehnung der Fläche mit potentiellen Reflexionen auf Basis der Rohdaten ermittelt (gelb markierte Fläche) und sind als nicht exakte Näherungswerte anzusehen.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf der L116 bei der Fahrt Richtung Norden und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

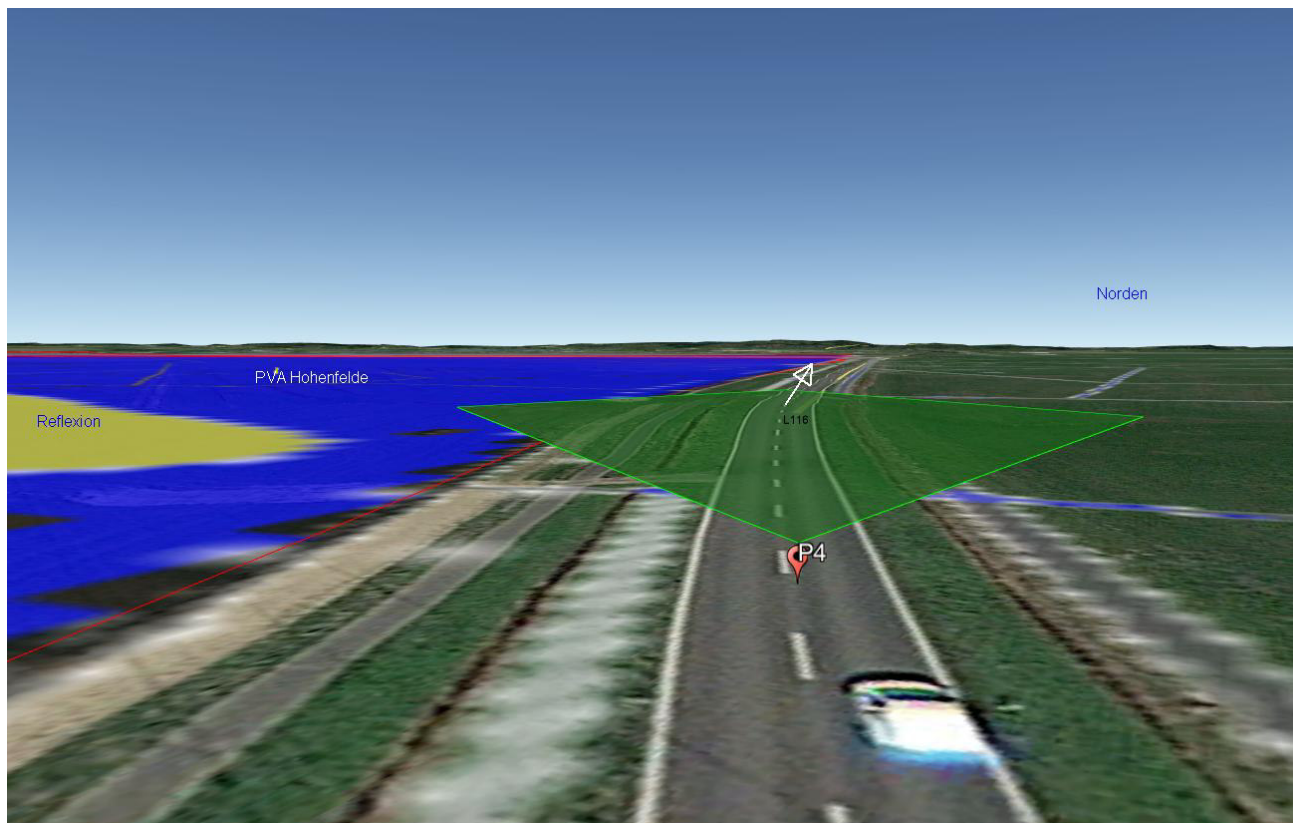


Bild 4.5.2: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Für Fahrzeugführer wären Reflexionen nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt nach Westen in Richtung der untergehenden Sonne geblickt wird. Aber selbst dann könnte sich eine Blendwirkung (z.B. in Form von kurzzeitigen Nachbildern) nur einstellen wenn diese Blickrichtung über einen Zeitraum von ca. 10 -15 Sekunden beibehalten wird. Ein derart untypisches Fahrverhalten kann allerdings nicht für die Beurteilung von potentiellen Blendwirkungen angewendet werden.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, L116 Nordost

Auch am Messpunkt P5 können theoretisch in ähnlicher Weise wie auch am Messpunkt P4 Reflexionen durch die PV Anlage (Rethwisch und Hohenfelde) auftreten. Der Fahrtrichtungsverlauf der L116 im Bereich von Messpunkt P5 hat einen geringfügig anderen Winkel (346° Nord) als am Messpunkt P4 und dementsprechend sind die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen geringfügig abweichend. Aber auch in diesem Bereich liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P5 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

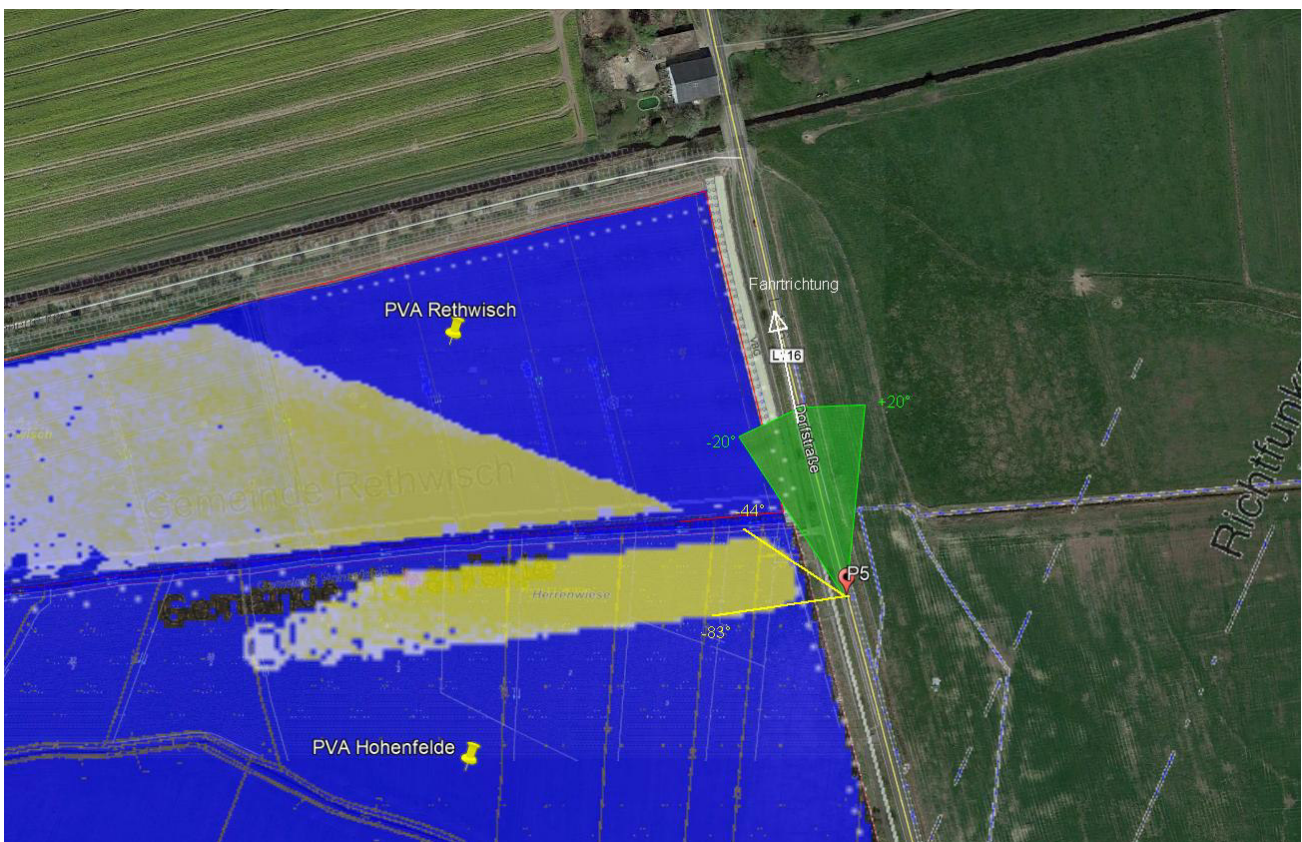


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Wie bereits erwähnt sind die hier dargestellten Werte der Einfallswinkel anhand der Ausdehnung der Fläche mit potentiellen Reflexionen auf Basis der Rohdaten ermittelt (gelb markierte Fläche) und sind als nicht exakte Näherungswerte anzusehen.

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südöstlich

Die Gebäude im Bereich von Messpunkt P6 südöstlich der PV Anlage Hohenfelde können aufgrund des Strahlenverlaufes rein rechnerisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Nach Bereinigung der Rohdaten sind Reflexionen allerdings nur an insgesamt 1773 Minuten pro Jahr bzw. an maximal 21 Minuten pro Tag nachweisbar.

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
04. Mai	09. August	21	1773	18:33	19:08

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

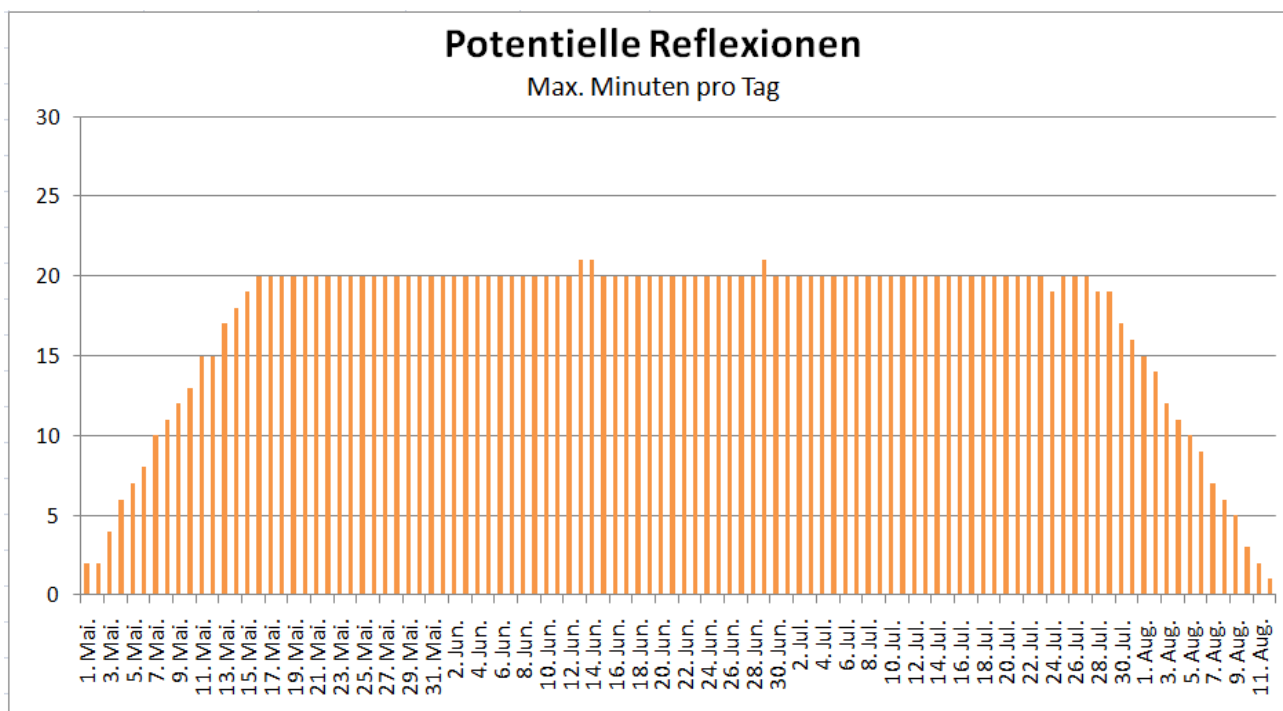


Bild 4.7.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

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

Darüber hinaus verdeutlicht die folgende Skizze, dass potentielle Reflexionen auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 300 m – 900 m zu vernachlässigen sind.

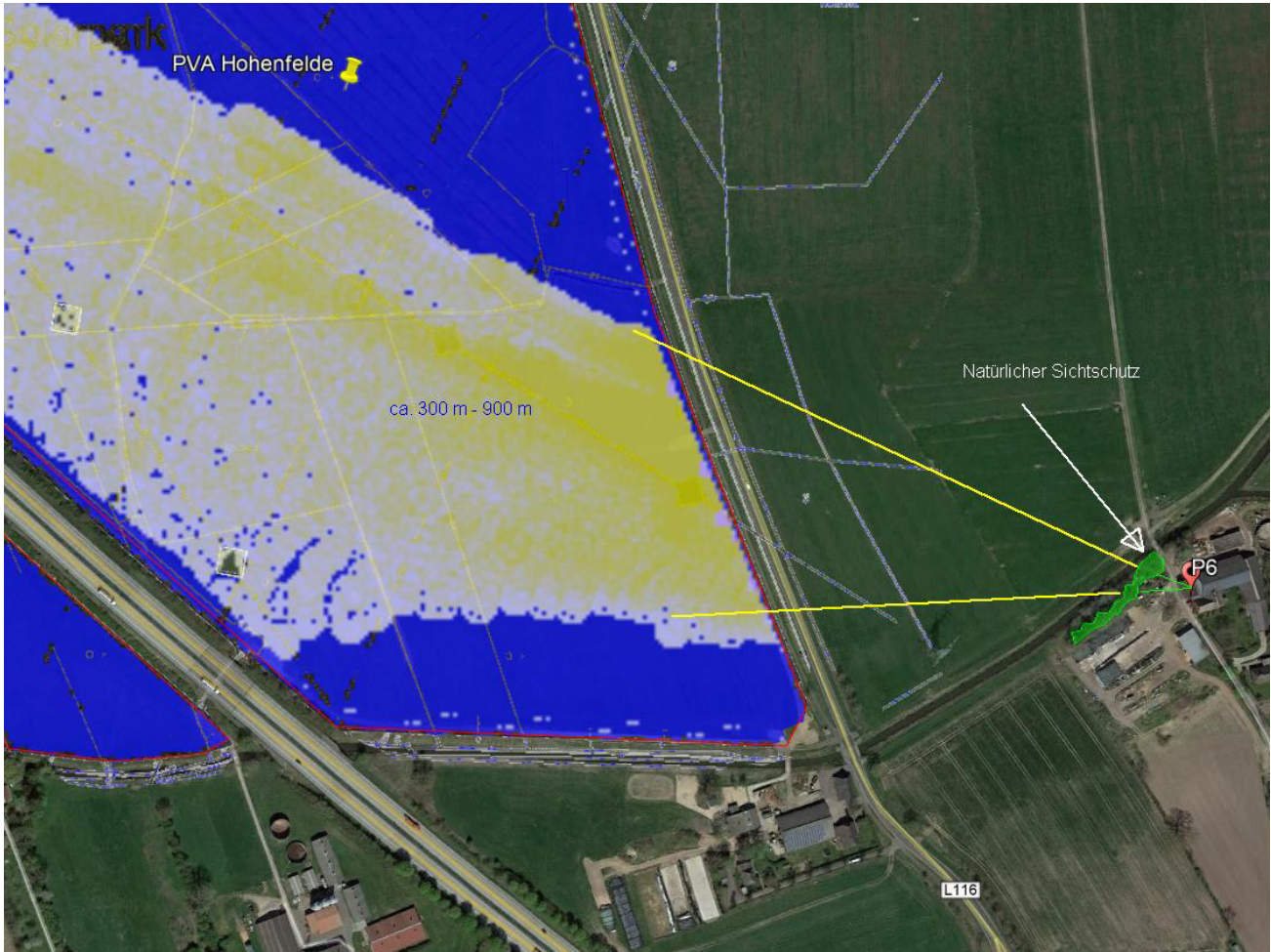


Bild 4.7.2: Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen wird die Leuchtdichte der Reflexionen reduziert. Die PV Anlage wäre – wenn überhaupt – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Es liegen aktuell keine weiteren Informationen über die örtlichen Gegebenheiten vor und daher wird der um die Gebäude befindliche natürliche Sichtschutz aus Büschen und Bäumen nicht berücksichtigt.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6. Die jeweiligen Farben (hier nur gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

PV Hohenfelde - 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.
- 3,049 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

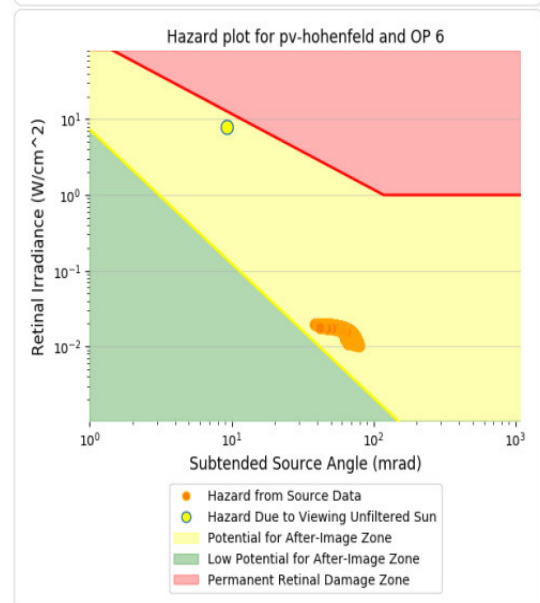
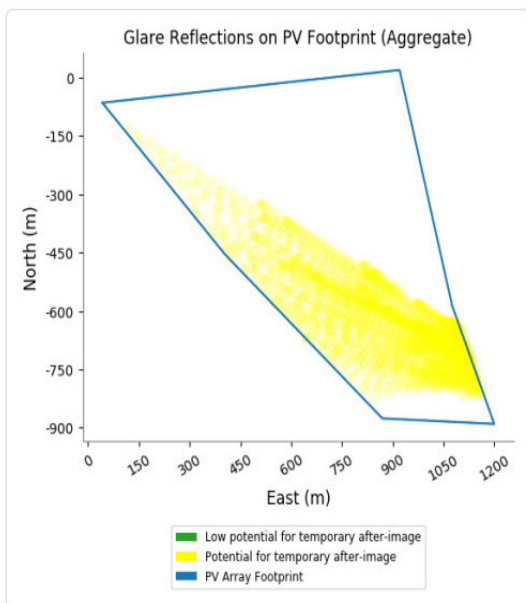
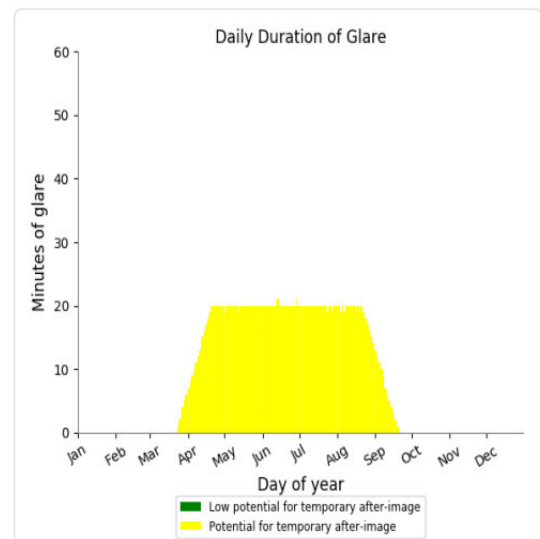
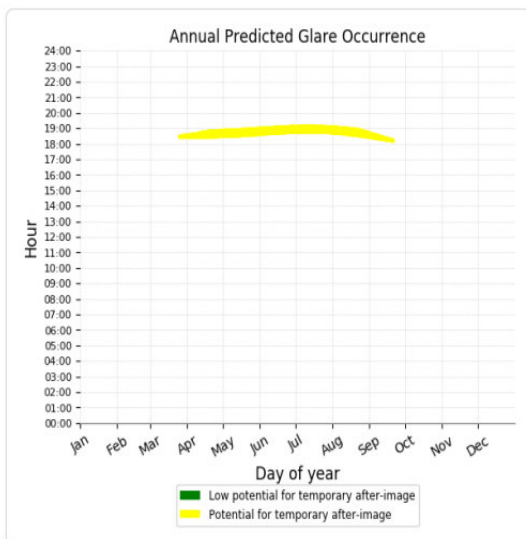


Bild 4.7.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.8 Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude südlich

Messpunkt P7 im Bereich der Gebäude südöstlich der PV Anlage Hohenfelde kann aufgrund des Strahlenverlaufes rein rechnerisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Zwischen dem 04. Mai und dem 08. August an insgesamt 2036 Minuten pro Jahr und an max. 25 Minuten pro Tag, abends zwischen 18:33 - 19:12 Uhr, können Reflexionen aus westlicher Richtung auftreten.

Die rechnerisch ermittelten Werte liegen zwar ca. 13 % über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie aber da die Reflexionen nur in einem schmalen Korridor auftreten, werden ggf. vorhandene Fenster nur seitlich gestreift. Es kommt evt. zu einer partiellen Raumaufhellung aber nicht zu einem direkten Lichteinfall und daher müssen die Ergebnisse relativiert werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P7

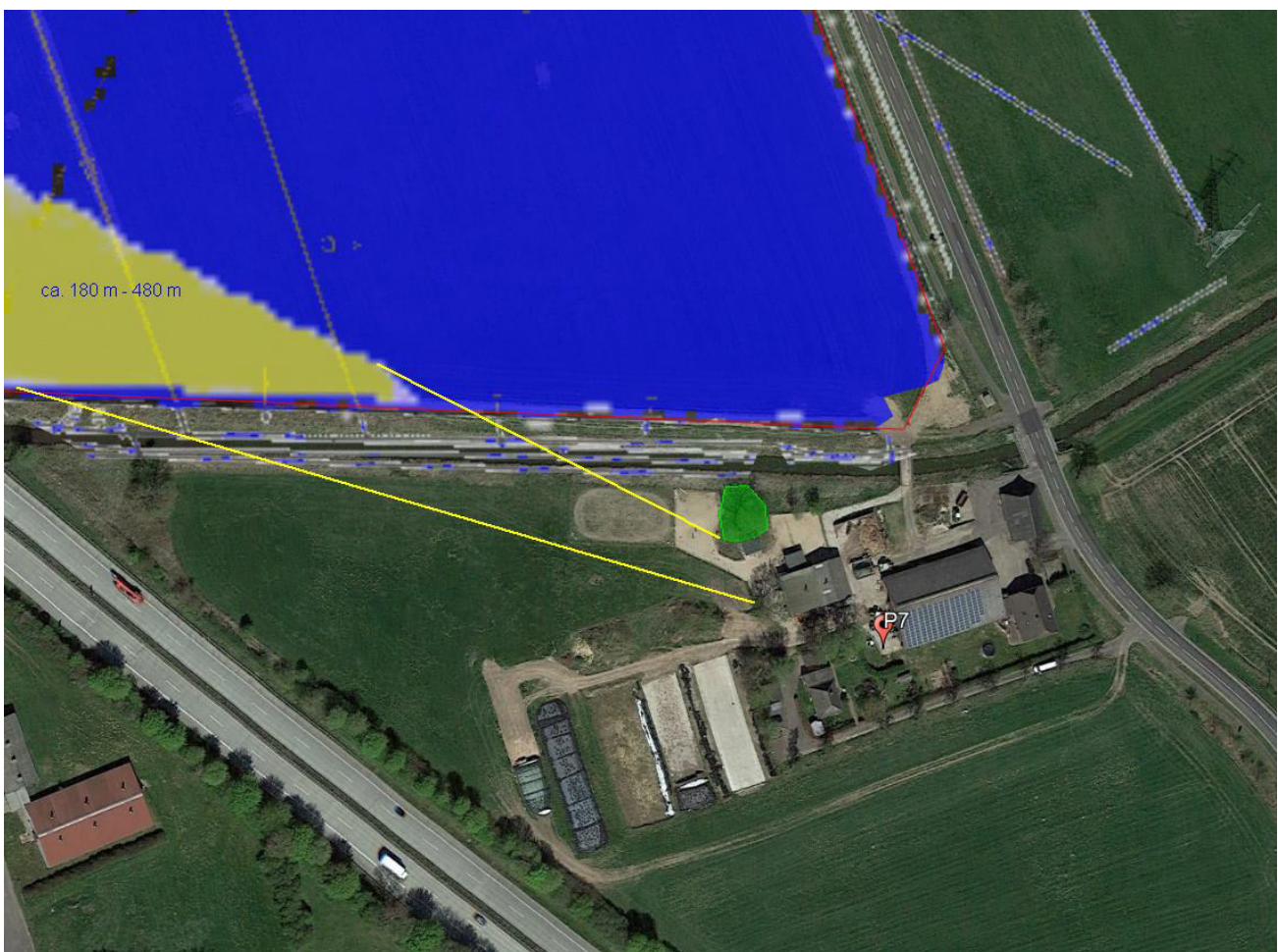


Bild 4.8.1: Simulation am Messpunkt P7 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Es liegen aktuell keine weiteren Informationen über die örtlichen Gegebenheiten vor und daher wird der vorhandene Sichtschutz durch andere Gebäude nicht berücksichtigt.

Zu Kontrollzwecken wurde auch ein Messpunkt im Bereich der Gebäude nördlich der PV Anlage (Rethwisch) analysiert. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann der Standort nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und die Simulation zeigt erwartungsgemäß keine Ergebnisse. Eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 7 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Hohenfelde/Rethwisch zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A23 eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Diese liegen allerdings überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Dies gilt auch für die östlich der PV Anlage verlaufende L116. Potentielle Reflexionen sind nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt in Richtung der Reflexionen geblickt wird. Selbst bei direktem Blick in die Reflexion über einen Zeitraum von ca. 10-15 Sekunden könnte sich eine Blendwirkung nur in Form von kurzzeitigen Nachbildern bemerkbar machen. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

Potentielle Reflexionen im Bereich der Gebäude südöstlich und südlich der PV Anlage sind aufgrund der geringen Dauer und/oder der großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen. Relevante Beeinträchtigungen von schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie sind nicht gegeben. 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.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Hohenfelde“ und „Rethwisch“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ 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 der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen der geplanten PV Anlage und auch von Anwohnern der umliegenden Gebäude kann 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. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

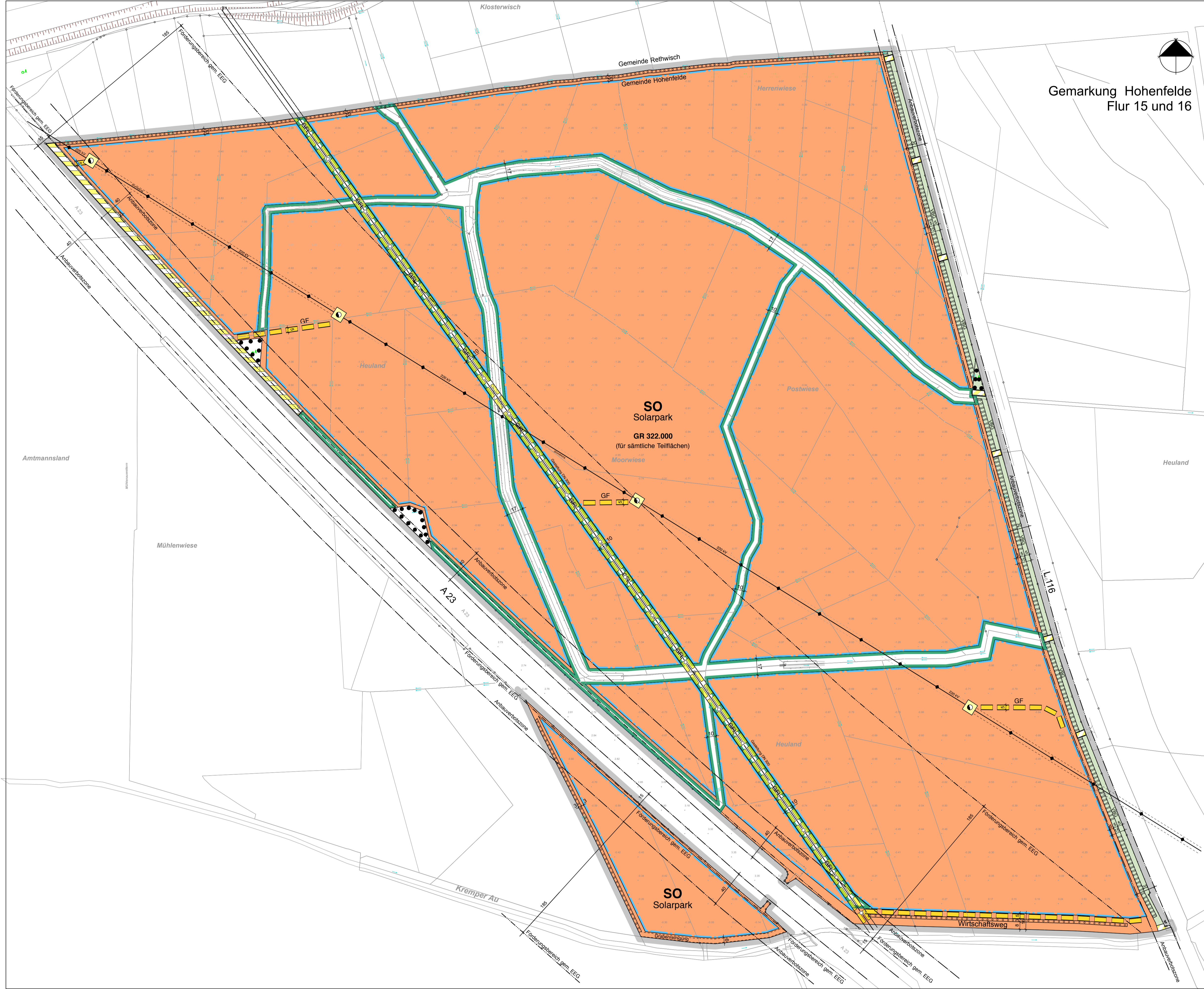
Hamburg, den 14.05.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

SATZUNG DER GEMEINDE HOHENFELDE ÜBER DEN VORHABENBEZOGENEN BEBAUUNGSPLAN NR. 10 „SOLARPARK HOHENFELDE“ MIT 2 TEIL-GELTUNGSBEREICHEN

I. Planzeichnung (Teil A)



M 1 : 2.000

Gemarkung Hohenfelde
Flur 15 und 16

Planzeichenerklärung

Es gilt die Planzeicherverordnung vom 18. Dezember 1990 (BGBl. 1991 I S. 58), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Mai 2017 (BGBl. I S. 1057) geändert worden ist.

Art der baulichen Nutzung	(§ 9 (1) 1 BauGB und §§ 1 bis 11 BauNVO)	Hauptversorgungsleitungen	(§ 9 (1) 13 BauGB)
SO Solarpark	Sonstige Sondergebiete (§ 11 BauNVO) hier mit der Zweckbestimmung „Solarpark“	— unterirdisch (z.B. Gasleitung DN 300) mit Sicherheitsstreifen	
		— oberirdisch (z.B. 220 kV-Freileitung)	
Maß der baulichen Nutzung	(§ 9 (1) 1 BauGB und §§ 16, 17, 19, 20, 21 BauNVO)	Grünflächen	(§ 9 (1) 15 BauGB)
GR 322.000	Grundflächen (GR) der baulichen Anlagen insgesamt als Höchstmaß (z.B. 322.000 m²)	VBG	Verkehrsbegleitgrün (VBG)
Bauweise, Baulinien, Baugrenzen	(§ 9 (1) 2 BauGB und §§ 22, 23 BauNVO)	Planungen, Nutzungsregelungen und Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Natur und Landschaft	(§ 9 (1) 20, 25 a/b BauGB)
Baugrenze		•••••	erhalten Bäume und Sträucher
Verkehrsflächen	(§ 9 (1) 4 und 11 BauGB)	○ ○ ○ ○ ○	anpflanzen Sträucher
Verkehrsflächen besonderer Zweckbestimmung (hier: private Verkehrsfläche / Zufahrt)		○ ○ ○ ○ ○	desgleichen auf schmalen Flächen
Straßenbegrenzungslinie		□	Flächen für Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Natur und Landschaft (s. textl. Festsetzung Nr. 6.1 Abs. 1)
Flächen für Versorgungsanlagen	(§ 9 (1) 12 BauGB)		
Leitungsmast (220 kV-Leitung) mit Arbeitsbereich			

Sonstige Planzeichen		
GF	Geh- Fahr- und Leitungsrechte	(§ 9 (1) 21 BauGB)
GF	desgleichen auf schmalen Flächen	
—	Grenze des räumlichen Geltungsbereiches	(§ 9 (7) BauGB)
Kennzeichnungen ohne Normcharakter		
11/1	Vorhandene Flurstücksgrenzen und Flurstücknummern	
x 0,8	Meßpunkte mit Höhenangaben in Metern über Normalnull (z.B. 0,8 m ü. NN)	
185	Förderbereich gem. EEG 2021 (zwischen 15 m und 200 m Abstand zur Fahrbahn)	
40	Anbauverbotszone (z.B. 40 m bei Autobahnen)	
—	Grabenpflegestreifen	

Planverfasser:
Planungsbüro Dierk Brockmüller
Städteplaner Architekten Hamburg
www.brockplan.de
Hamburg, den (Dipl.-Ing. Dierk Brockmüller)

II. Textliche Festsetzungen (Teil B)

Für die Ausführung dieses Bebauungsplans gelten nachstehende textliche Festsetzungen:

- Sonstiges Sondergebiet „SO Solarpark“** § 9 (1) 1 BauGB u. § 11 (2) BauNVO
Das als SO Solarpark festgesetzte Sonstige Sondergebiet dient der Errichtung einer großflächigen Photovoltaikanlage. Zulässig sind bauliche Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Sonnenenergie. Außerdem zulässig sind die erforderlichen technischen Nebenanlagen. Insbesondere sind dies die Solarmodultische, Transformatorgebäude und eine innere Umzäunung, aber auch Unterstände für Schafe.
- Begrenzte Nutzungsdauer** § 9 (2) BauGB
Die Nutzung als Sonstiges Sondergebiet „SO Solarpark“ ist auf einen Zeitraum von 30 Jahren ab der ersten Teil-Inbetriebnahme begrenzt. Nach Ablauf dieses Zeitraumes erlischt die Zulässigkeit dieser Nutzung und stattdessen wird die ursprüngliche Nutzungsart „Flächen für die Landwirtschaft“ gem. § 9 (1) 18 a BauGB erneut wirksam und der Bebauungsplan gilt danach als aufgehoben.
- Vorhabenbezogene Festsetzungen** § 12 (3a) i.V.m. § 9 (2) BauGB
Für den Bereich dieses vorhabenbezogenen Bebauungsplanes sind im Rahmen der festgesetzten Nutzungen nur solche Vorhaben zulässig, zu deren Durchführung sich der Vorhabenträger im Durchführungsvertrag verpflichtet. Änderungen des Durchführungsvertrages sind zulässig.
- Höhe baulicher Anlagen** § 18 BauNVO
(1) Die bauliche Höhe von Solarmodultischen ist auf max. 2,5 m und für Nebenanlagen, z.B. für Schafunterstände und Transformatorgebäude, auf max. 3,0 m begrenzt.
(2) Für die Umzäunung ist eine Höhe von max. 2,1 m zulässig. Zwischen Zaununterkante und der Bodenoberfläche muss ein Abstand von mindestens 15 cm eingehalten werden.
(3) Als Bezugsfläche für die zulässige Bauhöhe der Solarmodultische und sämtlicher Nebenanlagen sowie der Zäune gilt die Geländeoberfläche am jeweiligen Standort.
- Maß der baulichen Nutzung** § 16 BauNVO
(1) Die Errichtung von Gebäuden, Solarmodultischen oder anderen Nebenanlagen, unter Ausnahme der Zäune, ist ausschließlich innerhalb der durch Baugrenzen definierten überbaubaren Grundstücksfläche zulässig.
(2) Die für das Sonstige Sondergebiet (SO) festgesetzte Grundfläche GR 322.000 stellt die maximal zulässige Überdeckung durch Solar-Modultische sowie Nebenanlagen wie z.B. Schafunterstände und Trafostationen dar. Das Maß der zulässigen Bodenversiegelung beträgt jedoch nur 2 % der zulässigen Überdeckung (s. textl. Festsetzung 6.4).
- Grünordnung** § 9 (1) 15, 20, 25 und § 9 (1a) BauGB
6.1 Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft
(1) Die Freiflächen, auch zwischen und unter den Solarmodultischen, sind als extensives Grünland, und zwar als Mähwiese oder Schafweide, mit Grassaaten anzulegen und dauerhaft zu unterhalten.
(2) Als Mäh- oder Blühwiesen sind die Flächen regelmäßig zu mähen, mit dem ersten Schnitt nach dem 20. Juni. Das Mähgut ist zu entfernen. Pflegeumbrüche, Nachsaat, Walzen, Schleppen und der Einsatz von Pflanzenschutz- und Düngemitteln, einschließlich Klärschlamm und Gärsubstraten aus Biogasanlagen, sind nicht zulässig.
(3) Die als Verkehrsbegleitgrün (VBG) entlang der Landesstraße L116 festgesetzten Flächen sind als Blühwiesen anzulegen, dauerhaft zu erhalten und nach Bedarf regelmäßig zu mähen.
6.2 Anpflanzung von Sträuchern § 9 (1) 25 a BauGB
(1) Die Flächen zum Anpflanzen von Bäumen, Sträuchern und sonstigen Bepflanzungen sind mit standortgerechten, heimischen Laubgehölzen entsprechend der nachfolgenden Pflanzliste für Sträucher zu bepflanzen, dauerhaft zu erhalten und zu pflegen. Bei Verlust ist Ersatz an gleicher Stelle zu pflanzen. Die Bepflanzung ist 2-reihig bis 3-reihig mit einem Pflanzabstand von 1 m vorzunehmen.
6.3 Liste der standorttypischen Sträucher:
- Echte Brombeere *Rubus fruticosus*
- Faulbaum *Rhamnus frangula*
- Gemeiner Weißdorn *Crataegus monogyna*
- Gewöhnlicher Schneeball *Viburnum opulus*
- Hasel *Corylus avellana*
- Hundrose *Rosa canina*
- Purpur-Weide *Salix purpurea*
- Ohrweide *Salix aurita*
- Salweide *Salix caprea*
- Korb-Weide *Salix viminalis*
- Asch-Weide *Salix cinerea*
- Pfaffenhütchen *Euonymus europaeus*
- Roter Hartriegel *Cornus sanguinea*
- Schliehe *Prunus spinosa*
- Schwarzer Holunder *Sambucus nigra*
6.4 Maximale Bodenversiegelung § 9 (1) 20 BauGB
Der Anteil der zulässigen vollständigen Bodenversiegelung im Sonstigen Sondergebiet (SO) durch Nebenanlagen und Verkehrsflächen beträgt maximal 2 % der mit GR 322.000 festgesetzten Grundfläche (= 6.440 m²).
- Geh-, Fahr- und Leitungsrechte** (§ 9 (1) 21 BauGB)
(1) Die mit Leitungsrecht zu belastende Fläche dient dem Schutz einer vorhandenen Gasleitung der Gaslinie. Die Überbrückung der Gasleitung durch Solarmodultische ist nicht zulässig.
(2) Die mit Geh- und Fahrrechten belasteten Flächen zugunsten der jeweils genannten begünstigten Unternehmen gelten für den gesamten Geltungsbereich und dabei für alle befahrbaren oder begehbaren Bereiche.

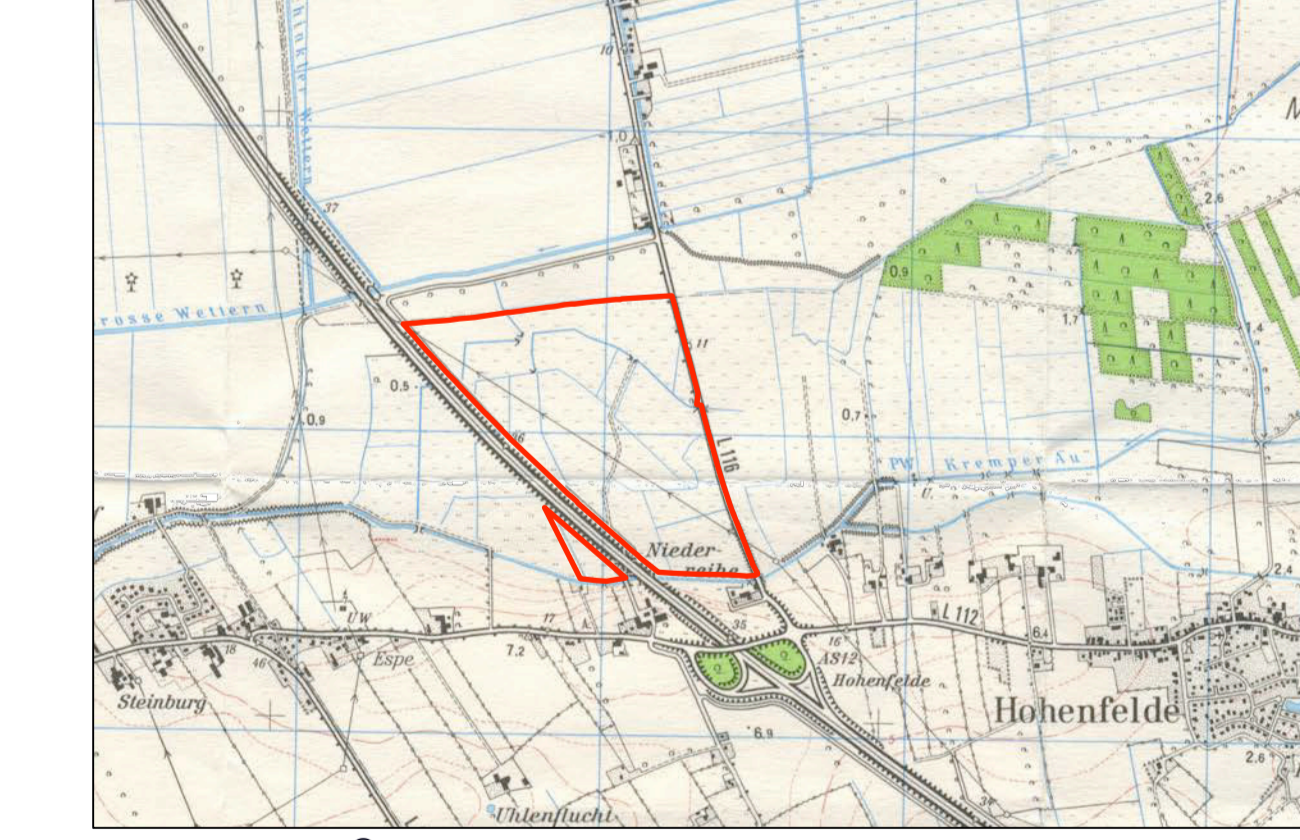
III. Hinweise

- Trafostationen mit wassergefährdenden Stoffen**
Bei der Bauantragstellung ist zu berücksichtigen, dass Trafostationen mit Ölaufangwannen nicht ins Erdreich eingebaut werden sollten. Andernfalls unterliegen sie der wiederkehrenden Prüfpflicht nach der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (VAWS).
- Artenschutz und Bauzellenregelung**
Sowohl innerhalb der Geltungsbereiche dieses Bebauungsplanes als auch in den angrenzenden Feldern können Wiesenvögel unterschiedlicher Arten brüten, wie z.B. Feldlerchen. Gemäß § 44 (1) BNatSchG ist es u. a. verboten, wild lebende Tiere der streng geschützten Arten und der europäischen Vogelarten während der Fortpflanzungs-, Aufzucht- und Mauserzeiten, erheblich zu stören (Zugriffsverbote). Um eine Störung der Vögel zu vermeiden, sind Baufeldfreimachungen und Bautätigkeiten innerhalb der Vogelbrutzeit in der Zeit vom 1. März bis einschließlich 31. Juli nur zulässig, wenn mit geeigneten Methoden nachgewiesen wird, dass sich zum Zeitpunkt des Baubeginns keine artenschutzrechtlich relevanten Arten im Baufeld aufhalten.
- Archäologische Bodenfunde** (§ 15 DSchG)
Wer Kulturdenkmale entdeckt oder findet, hat dies unverzüglich unmittelbar oder über die Gemeinde der oberen Denkmalschutzbehörde mitzuteilen. Die Verpflichtung besteht ferner für die Eigentümerin oder den Eigentümer und die Besitzerin oder den Besitzer des Grundstücks oder des Gewässers, auf oder in dem der Fundort liegt, und für die Leiterin oder den Leiter der Arbeiten, die zur Entdeckung oder zu dem Fund geführt haben. Die Mitteilung einer oder eines der Verpflichteten befreit die übrigen. Die nach Satz 2 Verpflichteten haben das Kulturdenkmal und die Fundstätte in unverändertem Zustand zu erhalten, soweit es ohne erhebliche Nachteile oder Aufwendungen von Kosten geschehen kann. Diese Verpflichtung erlischt spätestens nach Ablauf von vier Wochen seit der Mitteilung Archäologische Kulturdenkmale sind nicht nur Funde, sondern auch dingliche Zeugnisse wie Veränderungen und Verfärbungen in der natürlichen Bodenbeschaffenheit.

Verfahrensvermerke

- Aufgestellt aufgrund des Aufstellungsbeschlusses der **Gemeindevertretung** vom **30.09.2020**. Die ortsübliche Bekanntmachung des Aufstellungsbeschlusses erfolgte durch Aushang an den Bekanntmachungsstellen vom bis zum
- Die frühzeitige Beteiligung der Öffentlichkeit nach § 3 Abs. 1 Satz 1 BauGB wurde am durchgeführt.
- Die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange, die von der Planung berührt sein können, wurden gemäß § 4 Abs. 1 i.V.m. § 3 Abs. 1 BauGB am unterrichtet und zur Abgabe einer Stellungnahme bis zum aufgefordert.
- Die **Gemeindevertretung** hat am den Entwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplanes Nr. 10 „Solarpark Hohenfelde“ und die Begründung beschlossen und zur Auslegung bestimmt.
- Der Entwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplanes, bestehend aus der Planzeichnung (Teil A) und dem Text (Teil B), sowie die Begründung haben in der Zeit vom bis während folgender Zeiten, **Mo bis Fr von 8:00 bis 12:00 Uhr sowie Do von 14:00 bis 16:00 Uhr und Di von 14:00 bis 18:00 Uhr**, nach § 3 Abs. 2 BauGB öffentlich ausliegen. Die öffentliche Auslegung wurde mit dem Hinweis, dass Stellungnahmen während der Auslegungsfrist von allen Interessierten schriftlich oder zur Niederschrift abgegeben werden können, vom bis zum durch Aushang an den Bekanntmachungsstellen ortsüblich bekannt gemacht. **Der Inhalt der Bekanntmachung der Auslegung der Planentwürfe und die nach § 3 Absatz 2 BauGB auszuliegenden Unterlagen wurden unter „www.....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 zur Abgabe einer Stellungnahme aufgefordert.
Hohenfelde, den Der Bürgermeister
- Es wird bescheinigt, dass alle im Liegenschaftskataster nachgewiesenen Flurstücksgrenzen und -bezeichnungen sowie Gebäude in den Planunterlagen enthalten und maßstabsgerecht dargestellt sind.
Itzehoe, den Öffentlich bestellter Vermessungsingenieur
- Die **Gemeindevertretung** hat die abgegebenen Stellungnahmen der Öffentlichkeit und der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange am geprüft. Das Ergebnis wurde mitgeteilt.
Hohenfelde, den Der Bürgermeister
- Die **Gemeindevertretung** hat den vorhabenbezogenen Bebauungsplan Nr. 10 „Solarpark Hohenfelde“, bestehend aus der Planzeichnung (Teil A) und dem Text (Teil B), am als Satzung beschlossen und die Begründung durch Beschluss gebilligt.
Hohenfelde, den Der Bürgermeister
- Der Satzungsbeschluss über den vorhabenbezogenen Bebauungsplan Nr. 10 „Solarpark Hohenfelde“ durch die **Gemeindevertretung** sowie die Internetadresse der Gemeinde und Stelle, bei denen der Plan, die Begründung und die zusammenfassende Erklärung auf Dauer während der Öffnungszeiten für den Publikumsverkehr von allen Interessierten eingesehen werden kann und über den Inhalt Auskunft zu erhalten ist, sind vom bis zum durch Aushang an den Bekanntmachungsstellen ortsüblich bekannt gemacht worden. In der Bekanntmachung ist auf die Möglichkeit, eine Verletzung von Verfahrens- und Formvorschriften und von Mängeln der Abwägung einschließlich der sich ergebenden Rechtsfolgen (§ 215 Abs. 2 BauGB) sowie auf die Möglichkeit, Entschädigungsansprüche geltend zu machen und das Erlöschen dieser Ansprüche (§ 44 BauGB) hingewiesen worden. Auf die Rechtswirkungen des § 4 Abs. 3 GO wurde ebenfalls hingewiesen. Die Satzung ist mithin am in Kraft getreten.
Hohenfelde, den

Übersichtsplan M 1 : 50.000



Gemeinde Hohenfelde
Amt Horst-Herzhorn
Kreis Steinburg
Vorhabenbezogener Bebauungsplan Nr. 10
"Solarpark Hohenfelde"
mit 2 Teil-Geltungsbereichen
Vorentwurf
19.04.2021

GEMEINDE RETHWISCH • FLÄCHENNUTZUNGSPLAN • 3. ÄNDERUNG

Verfahrensvermerke

1. Aufgestellt aufgrund des Aufstellungsbeschlusses der **Gemeindevertretung** vom **11.03.2021**. Die ortsübliche Bekanntmachung des Aufstellungsbeschlusses erfolgte durch Aushang an den Bekanntmachungstafeln vom bis zum
2. Die frühzeitige Beteiligung der Öffentlichkeit nach § 3 Abs. 1 Satz 1 BauGB wurde am durchgeführt.
3. Die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange, die von der Planung berührt sein können, wurden gemäß § 4 Abs. 1 i.V.m. § 3 Abs. 1 BauGB am unterrichtet und zur Abgabe einer Stellungnahme aufgefordert.
4. Die **Gemeindevertretung** hat am den Entwurf der **3. Änderung** des Flächennutzungsplanes und die Begründung beschlossen und zur Auslegung bestimmt.
5. Der Entwurf der **3. Änderung** des Flächennutzungsplanes und die Begründung haben in der Zeit vom bis während nachfolgender Zeiten nach § 3 Abs. 2 BauGB öffentlich ausgelegt: **Mo bis Fr von 8:00 bis 12:00 Uhr, Mo und Do von 14:00 bis 16:00 Uhr und Di von 14:00 bis 18:00 Uhr**. Die öffentliche Auslegung wurde mit dem Hinweis, dass Stellungnahmen während der Auslegungsfrist

von jedermann schriftlich oder zur Niederschrift geltend gemacht werden können, vom bis zum durch Aushang ortsüblich bekannt gemacht.
Der Inhalt der Bekanntmachung der Auslegung der Planentwürfe und die nach § 3 Absatz 2 BauGB auszulegenden Unterlagen wurden unter „www.....de“ zur Beteiligung der Öffentlichkeit zusätzlich ins Internet eingestellt.

6. Die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange, die von der Planung berührt sein können, wurden gemäß § 4 Abs. 2 BauGB am zur Abgabe einer Stellungnahme aufgefordert.
7. Die **Gemeindevertretung** hat die abgegebenen Stellungnahmen der Öffentlichkeit und der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange am geprüft. Das Ergebnis wurde mitgeteilt.
8. Die **Gemeindevertretung** hat die **3. Änderung** des Flächennutzungsplanes am beschlossen und die Begründung durch Beschluss gebilligt.
9. Das Ministerium für Inneres, ländliche Räume und Integration des Landes Schleswig-Holstein hat die **3. Änderung** des Flächennutzungsplanes mit Bescheid vom , Az.: - mit Nebenbestimmungen und Hinweisen - genehmigt.

10. Die **Gemeindevertretung** hat die Nebenbestimmungen durch Beschluss vom erfüllt, die Hinweise sind beachtet. Das Ministerium für Inneres, ländliche Räume und Integration des Landes Schleswig-Holstein hat die Erfüllung der Nebenbestimmungen mit Bescheid vom , Az.: , bestätigt.

11. Die Erteilung der Genehmigung der **3. Änderung** des Flächennutzungsplanes sowie die Internetadresse der Gemeinde und Stelle, bei denen der Plan mit der Begründung und der zusammenfassenden Erklärung auf Dauer während der Sprechstunden von allen Interessierten eingesehen werden kann und die über den Inhalt Auskunft erteilt, wurden am (vom bis) ortsüblich bekannt gemacht. In der Bekanntmachung wurde auf die Möglichkeit einer Geltendmachung von Verfahrens- und Formverstößen und von Mängeln der Abwägung sowie auf die Rechtsfolgen (§ 215 Abs. 2 BauGB) hingewiesen. Die **3. Änderung** des Flächennutzungsplanes wurde mithin am wirksam.

Rethwisch, den
 (Der Bürgermeister)

Kartengrundlage:
 Amtliche Karte 1 : 5.000 (AK5)
 Quelle: Auszug aus den Geobasisdaten der Vermessungs- und Katasterverwaltung des Landes Schleswig-Holstein
 © 2020 LVerGeoSH.schleswig-holstein
 (25337 Elmshorn)

Planverfasser:
 Die Änderung des Flächennutzungsplanes wurde ausgearbeitet von:
Planungsbüro Dierr Brockmöller
 Städteplaner Architekt Hamburg
 www.brockplan.de
 Hamburg, den
 (Dipl. Ing. Dierr Brockmöller)

Planzeichenerklärung

Es gilt die Planzeichenerverordnung vom 18. Dezember 1990 (BGBl. 1991 I S. 58), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Mai 2017 (BGBl. I S. 1057) geändert worden ist.

Art der baulichen Nutzung (§ 5 (2) 1 BauGB)

SO Solarpark
 Sondergebiet für Photovoltaikanlagen (§ 1 (2) 10 BauNVO)

Hauptversorgungs- und Hauptabwasserleitungen (§ 5 (2) 4 u. Abs. 4 BauGB)

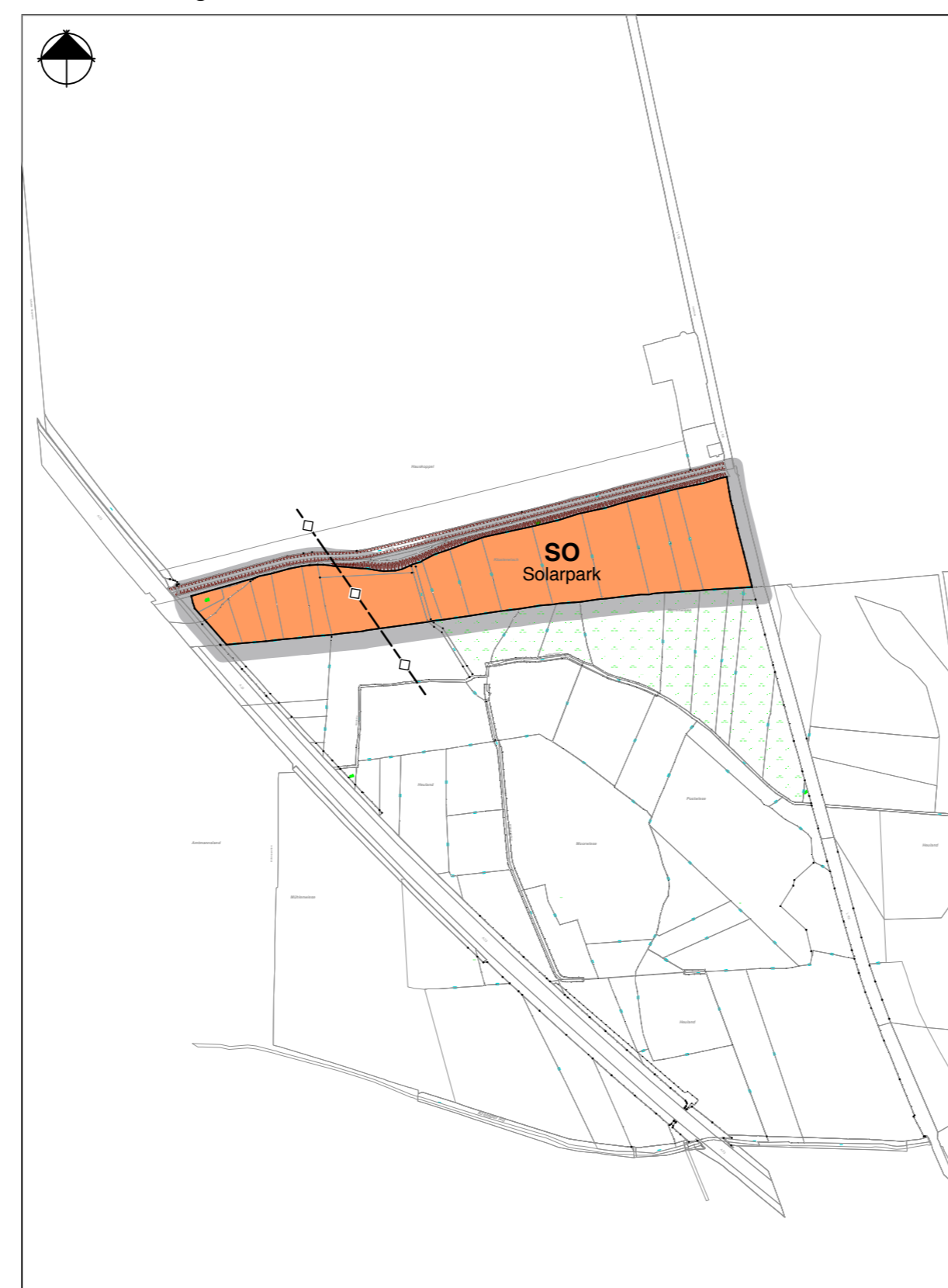
—◇—◇—◇— Unterirdische Leitung (hier: Erdgastransportleitung)

Sonstige Planzeichen

— Umgrenzung des Änderungsbereiches

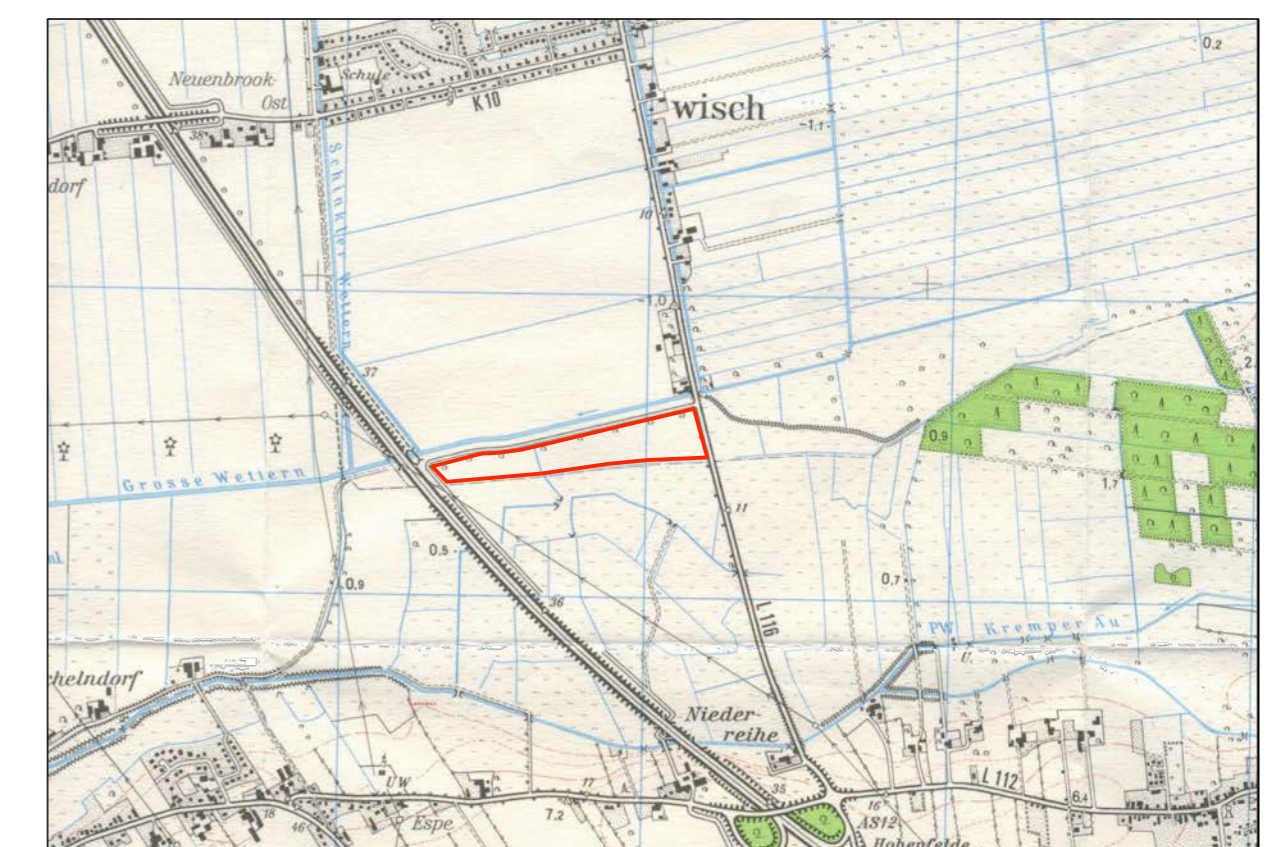
Planzeichnung

M 1 : 10.000



Übersichtsplan

M 1 : 50.000



Kartengrundlage TK25 © 2020 GeoBasis-DE/LVerGeoSH (www.LVerGeoSH.schleswig-holstein.de)

Gemeinde Rethwisch
 Amt Krempermarsch
 Kreis Steinburg

Flächennutzungsplan
 3. Änderung

Vorentwurf

Stand: 19.04.2021

60M HC 430-450 Watt

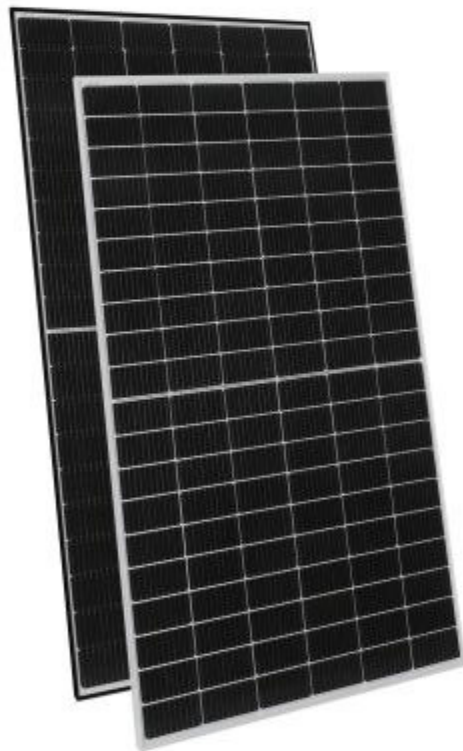
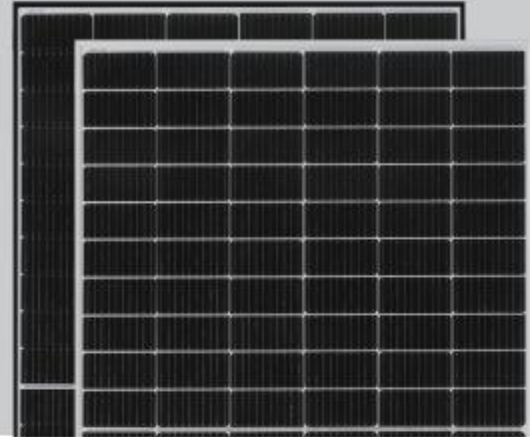
MONOCRYSTALLINE MODULE

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).

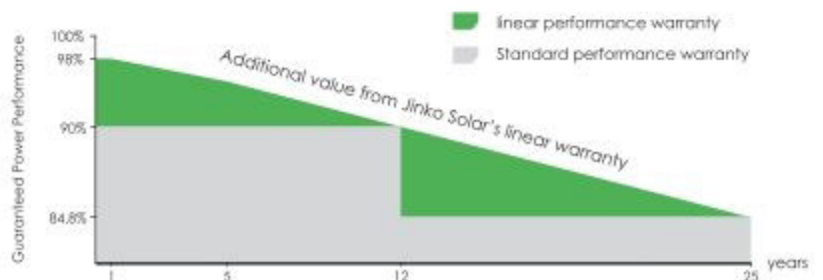


Durability Against Extreme Environmental Conditions

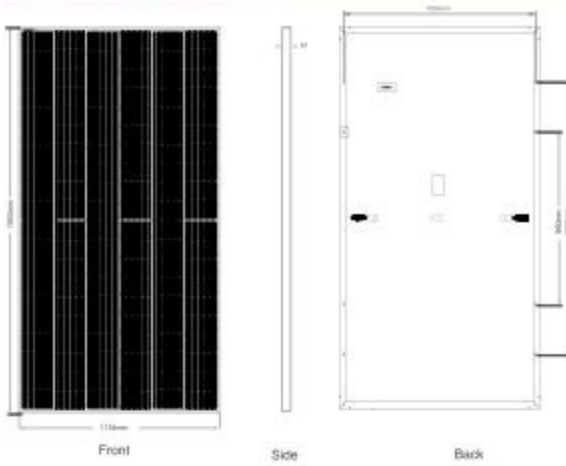
High salt mist and ammonia resistance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

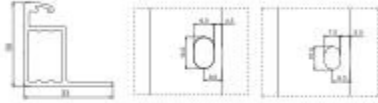
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings



1:1



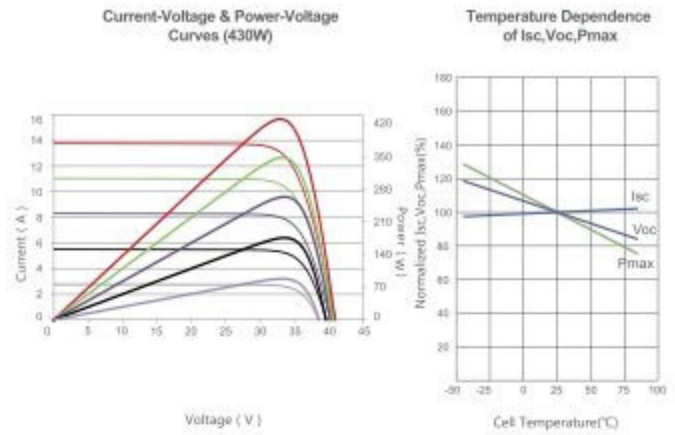
Length: $\pm 2\text{mm}$
 Width: $\pm 2\text{mm}$
 Height: $\pm 1\text{mm}$
 Row Pitch: $\pm 2\text{mm}$

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 ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	MM430-60HLD-MB MM430-60HLD-MBV		MM435-60HLD-MB MM435-60HLD-MBV		MM440-60HLD-MB MM440-60HLD-MBV		MM445-60HLD-MB MM445-60HLD-MBV		MM445-60HLD-MB MM445-60HLD-MBV	
	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/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s
 • Power measurement tolerance: $\pm 3\%$

PV Projekt

Hohenfelde

Site description:

Created May 12, 2021
Updated May 12, 2021
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 53599.1215

Project type V1
Project status: active



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² 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 1**
- 2-Mile Flight Path: **Version 1**
- Route: **Version 1**

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 Hohefelde West	20.0	180.0	4,608	5,667	-
PV Hohenfelde	20.0	180.0	0	21,441	-
PV Rethwisch	20.0	180.0	0	3,111	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 681,870 m²

Name: PV Hohenfelde West
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 19,957 m²
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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.847557	9.590226	-0.41	2.00	1.59
2	53.847557	9.590569	0.76	2.00	2.76
3	53.845696	9.594142	2.62	2.00	4.62
4	53.845589	9.593262	1.39	2.00	3.39
5	53.845570	9.592446	1.09	2.00	3.09
6	53.845646	9.591813	1.97	2.00	3.97

Name: PV Hohenfelde
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 539,908 m²
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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.853209	9.582479	0.64	2.00	2.64
2	53.853968	9.595826	-0.56	2.00	1.44
3	53.848525	9.598186	-0.89	2.00	1.11
4	53.845791	9.600075	2.70	2.00	4.70
5	53.845918	9.595053	0.94	2.00	2.94
6	53.849715	9.587972	1.93	0.00	1.93

Name: PV Rethwisch
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 122,006 m²
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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.853788	9.581842	2.32	2.00	4.32
2	53.854053	9.582357	2.29	2.00	4.29
3	53.854307	9.582378	1.65	2.00	3.65
4	53.854610	9.584717	1.09	2.00	3.09
5	53.854446	9.586584	0.81	2.00	2.81
6	53.854889	9.588494	0.22	2.00	2.22
7	53.855876	9.595167	1.13	2.00	3.13
8	53.854142	9.595811	-0.11	2.00	1.89
9	53.853345	9.582250	0.80	2.00	2.80

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.854082	9.580537	1.13	2.00	3.13
OP 2	53.848740	9.588863	3.14	2.00	5.14
OP 3	53.846120	9.593884	3.61	2.00	5.61
OP 4	53.847234	9.599506	0.43	2.00	2.43
OP 5	53.853563	9.596416	0.24	2.00	2.24
OP 6	53.846386	9.604205	5.64	2.00	7.64
OP 7	53.845196	9.599206	4.50	2.00	6.50

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 Hohefelde West	20.0	180.0	4,608	5,667	-	
PV Hohenfelde	20.0	180.0	0	21,441	-	
PV Rethwisch	20.0	180.0	0	3,111	-	

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-hohefelde (green)	0	95	631	248	310	355	338	254	484	340	0	0
pv-hohefelde (yellow)	0	0	502	650	402	383	348	587	702	46	0	0
pv-hohenfeld (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-hohenfeld (yellow)	0	0	47	828	1909	2371	2203	1260	208	0	0	0
pv-rethwisch (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-rethwisch (yellow)	0	0	28	620	532	542	549	668	172	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Hohefelde West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	3063	5288
OP: OP 4	11	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	4	0
OP: OP 7	1530	379

PV Hohefelde West - OP Receptor (OP 1)

No glare found

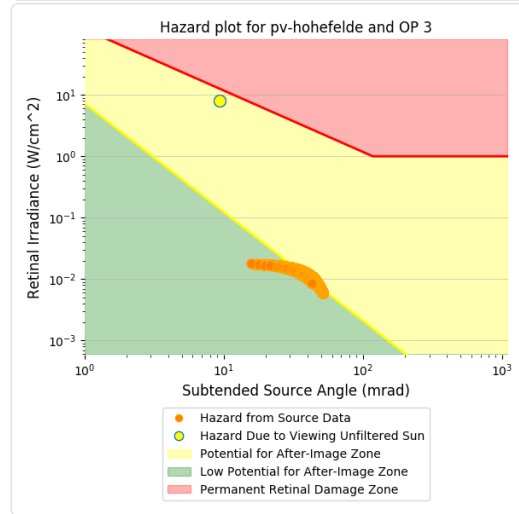
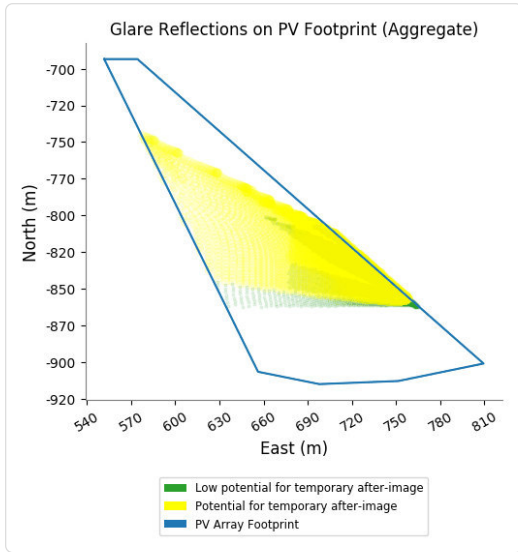
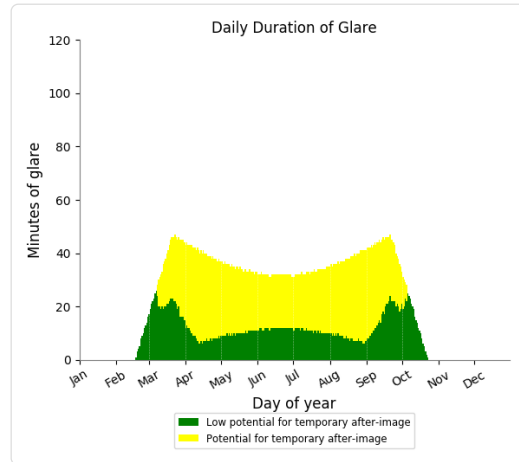
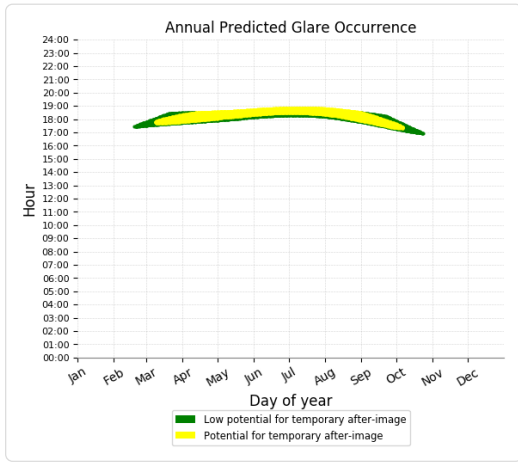
PV Hohefelde West - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Hohenfelde West - OP Receptor (OP 3)

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

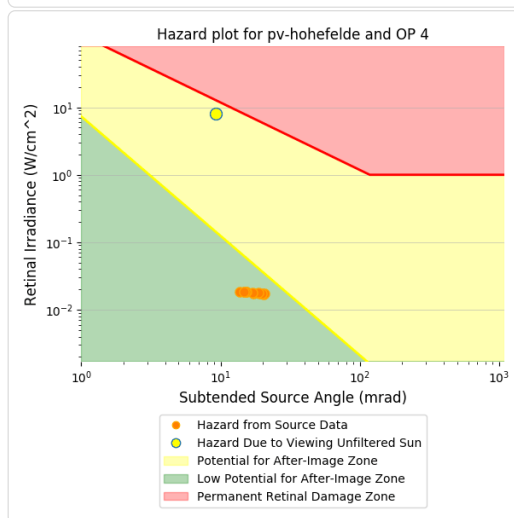
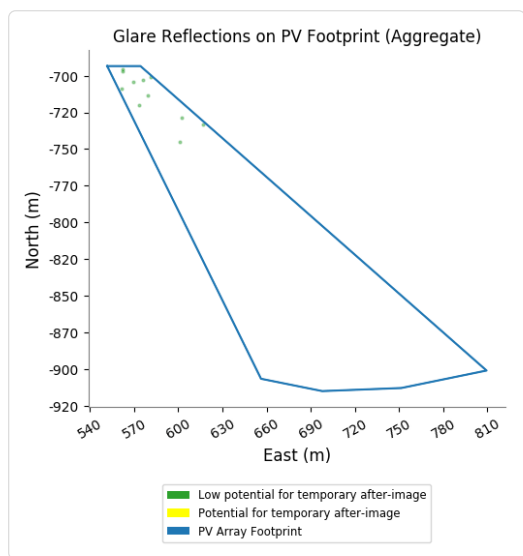
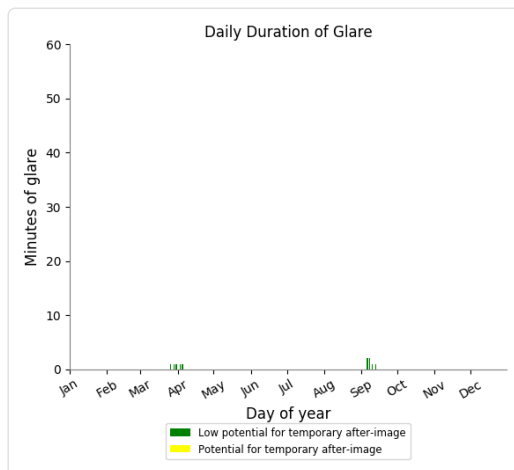
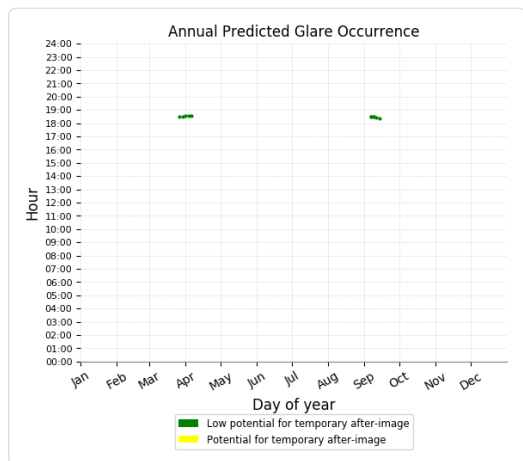
- 3,063 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,288 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde West - OP Receptor (OP 4)

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

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



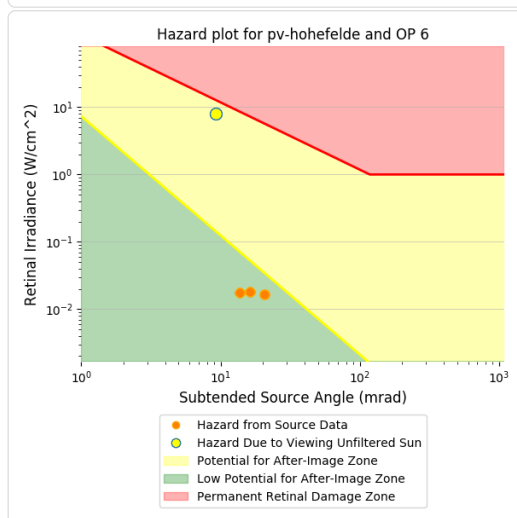
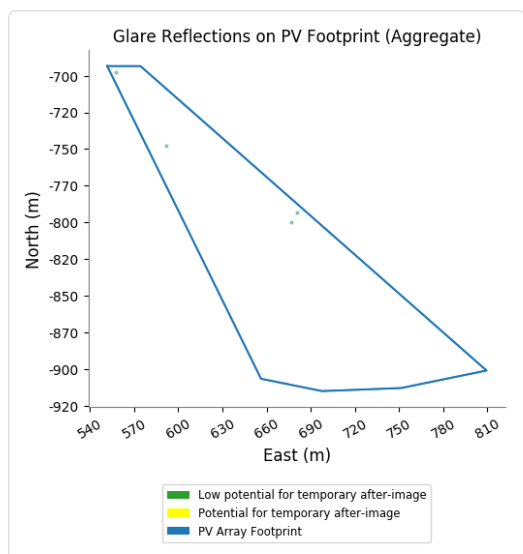
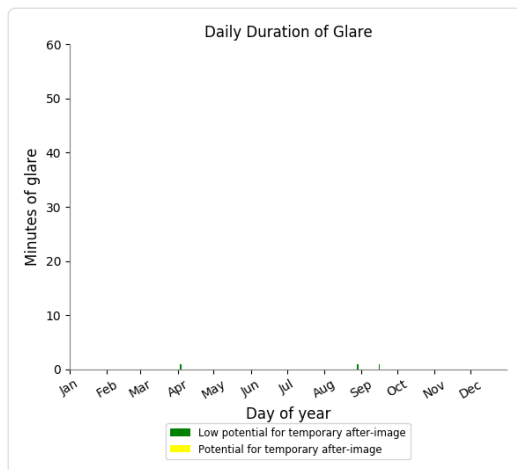
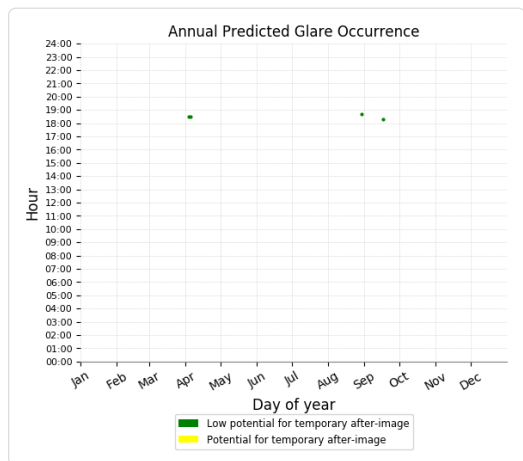
PV Hohenfelde West - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Hohenfelde West - OP Receptor (OP 6)

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

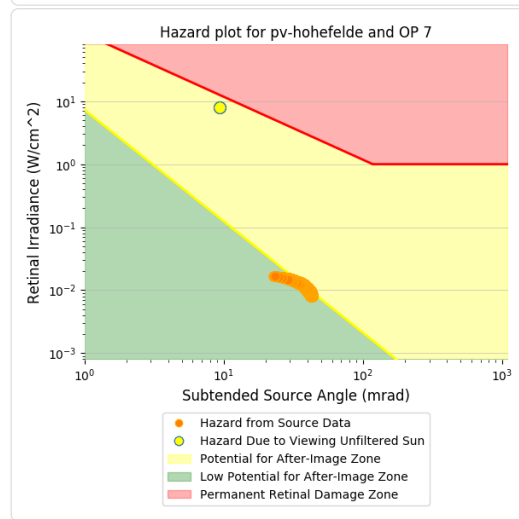
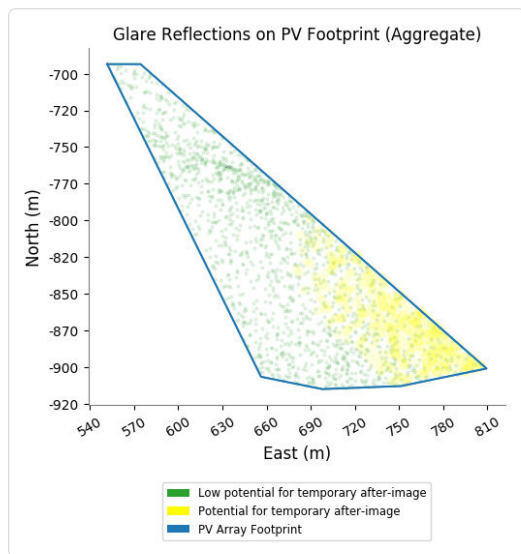
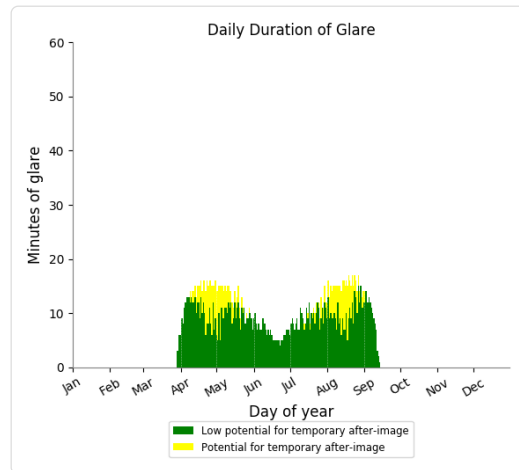
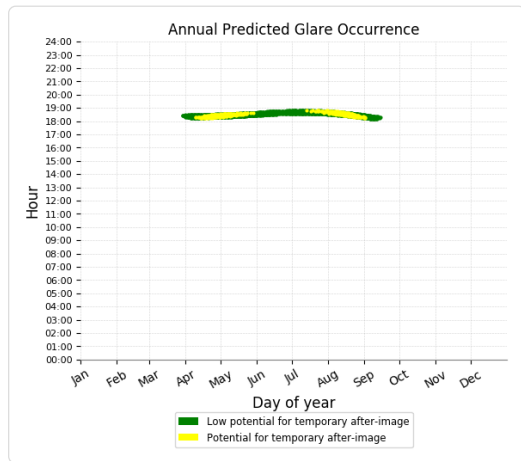
- 4 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde West - OP Receptor (OP 7)

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

- 1,530 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 379 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



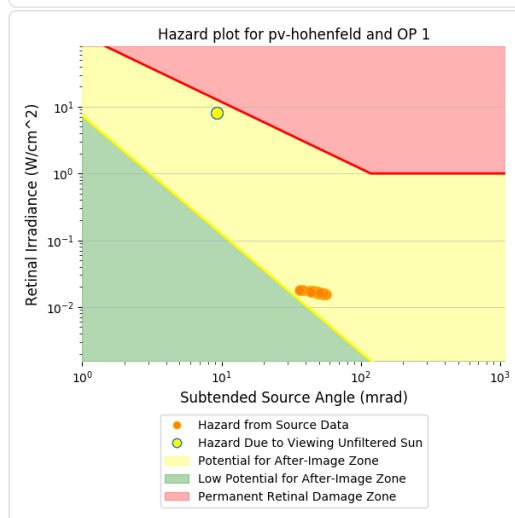
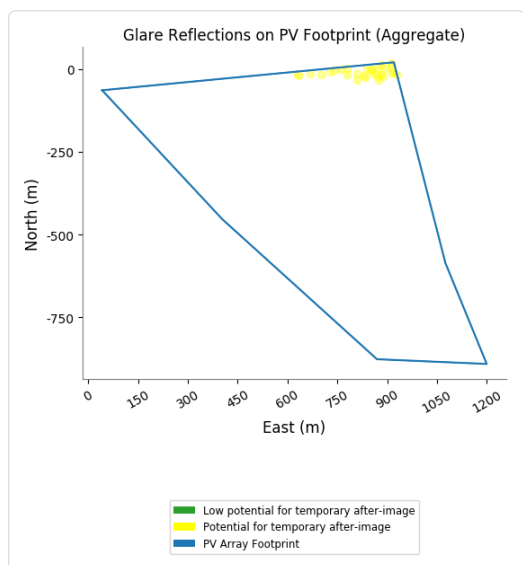
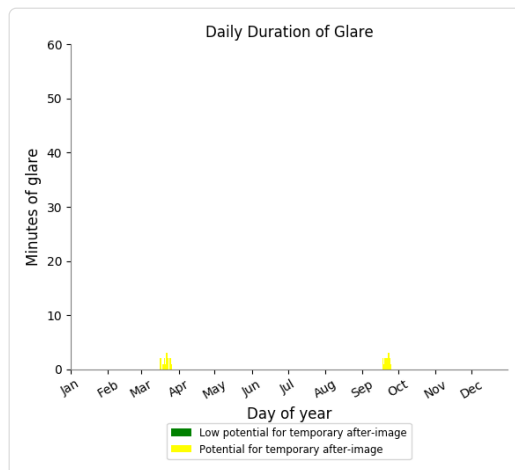
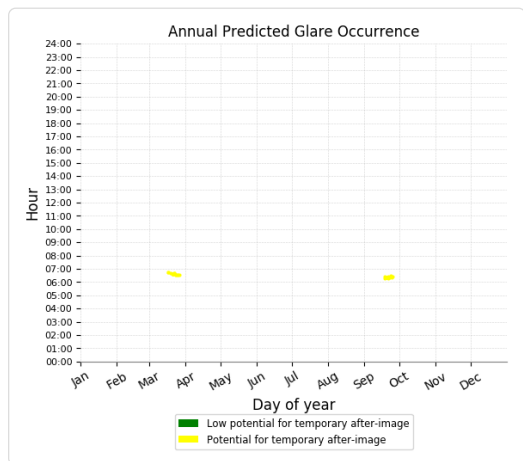
PV Hohenfelde potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	29
OP: OP 2	0	3106
OP: OP 3	0	4009
OP: OP 4	0	4829
OP: OP 5	0	3954
OP: OP 6	0	3049
OP: OP 7	0	2465

PV Hohenfelde - OP Receptor (OP 1)

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

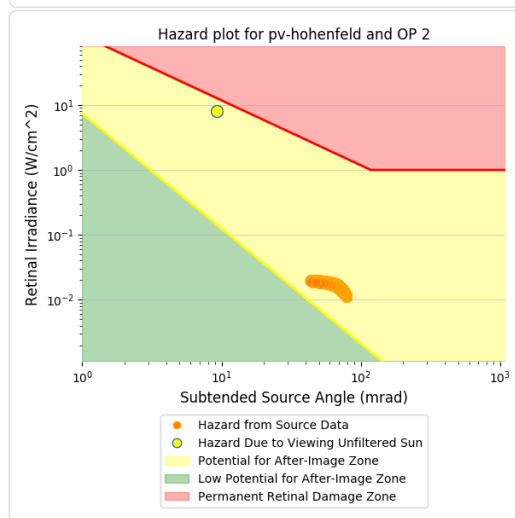
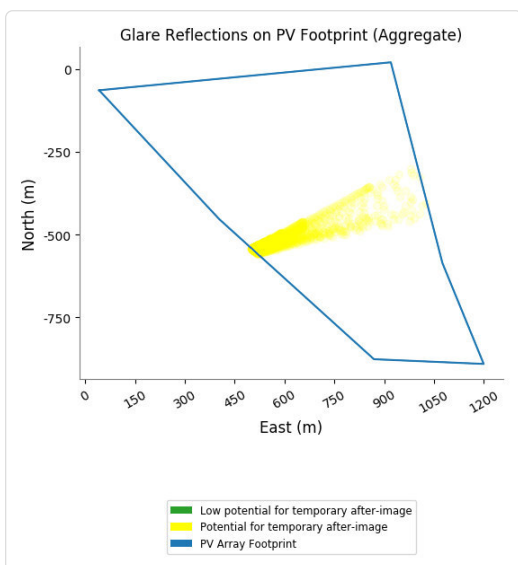
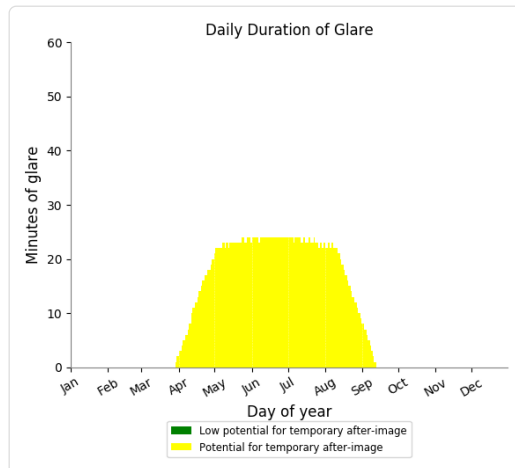
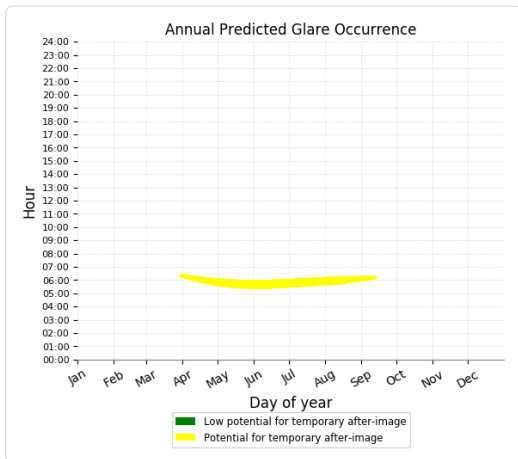
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 29 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde - OP Receptor (OP 2)

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

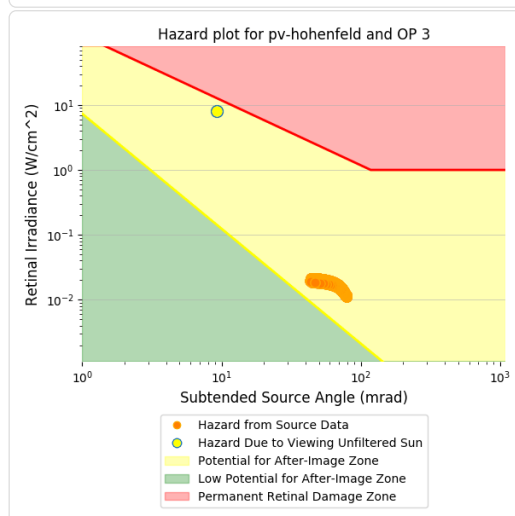
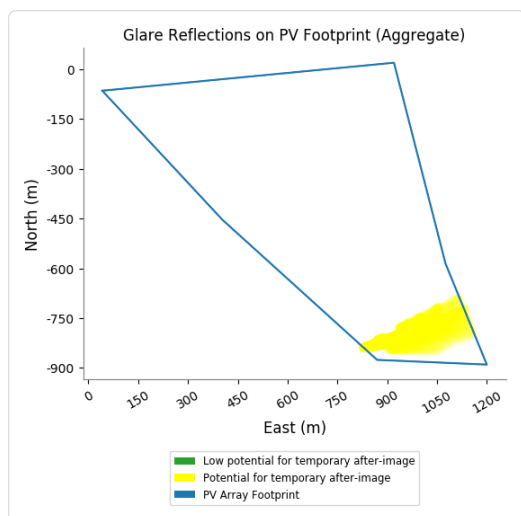
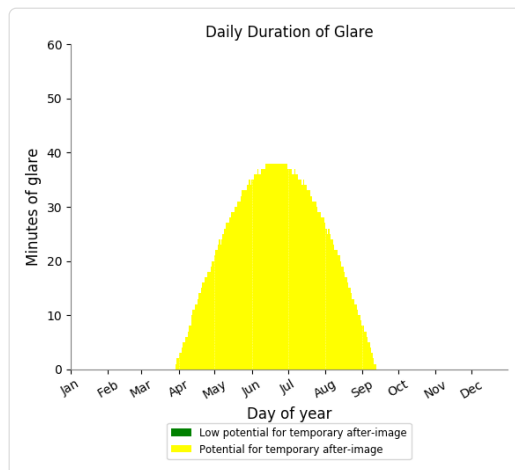
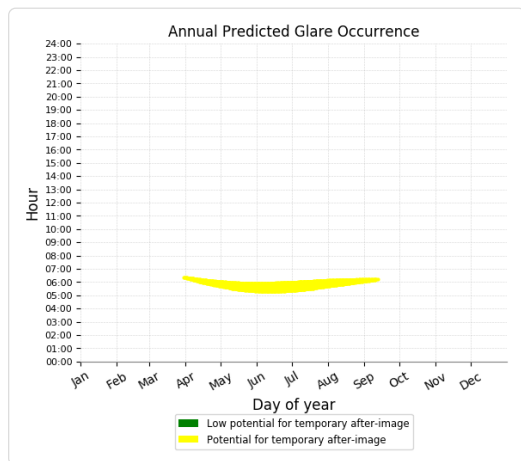
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,106 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde - OP Receptor (OP 3)

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

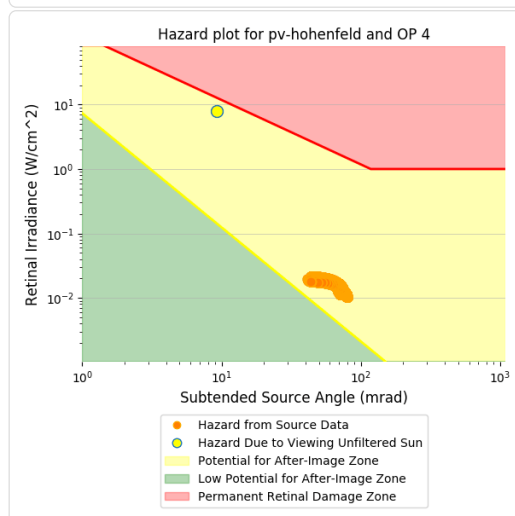
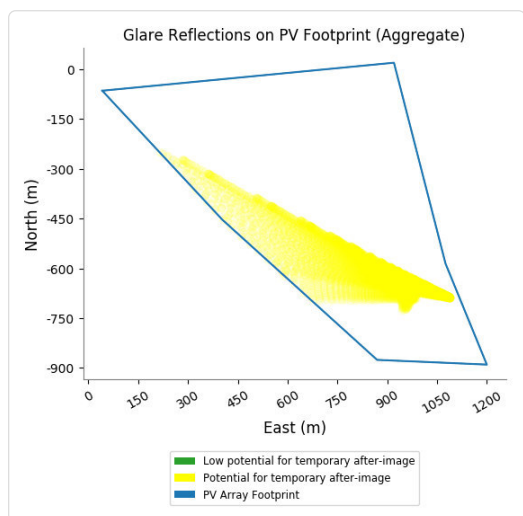
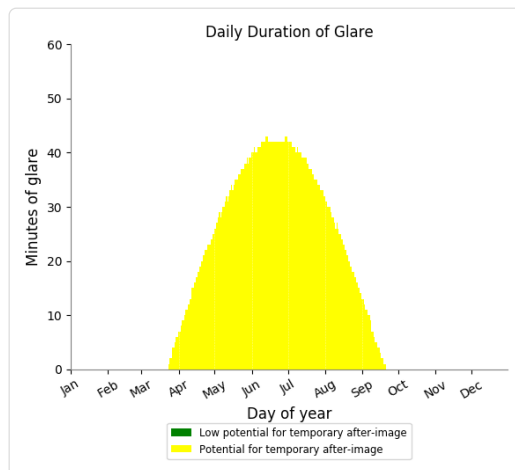
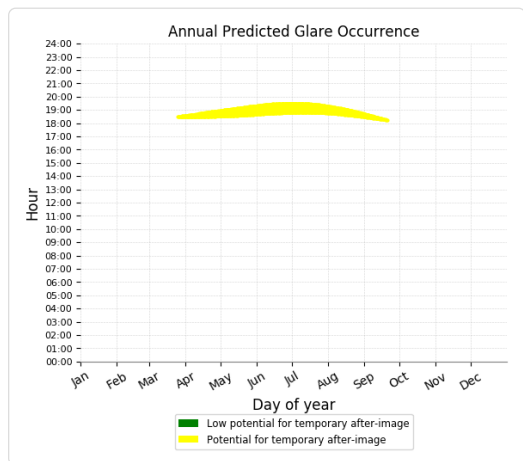
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,009 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde - OP Receptor (OP 4)

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

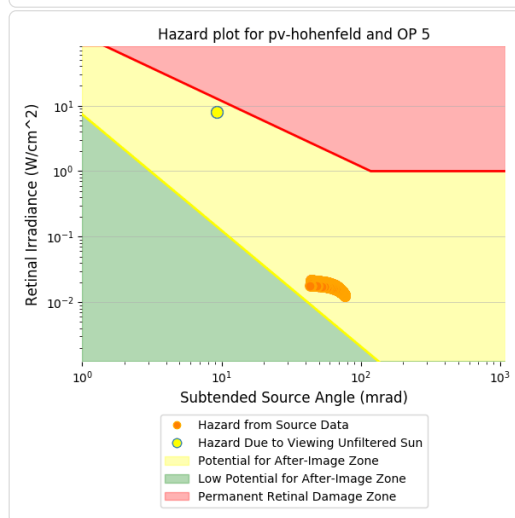
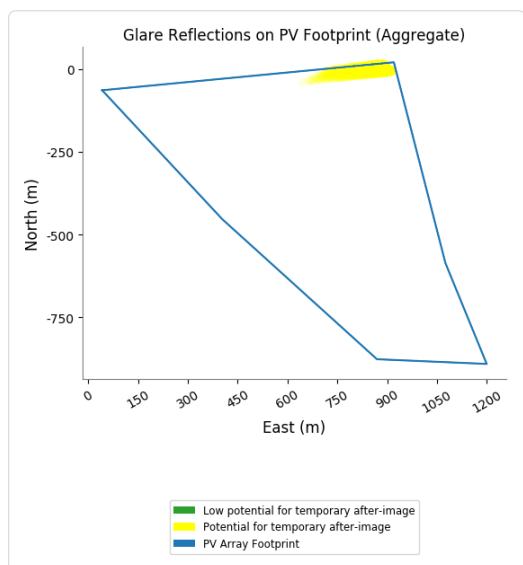
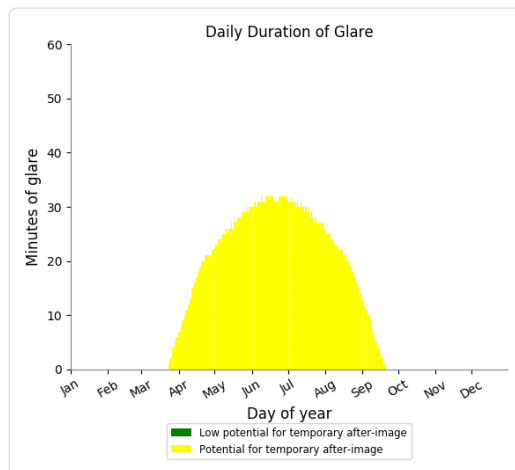
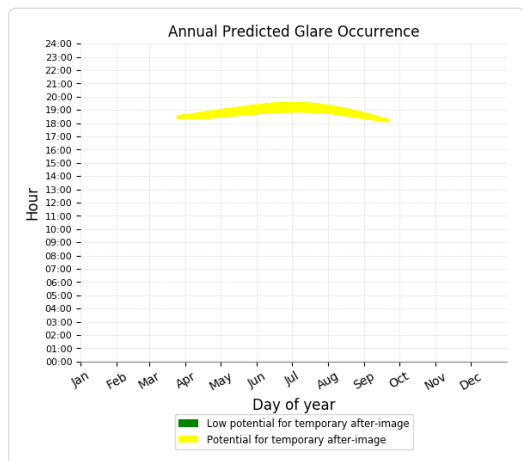
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,829 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde - OP Receptor (OP 5)

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

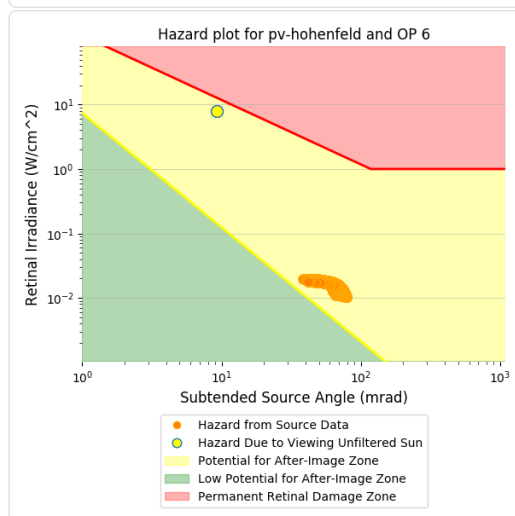
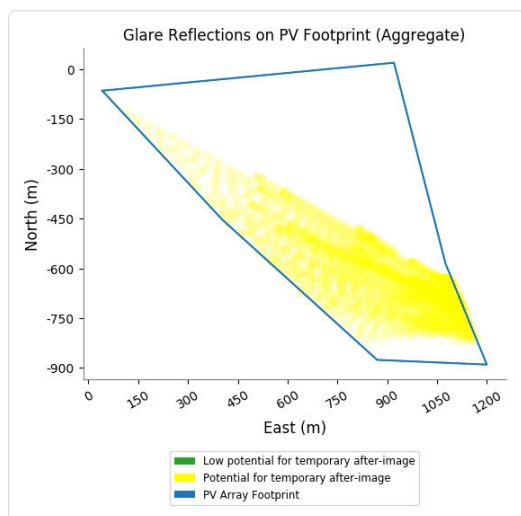
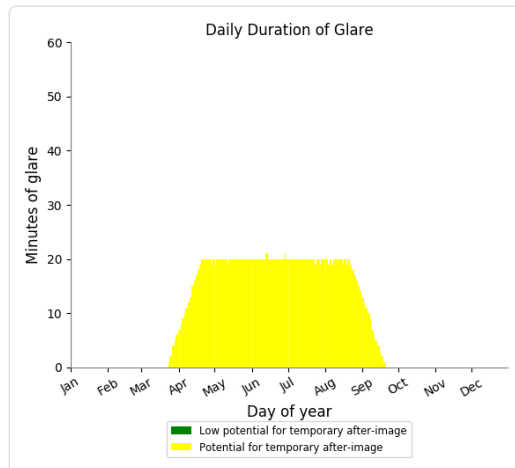
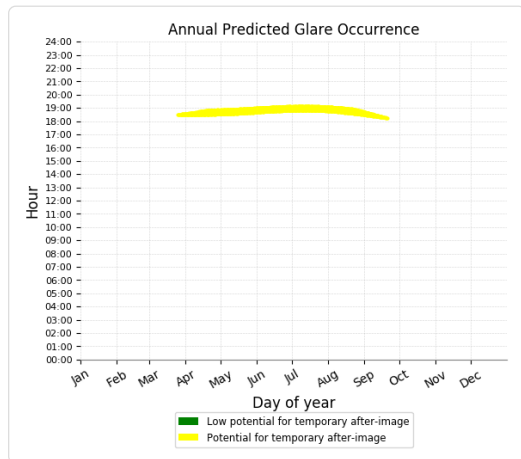
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,954 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde - OP Receptor (OP 6)

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

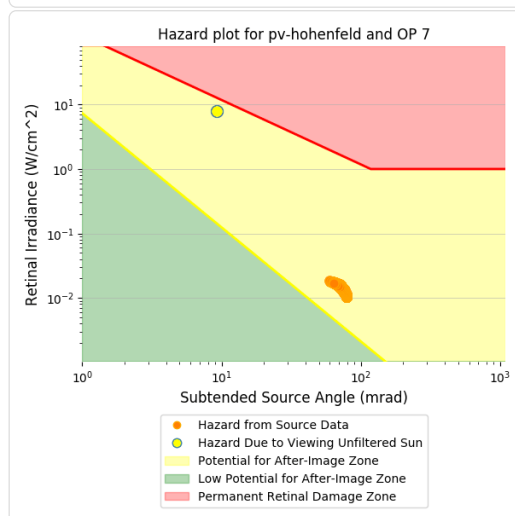
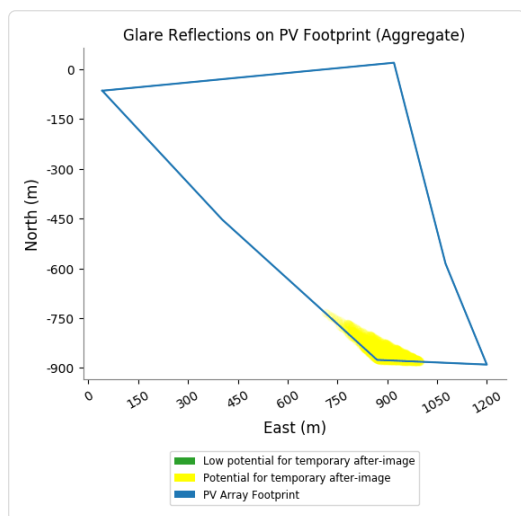
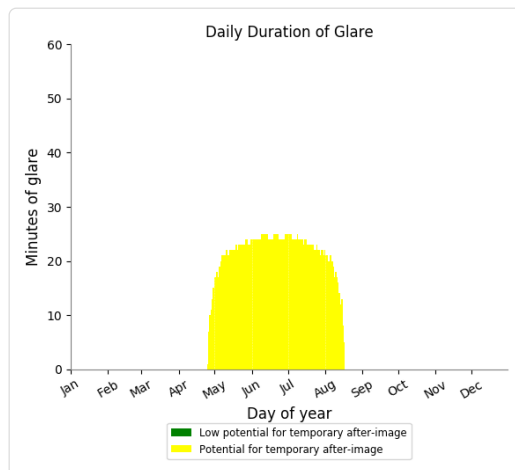
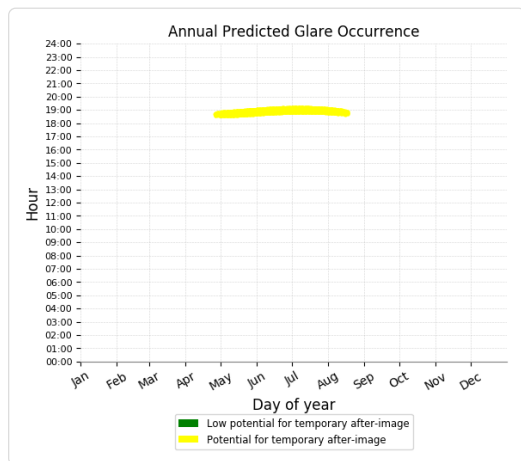
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,049 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Hohenfelde - OP Receptor (OP 7)

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.
- 2,465 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



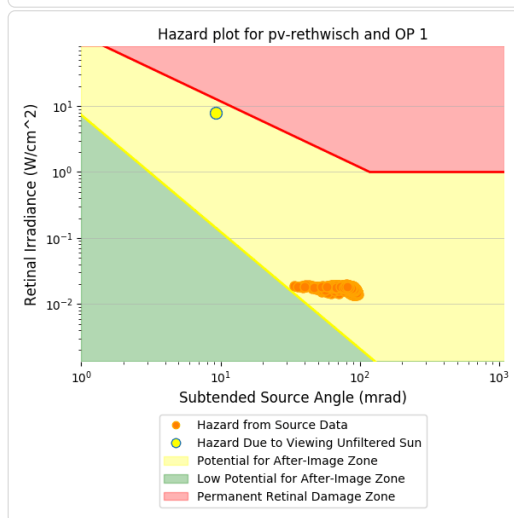
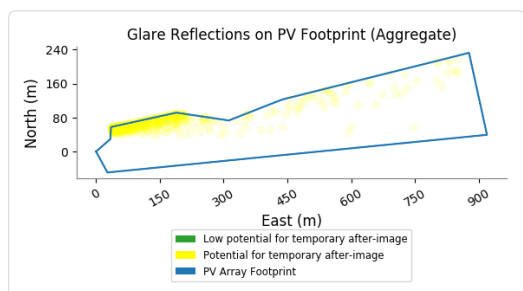
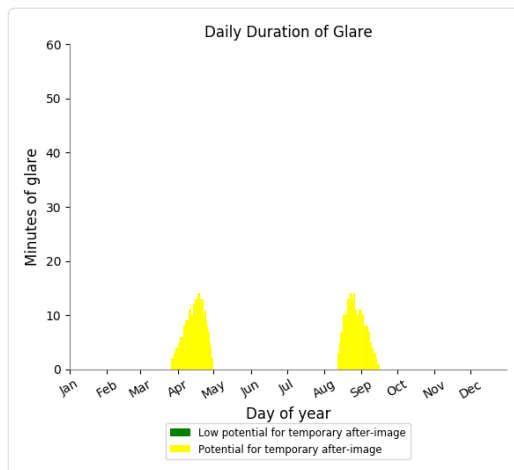
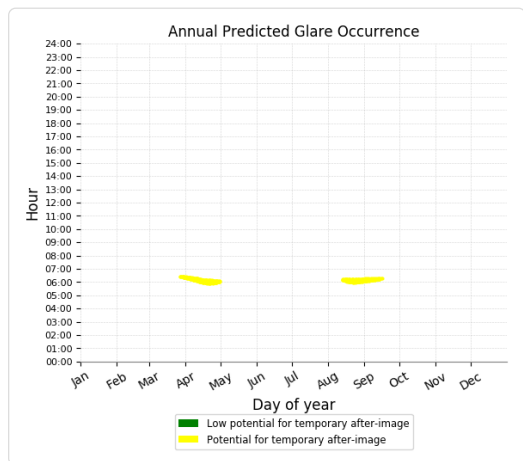
PV Rethwisch potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	580
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	2531
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	0	0

PV Rethwisch - 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.
- 580 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Rethwisch - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Rethwisch - OP Receptor (OP 3)

No glare found

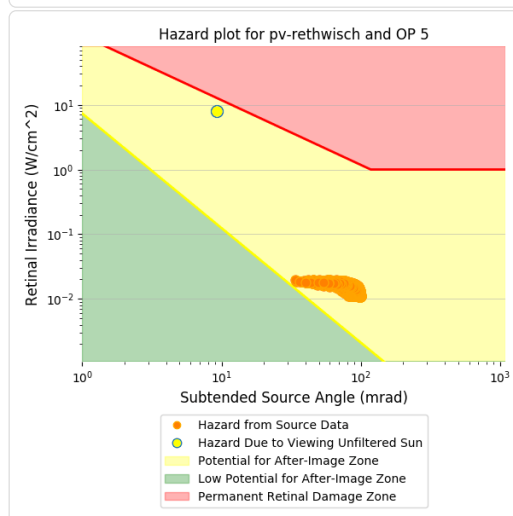
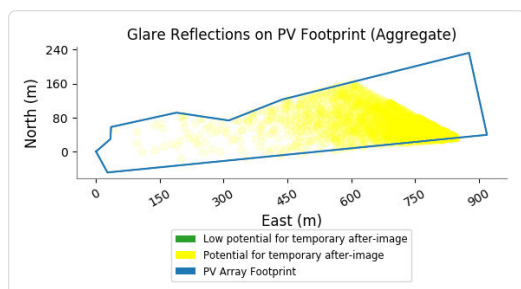
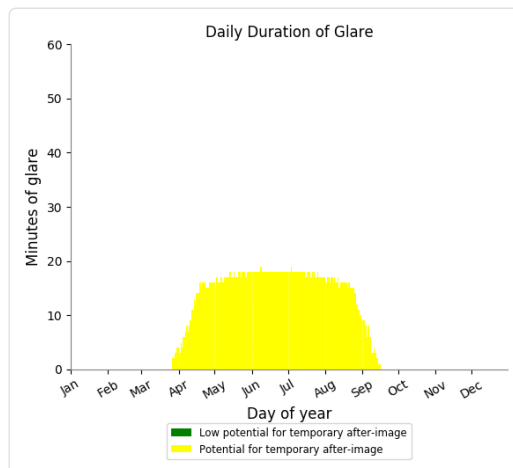
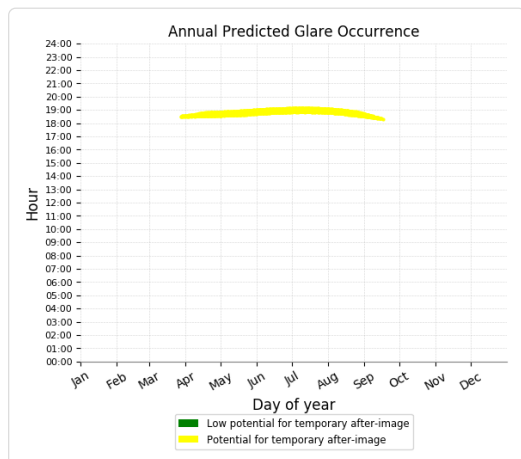
PV Rethwisch - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Rethwisch - 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.
- 2,531 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Rethwisch - OP Receptor (OP 6)

No glare found

PV Rethwisch - OP Receptor (OP 7)

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.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	U	Tag	Anzahl	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5
2021-03-24 18:28:00	0,012515	550,8863	2	0,56801	0,017748	0,046261	270,3	0,8	-1	0,005	0,014	1	-0,013	0,008		4. Mai	2	18:37	18:38		07.05.2021	05.08.2021	31	1958	18:38	19:28	
2021-03-25 18:28:00	0,012882	554,6629	2	0,554758	0,017452	0,050199	270,5	1,1	-1	0,009	0,02	1	-0,019	0,009		5. Mai	2	18:38	18:39								
2021-03-25 18:29:00	0,012599	552,3874	2	0,566994	0,017764	0,04676	270,7	1	-1	0,012	0,017	1	-0,021	0,005		6. Mai	4	18:38	18:41								
2021-03-26 18:28:00	0,013009	558,384	2	0,553777	0,017538	0,05062	271	1,3	-1	0,017	0,023	1	-0,027	0,007		7. Mai	5	18:39	18:43								
2021-03-26 18:29:00	0,012727	556,1276	2	0,56599	0,017853	0,047205	271,2	1,2	-1	0,02	0,02	1	-0,028	0,003		8. Mai	6	18:38	18:43								
2021-03-27 18:28:00	0,013307	564,2208	2	0,540886	0,017309	0,053643	271,2	1,6	-0,999	0,021	0,028	0,999	-0,034	0,008		9. Mai	7	18:39	18:45								
2021-03-27 18:29:00	0,013129	561,9934	2	0,552812	0,017621	0,050999	271,4	1,5	-0,999	0,024	0,026	0,999	-0,035	0,004		10. Mai	7	18:40	18:46								
2021-03-27 18:30:00	0,012849	559,7619	2	0,565001	0,017938	0,047619	271,6	1,3	-0,999	0,028	0,023	0,999	-0,036	0		11. Mai	9	18:40	18:48								
2021-03-27 18:31:00	0,01242	557,5263	2	0,577457	0,01826	0,04308	271,8	1,2	-0,999	0,031	0,021	0,999	-0,037	-0,004		12. Mai	9	18:41	18:49								
2021-03-28 18:29:00	0,01337	565,6	2	0,539962	0,017322	0,053977	271,6	1,8	-0,999	0,028	0,031	0,999	-0,042	0,006		13. Mai	11	18:41	18:51								
2021-03-28 18:30:00	0,013193	563,387	2	0,551865	0,017634	0,051346	271,8	1,7	-0,999	0,032	0,029	0,999	-0,043	0,002		14. Mai	11	18:42	18:52								
2021-03-28 18:31:00	0,012917	561,17	2	0,564028	0,017952	0,048008	272	1,5	-0,999	0,035	0,026	0,999	-0,044	-0,003		15. Mai	12	18:42	18:53								
2021-03-28 18:32:00	0,012499	558,949	2	0,576459	0,018275	0,043566	272,2	1,4	-0,999	0,039	0,024	0,999	-0,045	-0,007		16. Mai	13	18:43	18:55								
2021-03-29 18:29:00	0,013534	569,157	2	0,527434	0,017026	0,056407	271,9	2,1	-0,999	0,033	0,037	0,999	-0,049	0,008		17. Mai	14	18:43	18:56								
2021-03-29 18:30:00	0,013429	566,9623	2	0,539058	0,017335	0,054277	272,1	2	-0,999	0,036	0,035	0,999	-0,05	0,003		18. Mai	16	18:43	18:58								
2021-03-29 18:31:00	0,013252	564,7637	2	0,550937	0,017648	0,051661	272,3	1,8	-0,999	0,032	0,032	0,999	-0,051	-0,001		19. Mai	16	18:44	18:59								
2021-03-29 18:32:00	0,012981	562,561	2	0,563076	0,017966	0,048367	272,5	1,7	-0,999	0,043	0,029	0,999	-0,052	-0,005		20. Mai	17	18:44	19:00								
2021-03-29 18:33:00	0,012573	560,3543	2	0,57548	0,01829	0,044017	272,7	1,5	-0,999	0,047	0,027	0,999	-0,053	-0,009		21. Mai	17	18:45	19:01								
2021-03-30 18:28:00	0,013689	574,8385	2	0,515225	0,016798	0,058445	272,1	2,5	-0,998	0,037	0,043	0,998	-0,056	0,009		22. Mai	19	18:45	19:03								
2021-03-30 18:29:00	0,01364	572,6661	2	0,526577	0,017104	0,056679	272,3	2,3	-0,998	0,04	0,04	0,998	-0,057	0,005		23. Mai	19	18:47	19:05								
2021-03-30 18:30:00	0,013534	570,4895	2	0,538177	0,017414	0,054547	272,5	2,2	-0,998	0,044	0,038	0,998	-0,058	0,001		24. Mai	20	18:47	19:06								
2021-03-30 18:31:00	0,013359	568,309	2	0,550031	0,017729	0,051949	272,7	2	-0,998	0,047	0,035	0,998	-0,059	-0,003		25. Mai	21	18:47	19:07								
2021-03-30 18:32:00	0,013092	566,1245	2	0,562144	0,01805	0,048698	272,9	1,9	-0,998	0,051	0,032	0,998	-0,06	-0,008		26. Mai	21	18:48	19:08								
2021-03-30 18:33:00	0,012694	563,936	2	0,574523	0,018376	0,044449	273,1	1,7	-0,998	0,054	0,03	0,998	-0,061	-0,012		27. Mai	22	18:48	19:09								
2021-03-31 18:29:00	0,013742	576,129	2	0,514415	0,01681	0,058703	272,5	2,6	-0,998	0,044	0,046	0,998	-0,063	0,007		28. Mai	23	18:48	19:10								
2021-03-31 18:30:00	0,013689	573,9703	2	0,525744	0,017115	0,056919	272,7	2,5	-0,998	0,048	0,043	0,998	-0,064	0,002		29. Mai	23	18:49	19:11								
2021-03-31 18:31:00	0,013583	571,8077	2	0,53732	0,017426	0,054791	272,9	2,3	-0,998	0,051	0,041	0,998	-0,065	-0,002		30. Mai	24	18:49	19:12								
2021-03-31 18:32:00	0,013412	569,6411	2	0,54915	0,017742	0,052222	273,1	2,2	-0,998	0,055	0,038	0,998	-0,066	-0,006		31. Mai	25	18:49	19:13								
2021-03-31 18:33:00	0,01315	567,4706	2	0,561238	0,018064	0,049017	273,3	2	-0,998	0,058	0,036	0,998	-0,068	-0,01		1. Jun.	25	18:51	19:15								
2021-03-31 18:34:00	0,012762	565,2961	2	0,57359	0,018391	0,044851	273,5	1,9	-0,998	0,062	0,033	0,998	-0,069	-0,014		2. Jun.	25	18:51	19:15								
2021-04-01 18:29:00	0,013847	581,5778	2	0,502569	0,016578	0,060438	272,8	2,9	-0,998	0,048	0,051	0,998	-0,07	0,008		3. Jun.	26	18:51	19:16								
2021-04-01 18:30:00	0,013838	579,4663	2	0,513633	0,016881	0,058924	273	2,8	-0,997	0,052	0,049	0,997	-0,071	0,004		4. Jun.	27	18:51	19:17								
2021-04-01 18:31:00	0,013784	577,3108	2	0,524939	0,017189	0,057135	273,2	2,7	-0,997	0,055	0,046	0,997	-0,072	0		5. Jun.	27	18:52	19:18								
2021-04-01 18:32:00	0,01368	575,1713	2	0,536491	0,017502	0,055021	273,4	2,5	-0,997	0,059	0,044	0,997	-0,073	-0,004		6. Jun.	27	18:52	19:18								
2021-04-01 18:33:00	0,013511	573,0279	2	0,548295	0,01782	0,052475	273,6	2,4	-0,997	0,062	0,041	0,997	-0,074	-0,009		7. Jun.	28	18:53	19:20								
2021-04-01 18:34:00	0,013254	570,8805	2	0,560358	0,018144	0,049313	273,8	2,2	-0,997	0,066	0,039	0,997	-0,075	-0,013		8. Jun.	28	18:53	19:20								
2021-04-01 18:35:00	0,012874	568,7293	2	0,572683	0,018473	0,045227	274	2,1	-0,997	0,069	0,036	0,997	-0,076	-0,017		9. Jun.	29	18:53	19:21								
2021-04-02 18:29:00	0,013943	584,928	2	0,501839	0,016649	0,060647	273,2	3,1	-0,997	0,056	0,054	0,997	-0,078	0,006		10. Jun.	29	18:54	19:22								
2021-04-02 18:30:00	0,013931	582,8138	2	0,51288	0,016954	0,059119	273,4	3	-0,997	0,059	0,052	0,997	-0,079	0,002		11. Jun.	29	18:54	19:22								
2021-04-02 18:31:00	0,013878	580,6957	2	0,524163	0,017264	0,057335	273,6	2,8	-0,997	0,063	0,049	0,997	-0,08	-0,003		12. Jun.	29	18:55	19:23								
2021-04-02 18:32:00	0,013775	578,5736	2	0,535691	0,017579	0,055232	273,8	2,7	-0,997	0,066	0,047	0,997	-0,081	-0,007		13. Jun.	30	18:55	19:24								
2021-04-02 18:33:00	0,013609	576,4476	2	0,54747	0,0179	0,05271	274	2,5	-0,997	0,07	0,044	0,997	-0,082	-0,011		14. Jun.	30	18:55	19:24								
2021-04-02 18:34:00	0,013358	574,3177	2	0,559507	0,018226	0,0496	274,2	2,4	-0,996	0,073	0,042	0,996	-0,083	-0,015		15. Jun.	30	18:55	19:24								
2021-04-02 18:35:00	0,012986	572,1839	2	0,571805	0,018557	0,045591	274,4	2,2	-0,996	0,077	0,039	0,996	-0,084	-0,02		16. Jun.	31	18:55	19:25								
2021-04-03 18:29:00	0,013963	588,2372	2	0,490356	0,01636	0,062158	273,4	3,4	-0,996	0,06	0,06	0,996	-0,085	0,007		17. Jun.	31	18:56	19:26								
2021-04-03 18:30:00	0,013985	586,1402	2	0,50114	0,01666	0,060833	273,6	3,3	-0,996	0,064	0,057	0,996	-0,086	0,003		18. Jun.	31	18:56	19:26								
2021-04-03 18:31:00	0,013972	584,0392	2	0,512159	0,016966	0,059299	273,8	3,1	-0,996	0,067	0,055	0,996	-0,087	-0,001		19. Jun.	30	18:57	19:26								
2021-04-03 18:32:00	0,013919	581,9343	2	0,523418	0,017276	0,057518	274	3	-0,996	0,071	0,052	0,996	-0,088	-0,005		20. Jun.	30	18:57	19:26								
2021-04-03 18:33:00	0,013818	579,8256	2	0,534923	0,017592	0,055428	274,3	2,9	-0,996	0,074	0,05	0,996	-0,089	-0,009		21. Jun.	30										

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectiv y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	u	v	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2021-03-24 18:28:00	0,012347	550,8863	2	0,56801	0,017748	0,045076	270,3	0,8	-1	0,005	0,014	1	-0,013	0,008			1. Mai	2	18:32	18:33
2021-03-25 18:28:00	0,012648	554,6629	2	0,554758	0,017452	0,048629	270,5	1,1	-1	0,009	0,02	1	-0,019	0,009			2. Mai	2	18:33	18:34
2021-03-25 18:29:00	0,012471	552,3874	2	0,566994	0,017764	0,045868	270,7	1	-1	0,012	0,017	1	-0,021	0,005			3. Mai	4	18:33	18:36
2021-03-26 18:28:00	0,012833	558,384	2	0,553777	0,017538	0,049457	271	1,3	-1	0,017	0,023	1	-0,027	0,007			4. Mai	6	18:33	18:38
2021-03-26 18:29:00	0,012235	556,1276	2	0,56599	0,017853	0,043749	271,2	1,2	-1	0,02	0,02	1	-0,028	0,003			5. Mai	7	18:33	18:39
2021-03-27 18:28:00	0,013072	564,2208	2	0,540886	0,017309	0,052142	271,2	1,6	-0,999	0,021	0,028	0,999	-0,034	0,008			6. Mai	8	18:34	18:41
2021-03-27 18:29:00	0,012994	561,9934	2	0,552812	0,017621	0,050121	271,4	1,5	-0,999	0,024	0,026	0,999	-0,035	0,004			7. Mai	10	18:34	18:43
2021-03-27 18:30:00	0,012473	559,7619	2	0,565001	0,017938	0,045029	271,6	1,3	-0,999	0,028	0,023	0,999	-0,036	0			8. Mai	11	18:33	18:43
2021-03-27 18:31:00	0,012212	557,5263	2	0,577457	0,01826	0,041572	271,8	1,2	-0,999	0,031	0,021	0,999	-0,037	-0,004			9. Mai	12	18:34	18:45
2021-03-28 18:29:00	0,013193	565,6	2	0,539962	0,017322	0,052858	271,6	1,8	-0,999	0,028	0,031	0,999	-0,042	0,006			10. Mai	13	18:34	18:46
2021-03-28 18:30:00	0,01267	563,387	2	0,551865	0,017634	0,047884	271,8	1,7	-0,999	0,032	0,029	0,999	-0,043	0,002			11. Mai	15	18:34	18:48
2021-03-28 18:31:00	0,012625	561,17	2	0,564028	0,017952	0,046021	272	1,5	-0,999	0,035	0,026	0,999	-0,044	-0,003			12. Mai	15	18:35	18:49
2021-03-28 18:32:00	0,012331	558,949	2	0,576459	0,018275	0,042367	272,2	1,4	-0,999	0,039	0,024	0,999	-0,045	-0,007			13. Mai	17	18:35	18:51
2021-03-29 18:29:00	0,013303	569,157	2	0,527434	0,017026	0,05499	271,9	2,1	-0,999	0,033	0,037	0,999	-0,049	0,008			14. Mai	18	18:35	18:52
2021-03-29 18:30:00	0,012706	566,9623	2	0,539058	0,017335	0,049604	272,1	2	-0,999	0,036	0,035	0,999	-0,05	0,003			15. Mai	19	18:35	18:53
2021-03-29 18:31:00	0,012854	564,7637	2	0,550937	0,017648	0,049063	272,3	1,8	-0,999	0,04	0,032	0,999	-0,051	-0,001			16. Mai	20	18:36	18:55
2021-03-29 18:32:00	0,01275	562,561	2	0,563076	0,017966	0,046812	272,5	1,7	-0,999	0,043	0,029	0,999	-0,052	-0,005			17. Mai	20	18:36	18:55
2021-03-29 18:33:00	0,012437	560,3543	2	0,57548	0,01829	0,04305	272,7	1,5	-0,999	0,047	0,027	0,999	-0,053	-0,009			18. Mai	20	18:36	18:55
2021-03-30 18:28:00	0,013391	574,8385	2	0,515225	0,016798	0,056646	272,1	2,5	-0,998	0,037	0,043	0,998	-0,056	0,009			19. Mai	20	18:36	18:55
2021-03-30 18:29:00	0,013465	572,6661	2	0,526577	0,017104	0,055616	272,3	2,3	-0,998	0,04	0,04	0,998	-0,057	0,005			20. Mai	20	18:37	18:56
2021-03-30 18:30:00	0,012995	570,4895	2	0,538177	0,017414	0,051131	272,5	2,2	-0,998	0,044	0,038	0,998	-0,058	0,001			21. Mai	20	18:37	18:56
2021-03-30 18:31:00	0,013049	568,309	2	0,550031	0,017729	0,049954	272,7	2	-0,998	0,047	0,035	0,998	-0,059	-0,003			22. Mai	20	18:37	18:56
2021-03-30 18:32:00	0,012906	566,1245	2	0,562144	0,01805	0,047463	272,9	1,9	-0,998	0,051	0,032	0,998	-0,06	-0,008			23. Mai	20	18:38	18:57
2021-03-30 18:33:00	0,012582	563,936	2	0,574523	0,018376	0,043662	273,1	1,7	-0,998	0,054	0,03	0,998	-0,061	-0,012			24. Mai	20	18:39	18:58
2021-03-31 18:29:00	0,01352	576,129	2	0,514415	0,01681	0,057374	272,5	2,6	-0,998	0,044	0,046	0,998	-0,063	0,007			25. Mai	20	18:39	18:58
2021-03-31 18:30:00	0,012959	573,9703	2	0,525744	0,017115	0,052362	272,7	2,5	-0,998	0,048	0,043	0,998	-0,064	0,002			26. Mai	20	18:39	18:58
2021-03-31 18:31:00	0,013173	571,8077	2	0,53732	0,017426	0,052223	272,9	2,3	-0,998	0,051	0,041	0,998	-0,065	-0,002			27. Mai	20	18:39	18:58
2021-03-31 18:32:00	0,013167	569,6411	2	0,54915	0,017742	0,050661	273,1	2,2	-0,998	0,055	0,038	0,998	-0,066	-0,006			28. Mai	20	18:39	18:58
2021-03-31 18:33:00	0,012999	567,4706	2	0,561238	0,018064	0,048023	273,3	2	-0,998	0,058	0,036	0,998	-0,068	-0,01			29. Mai	20	18:40	18:59
2021-03-31 18:34:00	0,012608	565,2961	2	0,57359	0,018391	0,043776	273,5	1,9	-0,998	0,062	0,033	0,998	-0,069	-0,014			30. Mai	20	18:40	18:59
2021-04-01 18:29:00	0,013564	581,5778	2	0,502569	0,016578	0,058773	272,8	2,9	-0,998	0,048	0,051	0,998	-0,07	0,008			31. Mai	20	18:40	18:59
2021-04-01 18:30:00	0,013305	579,4463	2	0,513633	0,016881	0,055713	273	2,8	-0,997	0,052	0,049	0,997	-0,071	0,004			1. Jun.	20	18:41	19:00
2021-04-01 18:31:00	0,013239	577,3108	2	0,524939	0,017189	0,053795	273,2	2,7	-0,997	0,055	0,046	0,997	-0,072	0			2. Jun.	20	18:41	19:00
2021-04-01 18:32:00	0,01336	575,1713	2	0,536491	0,017502	0,053046	273,4	2,5	-0,997	0,059	0,044	0,997	-0,073	-0,004			3. Jun.	20	18:41	19:00
2021-04-01 18:33:00	0,013314	573,0279	2	0,548295	0,01782	0,051234	273,6	2,4	-0,997	0,062	0,041	0,997	-0,074	-0,009			4. Jun.	20	18:42	19:01
2021-04-01 18:34:00	0,01313	570,8805	2	0,560358	0,018144	0,048505	273,8	2,2	-0,997	0,066	0,039	0,997	-0,075	-0,013			5. Jun.	20	18:42	19:01
2021-04-01 18:35:00	0,012754	568,7293	2	0,572683	0,018473	0,044401	274	2,1	-0,997	0,069	0,036	0,997	-0,076	-0,017			6. Jun.	20	18:42	19:01
2021-04-02 18:29:00	0,01373	584,928	2	0,501839	0,016649	0,059408	273,2	3,1	-0,997	0,056	0,054	0,997	-0,078	0,006			7. Jun.	20	18:43	19:02
2021-04-02 18:30:00	0,013201	582,8138	2	0,51288	0,016954	0,054704	273,4	3	-0,997	0,059	0,052	0,997	-0,079	0,002			8. Jun.	20	18:43	19:02
2021-04-02 18:31:00	0,013461	580,6957	2	0,524163	0,017264	0,054819	273,6	2,8	-0,997	0,063	0,049	0,997	-0,08	-0,003			9. Jun.	20	18:43	19:02
2021-04-02 18:32:00	0,013521	578,5736	2	0,535691	0,017579	0,053684	273,8	2,7	-0,997	0,066	0,047	0,997	-0,081	-0,007			10. Jun.	20	18:43	19:02
2021-04-02 18:33:00	0,013449	576,4476	2	0,54747	0,0179	0,051711	274	2,5	-0,997	0,07	0,044	0,997	-0,082	-0,011			11. Jun.	20	18:43	19:02
2021-04-02 18:34:00	0,013207	574,3177	2	0,559507	0,018226	0,048621	274,2	2,4	-0,996	0,073	0,042	0,996	-0,083	-0,015			12. Jun.	20	18:44	19:03
2021-04-02 18:35:00	0,012892	572,1839	2	0,571805	0,018557	0,044948	274,4	2,2	-0,996	0,077	0,039	0,996	-0,084	-0,02			13. Jun.	21	18:44	19:04
2021-04-03 18:29:00	0,013697	588,2372	2	0,490356	0,01636	0,060622	273,4	3,4	-0,996	0,06	0,06	0,996	-0,085	0,007			14. Jun.	21	18:44	19:04
2021-04-03 18:30:00	0,013515	586,1402	2	0,50114	0,01666	0,058072	273,6	3,3	-0,996	0,064	0,057	0,996	-0,086	0,003			15. Jun.	20	18:45	19:04
2021-04-03 18:31:00	0,013428	584,0392	2	0,512159	0,016966	0,056055	273,8	3,1	-0,996	0,067	0,055	0,996	-0,087	-0,001			16. Jun.	20	18:45	19:04
2021-04-03 18:32:00	0,013595	581,9343	2	0,523418	0,017276	0,055579	274	3	-0,996	0,071	0,052	0,996	-0,088	-0,005			17. Jun.	20	18:46	19:05
2021-04-03 18:33:00	0,013614	579,8256	2	0,534923	0,017592	0,054196	274,3	2,9	-0,996	0,074	0,05	0,996	-0,089	-0,009			18. Jun.	20	18:46	19:05

