


Blendgutachten Solarpark Steinfeld

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

Version 1.2

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

 +49 40 79 69 59 36
 +49 40 79 69 59 38
 info@solpeg.com
 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort 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	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke östlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke westlich	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, L316 östlich	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, L316 südlich	22
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südwestlich	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	26
6	Schlussbemerkung	26
7	Anhang	28 - 45

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Steinfeld

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Steenfeld“ für die Bahnstrecke Büsum-Neumünster, für Verkehrsteilnehmer 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“ (seit 2017). Die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz sollen berücksichtigt werden aber lt. aktueller Änderung des EEG ist der Ausbau erneuerbarer Energien vorrangig zu behandeln, da dies im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.

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 Steinfeld eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Bahnstrecke Büsum-Neumünster sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

Einzelne Aspekte der Lichtleitlinie werden an entsprechender Stelle 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. 1,7 km südlich der Ortschaft Steinfeld und ca. 2 km östlich von Hanerau-Hademarschen in Schleswig-Holstein. Zwischen den Flächen verläuft die eingleisige Bahnstrecke Büsum-Neumünster². Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 1,9 km südlich der Ortschaft Steinfeld in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	54.125°N, 9.379°O 39 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 100 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 15 m - 30 m
Abstand zur L316	ca. 30 m (nicht relevant)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m - 200 m (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)

²DB Streckennummer 1042, Kursbuchstrecke 132

Detailansicht der PV Anlage



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



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt Wohn- bzw. Wirtschaftsgebäude westlich und östlich von PV Feld 4. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Überwiegend ist allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden aber die Standorte werden dennoch untersucht. Andere Gebäude in der weiteren Umgebung werden nicht weiter untersucht da aufgrund des Einfallswinkels und/oder aufgrund der Entfernung nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen ist.



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

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

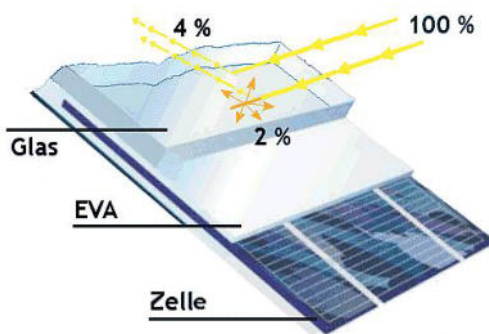


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.5.1 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

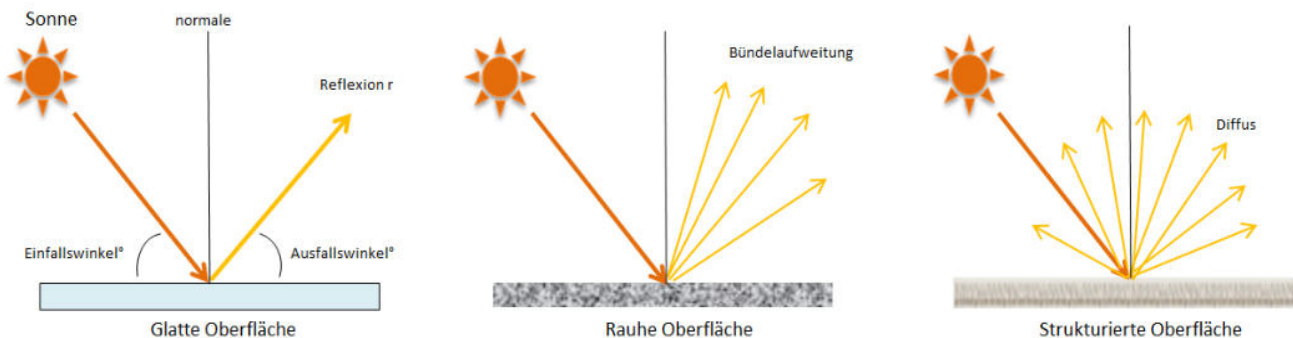


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Trina Solar 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 DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

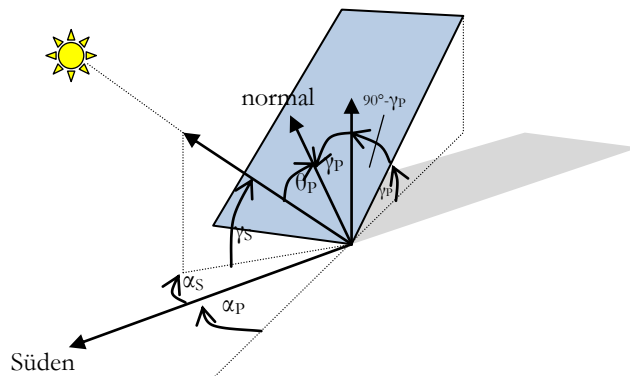


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

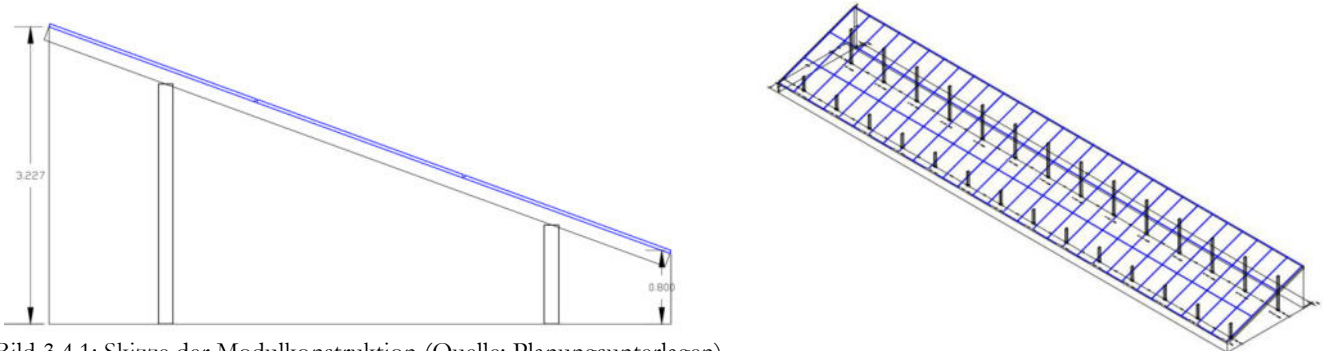


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ	Trina Solar
Moduloberfläche	Hochtransparentes Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 3,2 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	2,0 m
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1 auf Seite 11)
Anzahl Messpunkte Straße	2 Messpunkte
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m

3.5 Standorte für die Analyse

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

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Steinfeld wurden teilweise PV Flächen zusammengefasst und insgesamt 6 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke inkl. Bahnübergang, 2 Messpunkte auf L316 sowie 1 weiterer Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Lichtleitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

⁷ 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. TMY⁸) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ von ca. 68 % 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.

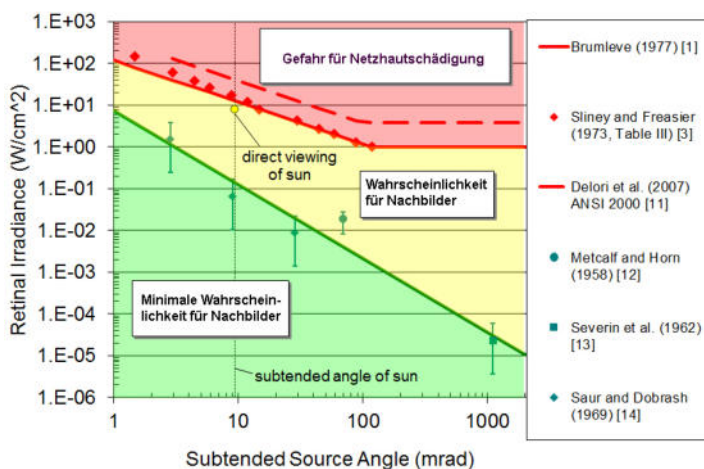


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

⁹ 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_2021_17.png

Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.2: Fensterfront einiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

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

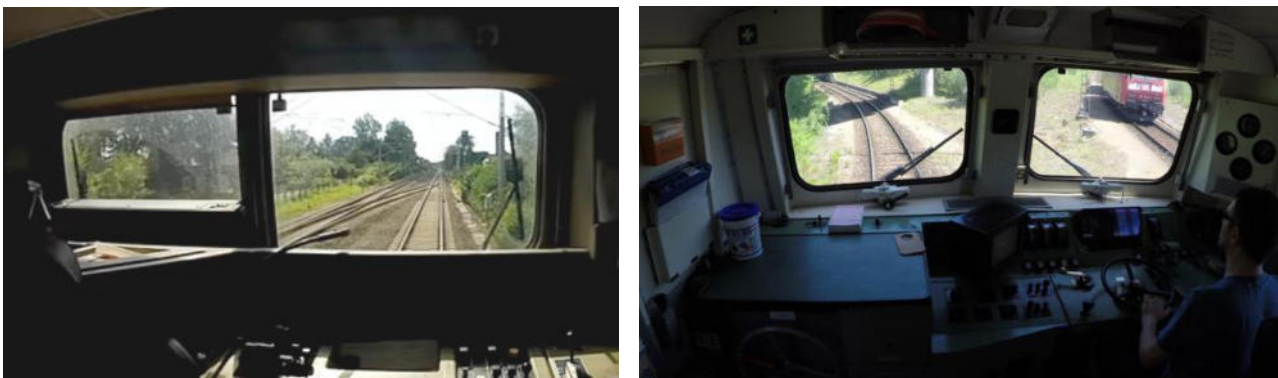


Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Steinfeld wird für 6 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen Reflexionen auftreten können und daraus resultierend ggf. eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3	PV Feld 4
P1 Bahnstrecke östlich / Bahnübergang	427 ^{EW}	-	2304 ^{WG}	-
P2 Bahnstrecke Mitte	1366 ^{EW}	1471 ^W	1005 ^{EW}	-
P3 Bahnstrecke westlich	1244 ^W	863 ^E	88 ^{EG}	-
P4 L316 östlich	1648 ^{WEG}	-	3164 ^W	-
P5 L316 westlich	1101 ^E	-	1039 ^{GE}	1549 ^W
P6 Gebäude westlich	-	1000 ^{DGE}	1104 ^{DGE}	1335 ^{DG}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke östlich

Im Bereich von Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke sind theoretisch in bestimmten Jahreszeiten Reflexionen durch das PV Feld 3 möglich. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 26. April und dem 17. August, abends zwischen 18:21 – 19:01 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und/oder in einer großen Entfernung, sodass potentielle Reflexion zu vernachlässigen sind. Darüber hinaus ist entlang der Bahnstrecke ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen auch im Bereich des Bahnüberganges ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

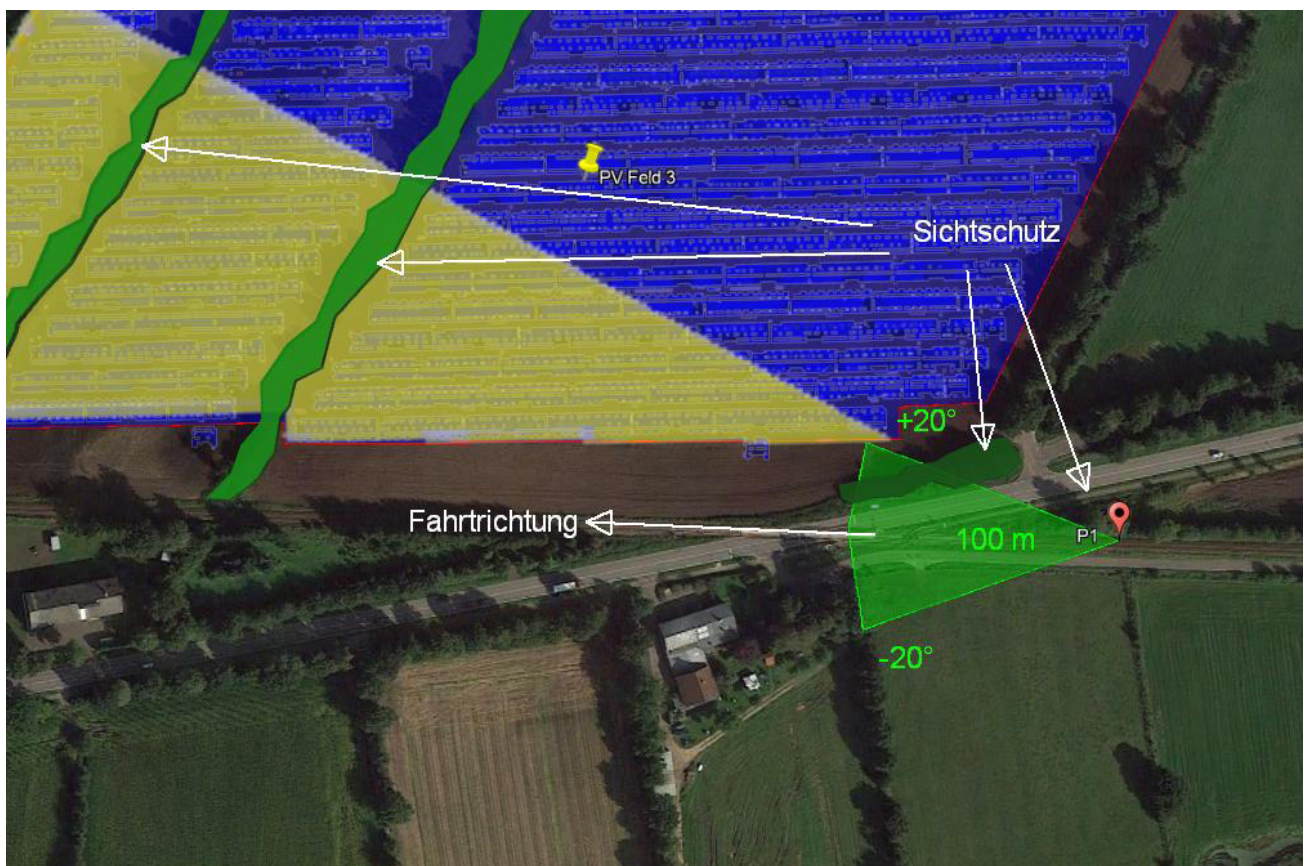


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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

Potentielle Reflexionen liegen außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Westen und Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch einzelne PV Felder auftreten. Bei der Fahrt Richtung Osten können zwischen dem 28. April und dem 15. August, morgens zwischen 06:00 - 07:16 Uhr Reflexionen aus östlicher Richtung (PV Feld 3) auftreten. Bei der Fahrt Richtung Westen können zwischen dem 16. Mai und dem 03. August, abends zwischen 18:43 - 19:18 Uhr Reflexionen aus westlicher Richtung (PV Feld 2) auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und/ oder in einer großen Entfernung, sodass potentielle Reflexionen zu vernachlässigen sind. Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage können daher mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen auch im Bereich des (unbeschränkten, privaten) Bahnüberganges ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

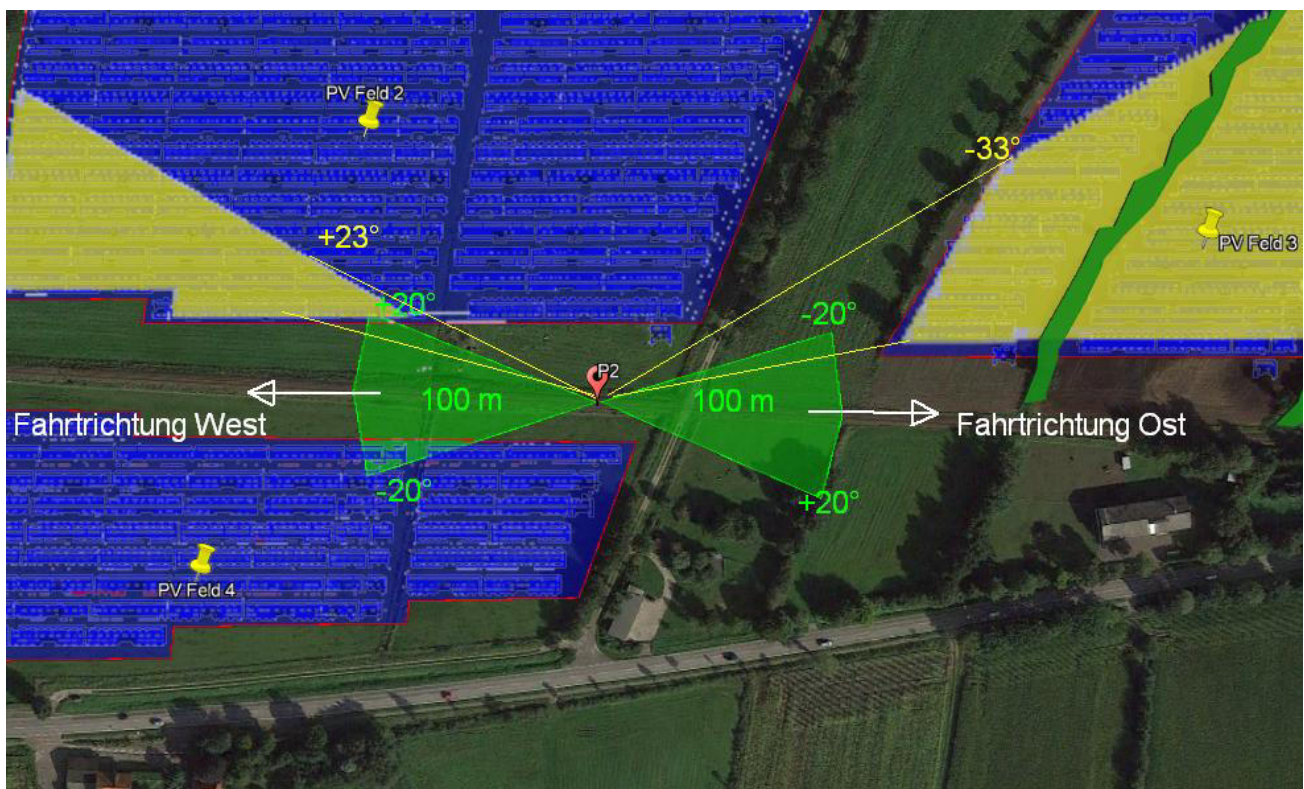


Bild 4.2.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

In den gelb/weiß markierten Bereichen könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Rein rechnerisch können bei der Fahrt Richtung Westen auch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten, diese sind allerdings aufgrund der großen Entfernung von ca. 280 m – 540 m zur Immissionsquelle zu vernachlässigen – sofern sie aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überhaupt wahrnehmbar sind.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D, Blick Richtung Osten) zeigt die Situation am Messpunkt P2 am 21. Juli morgens um 07:00 Uhr bei der Fahrt Richtung Osten. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass die tief stehende Sonne selbst die überwiegende Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt.

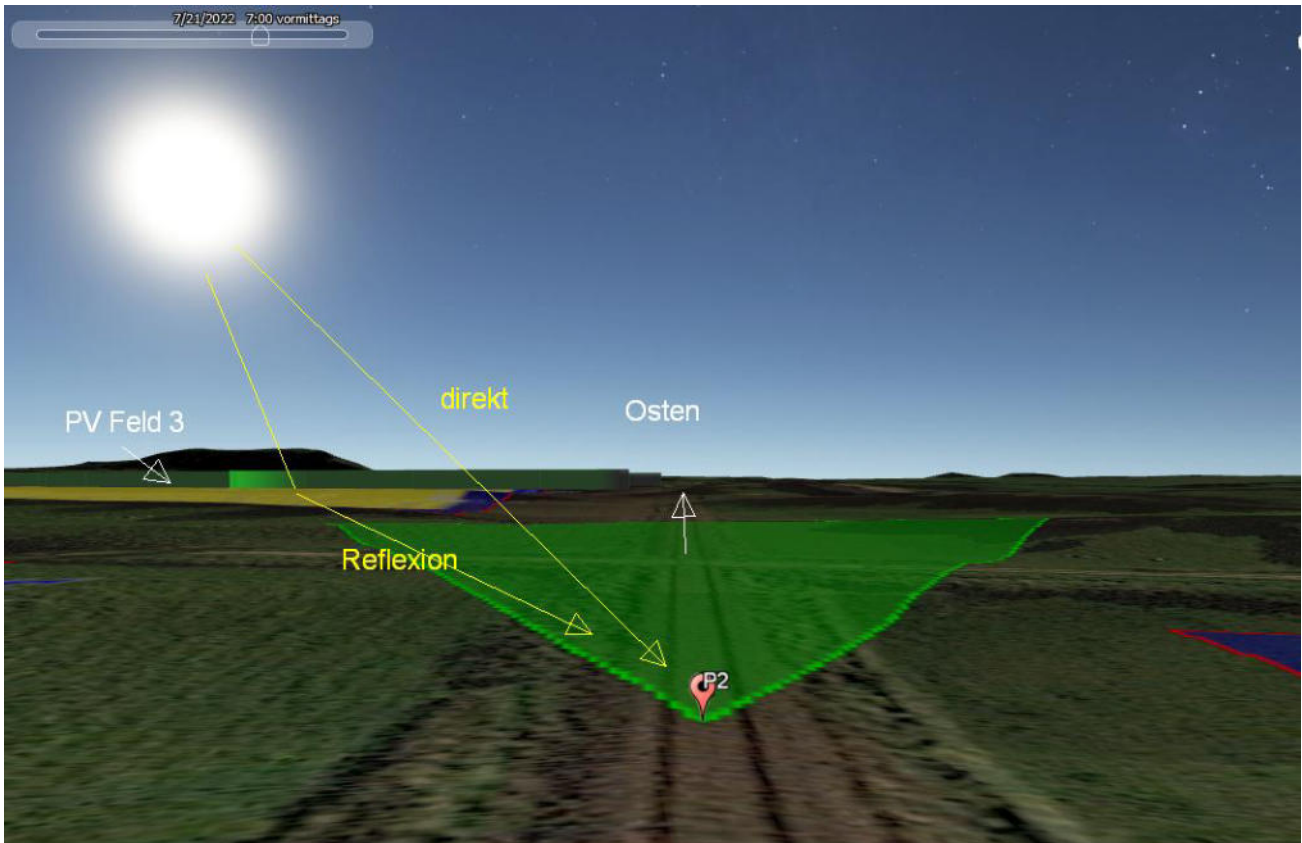


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen ist an der südlichen Geländegrenze der PV Feld 1, 2 und 3 eine Begrünung geplant, sodass die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität reduziert werden müssen.

Aus Sicht der südlich gelegenen Wohngebäude dient die Begrünung als Sichtschutz, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage besteht. Die Begrünung ist als Blendschutzmaßnahme im Bereich der Gebäude allerdings nicht notwendig, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz keine Reflexionen durch die PV Anlage auftreten können.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke westlich

Am Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 12. Mai und dem 03. August, morgens zwischen 06:00 - 06:07 Uhr Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. Auch hier liegen die Einfallswinkel der Reflexionen überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels, sodass potentielle Reflexionen zu vernachlässigen sind. Auch aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

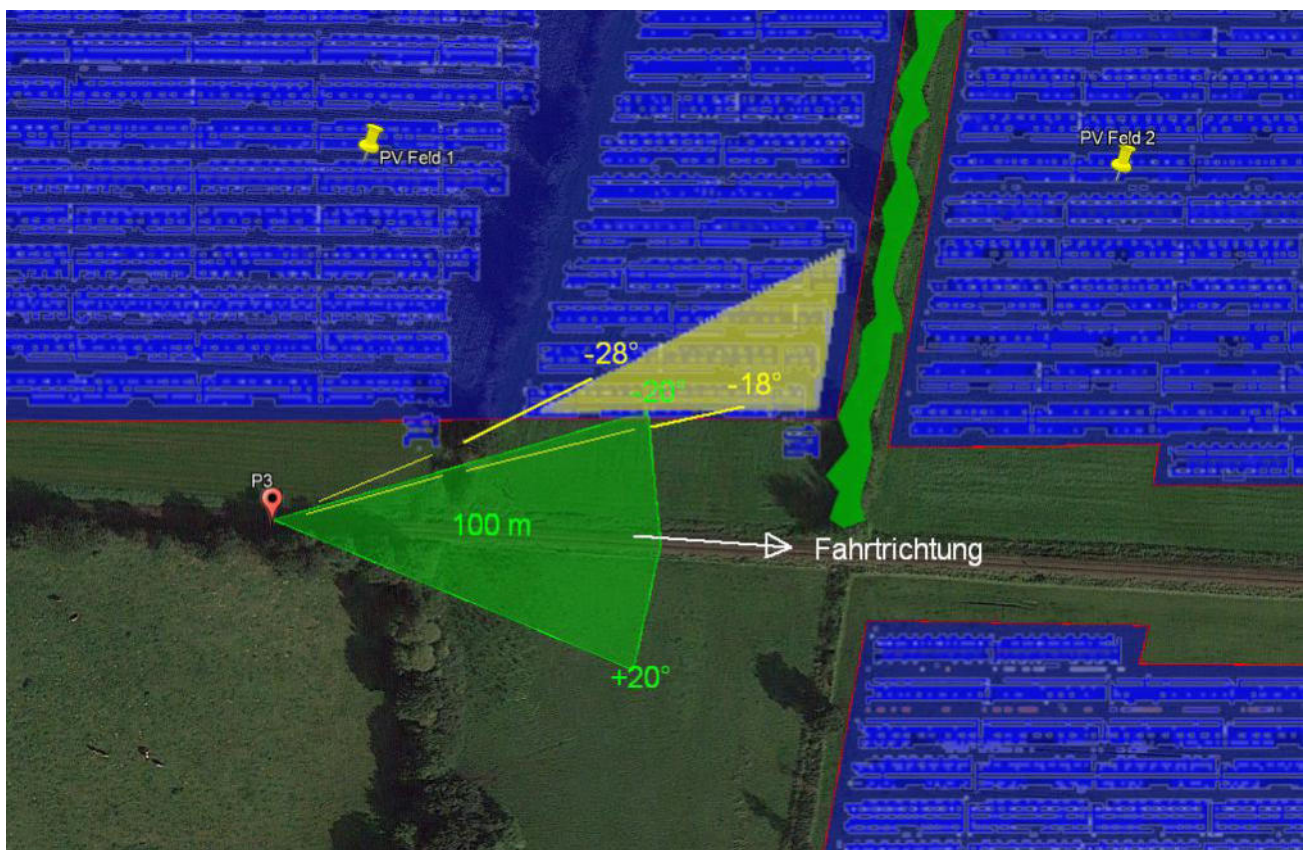


Bild 4.3.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

Rein rechnerisch können bei der Fahrt Richtung Westen auch Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten, diese sind allerdings aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen – sofern sie aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Bewuchs, Hecken, Knicks) überhaupt wahrnehmbar sind.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, L316 östlich

Am Messpunkt P4 auf der L316 im Bereich des Bahnüberganges können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. Mai und dem 09. August morgens zwischen 05:57 – 06:12 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (+/- 20° zur Fahrtrichtung, ca. 100 m), aber aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle und aufgrund des vorhandenen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Beeinträchtigungen des fließenden Verkehrs durch Reflexionen durch die PV Anlage können mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von Verkehrszeichen im Bereich des Bahnüberganges ist nicht beeinträchtigt.

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



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

Bei der weiteren Fahrt Richtung Osten reduziert sich zwar die Entfernung zur PV Anlage aber gleichermaßen vergrößert sich der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen – sofern diese aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überhaupt sichtbar sind.

Wie bereits im Abschnitt 4.2 ausgeführt ist an der südlichen Geländegrenze der PV Felder eine Begrünung geplant, sodass die PV Anlage im Bereich der Gebäude entlang der Straße Wilhelmsburg und auch südlich der Straße (u.a. Nr. 1, Ferienhof Sievers) nicht einsehbar ist.

Als Blendschutzmaßnahme ist die Begrünung allerdings nicht notwendig, da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz an den betreffenden Immissionsorten keine Reflexionen durch die PV Anlage auftreten können.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, L316 südlich

Am Messpunkt P5 auf der L316 können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 4 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 10. Mai und dem 02. August abends zwischen 18:44 – 19:20 Uhr aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels ($\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung, ca. 100 m), sodass potentielle Reflexionen zu vernachlässigen sind. Beeinträchtigungen des fließenden Verkehrs durch Reflexionen durch die PV Anlage können mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

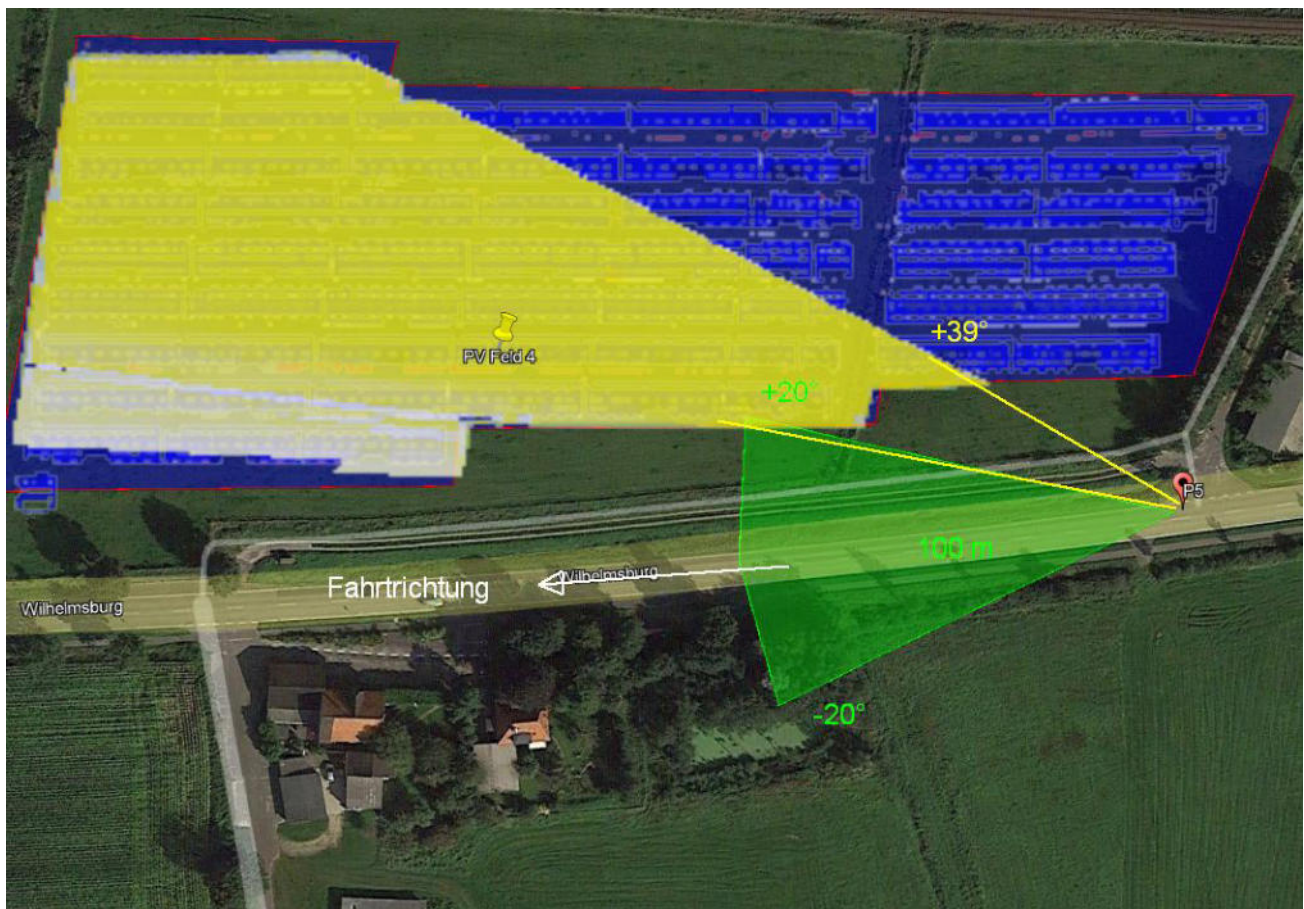


Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen können theoretisch im gelb/weiß markierten Bereich auftreten. Aufgrund des Einfallswinkels und insbesondere aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle sind diese allerdings zu vernachlässigen.

Bei der weiteren Fahrt Richtung Westen reduziert sich zwar die Entfernung zur PV Anlage aber gleichermaßen vergrößert sich der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen.

An den südlich der PV Anlage gelegenen Gebäuden können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz keine Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5 durch das PV Feld 4. Es handelt sich dabei um die unbereinigten Rohdaten. Die Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.3 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Die im Diagramm gezeigten 2835 Minuten entsprechen den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 4 - 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.
- 2,835 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

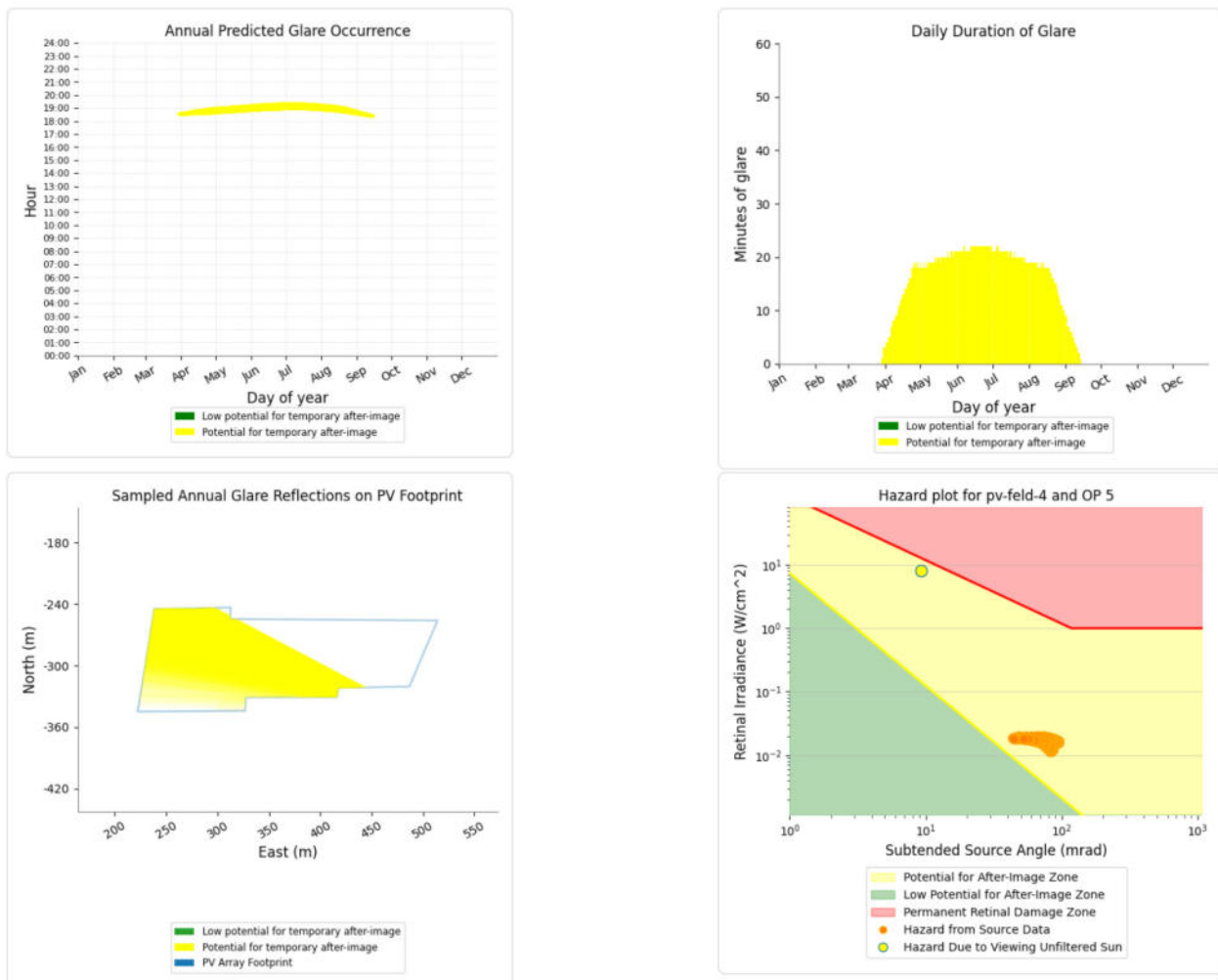


Bild 4.5.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude südwestlich

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Wilhelmsburg 6 können rein rechnerisch an insgesamt 1335 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 4 auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten, morgens zwischen 06:00 – 06:26 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum für das PV Feld 4.

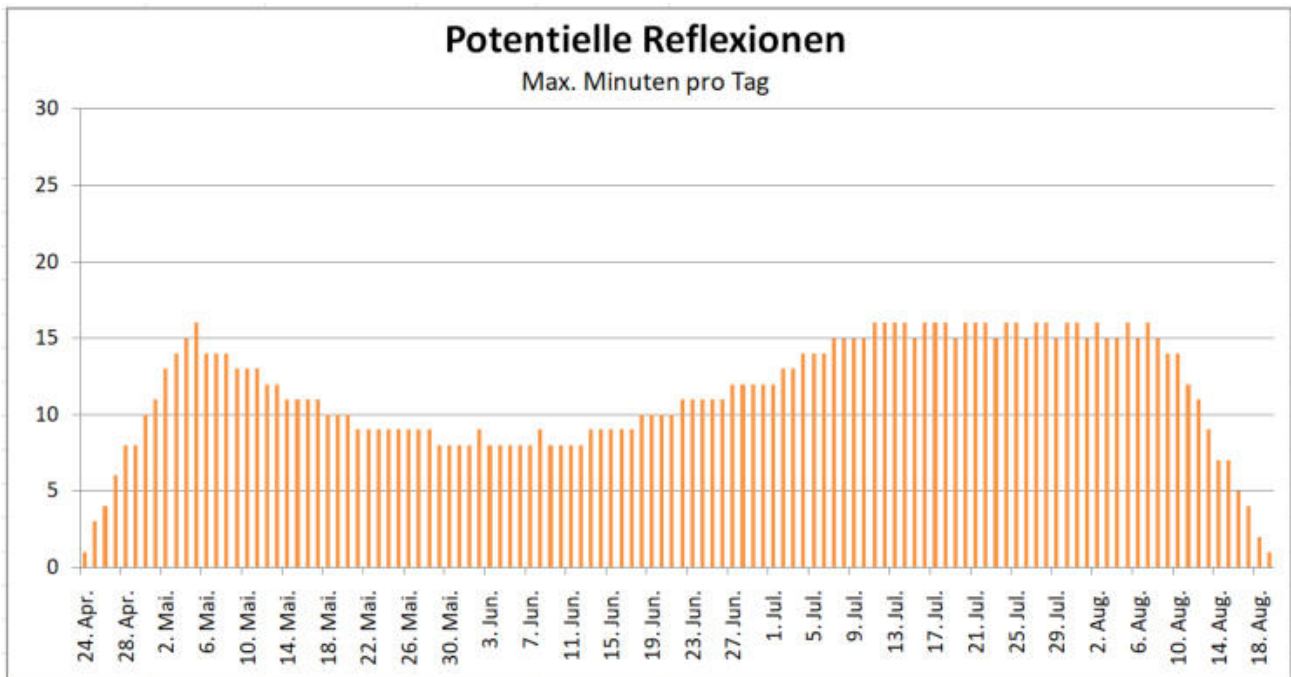


Bild 4.6.1: Reflexionen pro Tag im relevanten Zeitraum (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Gesamtdauer an Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch die jeweilige Dauer pro Tag liegt deutlich unter den Richtwerten der LAI Lichtleitlinie und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Rein rechnerisch können auch Reflexionen durch das PV Feld 2 und 3 auftreten, diese sind allerdings aufgrund der örtlichen Gegebenheiten / Entfernung und der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen.

Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass im Bereich von Messpunkt P6 die PV Anlage aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend nicht einsehbar ist. U.a. die Auswertung von aktuellen Satellitenbildern (06/2021) verdeutlicht, dass aufgrund von Bewuchs durch Büsche, Bäume / Hecken, überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist.

Die folgende Skizze zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P6 und die örtlichen Gegebenheiten. Relevante Gebäude (schutzwürdige Zone) können überwiegend nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden kann.

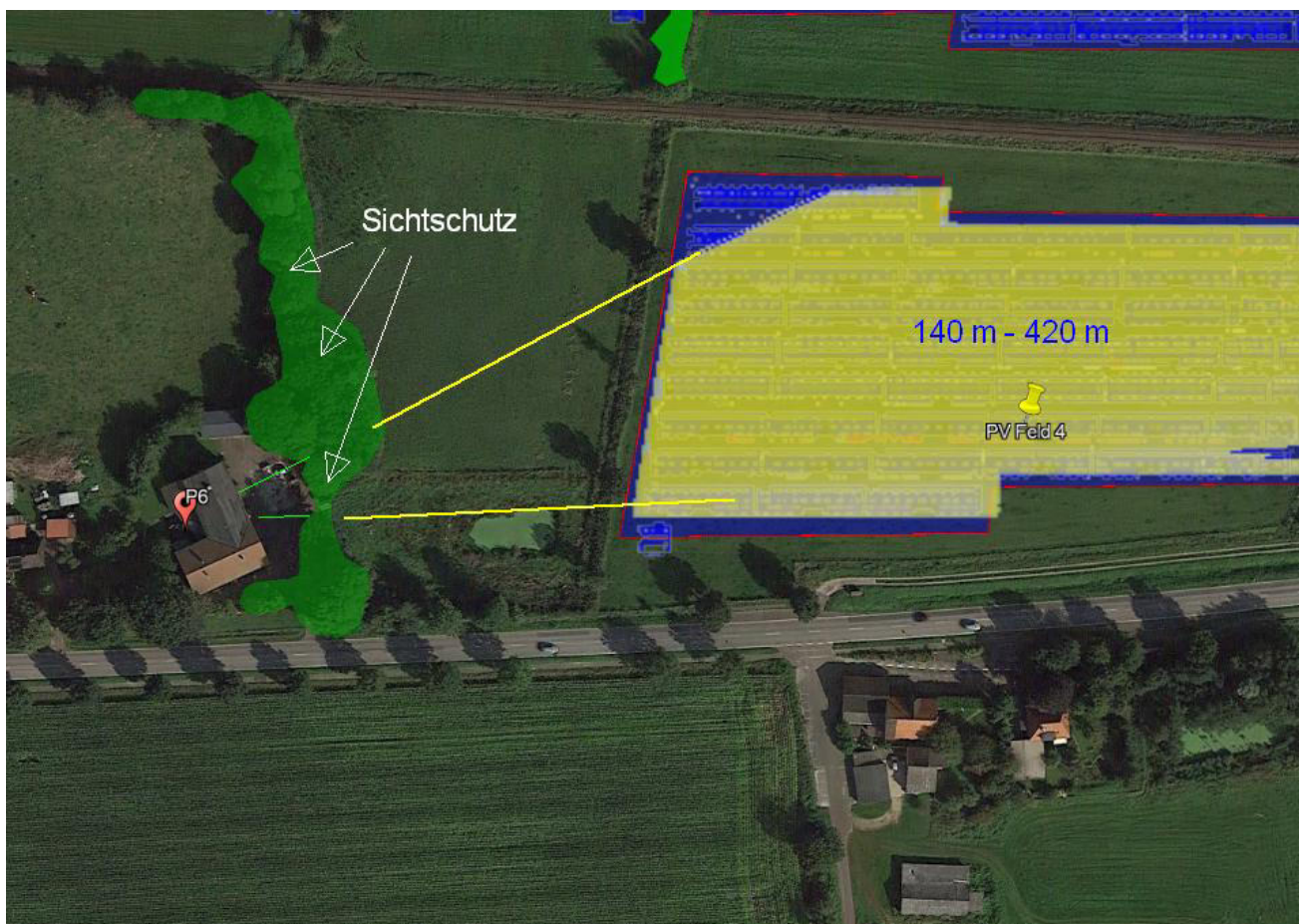


Bild 4.6.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die rechnerisch ermittelten Werte sind in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar bzw. liegen in einem zu tolerierenden Bereich.

Eine „erhebliche Belästigung“ durch Reflexionen durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Steinfeld kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die Bahnstrecke Büsum-Neumünster eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Auf der L316 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber auch hier liegen die Einfallswinkel überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung des fließenden Verkehrs durch Reflexionen kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

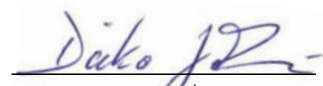
Die umliegenden Gebäude, u.a. an der Adresse Wilhelmsburg 6, können theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist allerdings überwiegend kein Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Darüber hinaus ist an der südlichen Geländegrenze eine Begrünung geplant, sodass die PV Anlage im Bereich der Gebäude überwiegend nicht einsehbar ist. Eine Beeinträchtigung bzw. eine „erhebliche Belästigung“ von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Immissionsorte südlich der PV Anlage und insbesondere Gebäude südlich der Straße Wilhelmsburg (u.a. Ferienhof Sievers) können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 13.09.2022

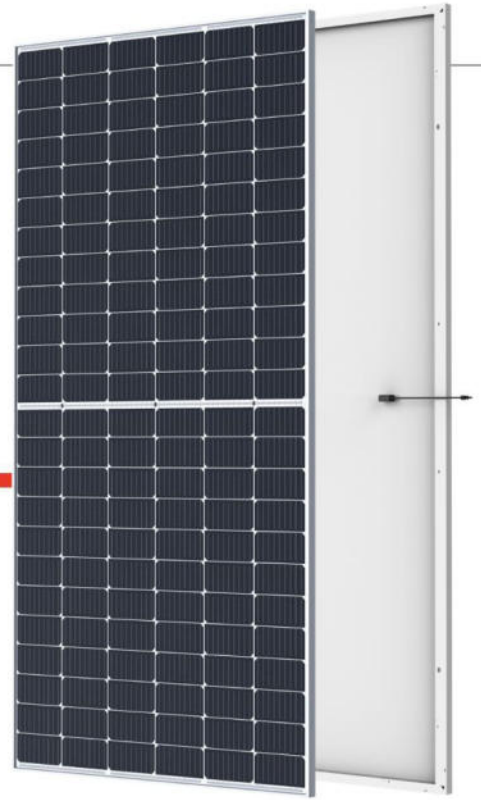

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



THE TALLMAX^M

FRAMED 144 LAYOUT MODULE



144 LAYOUT
MONOCRYSTALLINE MODULE

440-465W
POWER OUTPUT RANGE

21.3%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



PRODUCTS

TSM-DE17M(II)

POWER RANGE

440-465W



High power

- Up to 465W front power and 21.3% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power



High reliability

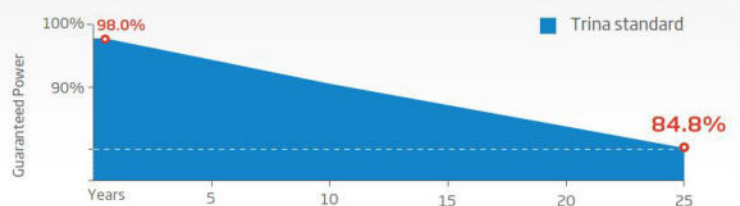
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



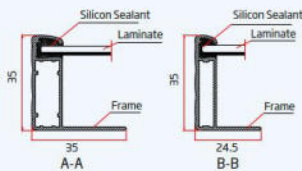
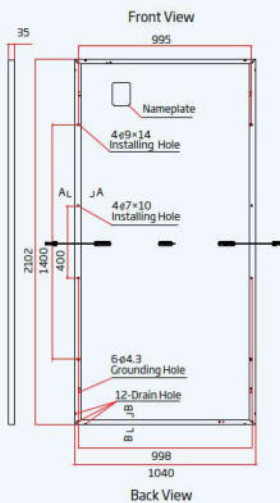
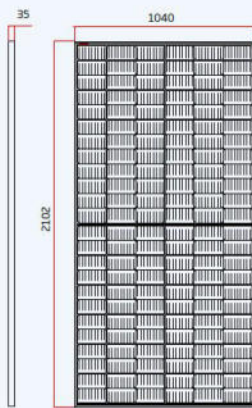
High energy generation

- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

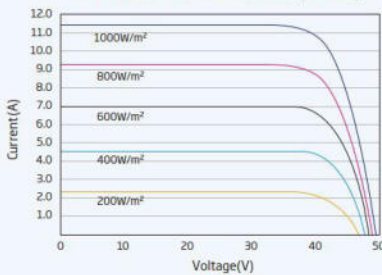
PERFORMANCE WARRANTY



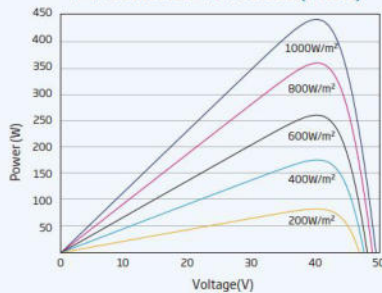
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(445W)



P-V CURVES OF PV MODULE(445W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	440	445	450	455	460	465
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.7	40.8	41.0	41.2	41.3	41.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.82	10.90	10.98	11.06	11.13	11.14
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	49.2	49.4	49.6	49.8	50.0	50.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.39	11.46	11.53	11.61	11.68	11.69
Module Efficiency η_m (%)	20.1	20.4	20.6	20.8	21.0	21.3

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	332	336	340	344	347	351
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.4	38.5	38.7	38.9	39.1	39.4
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.66	8.71	8.77	8.84	8.89	8.90
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.3	46.5	46.6	46.8	47.0	47.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.18	9.24	9.29	9.36	9.41	9.42

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/ °C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/ °C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/ °C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 682 pieces

Steenfeld

Steenfeld

Created Aug. 18, 2022
Updated Aug. 18, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 74298.13107

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 MW



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

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

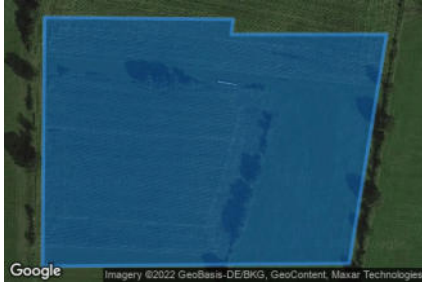
PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	18.0	180.0	121	10,452	-
PV Feld 2	18.0	180.0	0	5,901	-
PV Feld 3	18.0	180.0	14	16,853	-
PV Feld 4	18.0	180.0	299	6,568	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 185,604 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 43,485 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.126098	9.371946	41.42	1.90	43.32
2	54.126085	9.374113	40.74	1.90	42.64
3	54.125985	9.374092	40.56	1.90	42.46
4	54.125985	9.375873	39.88	1.90	41.78
5	54.124451	9.375443	40.42	1.90	42.32
6	54.124432	9.371924	41.66	1.90	43.56

Name: PV Feld 2
Footprint area: 53,123 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.125952	9.376152	39.37	1.90	41.27
2	54.125952	9.378984	39.21	1.90	41.11
3	54.125726	9.378984	39.05	1.90	40.95
4	54.125694	9.381216	41.44	1.90	43.34
5	54.124311	9.380196	40.77	1.90	42.67
6	54.124324	9.376892	39.23	1.90	41.13
7	54.124418	9.376903	39.15	1.90	41.05
8	54.124405	9.375712	39.77	1.90	41.67

Name: PV Feld 3
Footprint area: 67,484 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.125577	9.382882	43.39	1.90	45.29
2	54.125514	9.388429	44.96	1.90	46.86
3	54.125414	9.388450	44.91	1.90	46.81
4	54.125495	9.389609	44.11	1.90	46.01
5	54.124175	9.388311	43.98	1.90	45.88
6	54.124175	9.387796	42.89	1.90	44.79
7	54.124049	9.387807	43.20	1.90	45.10
8	54.124100	9.384234	44.07	1.90	45.97
9	54.124188	9.384239	44.35	1.90	46.25
10	54.124181	9.381466	41.88	1.90	43.78

Name: PV Feld 4
Footprint area: 21,513 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.123898	9.375593	39.67	1.90	41.57
2	54.123911	9.376730	39.17	1.90	41.07
3	54.123810	9.376719	39.22	1.90	41.12
4	54.123798	9.379809	40.13	1.90	42.03
5	54.123219	9.379391	40.47	1.90	42.37
6	54.123207	9.378340	37.48	1.90	39.38
7	54.123125	9.378307	37.69	1.90	39.59
8	54.123125	9.376956	38.73	1.90	40.63
9	54.123006	9.376945	38.96	1.90	40.86
10	54.122999	9.375346	39.88	1.90	41.78

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.123658	9.389058	43.77	0.00	43.77
OP 2	54.123979	9.379466	40.54	0.00	40.54
OP 3	54.124155	9.373372	41.35	0.00	41.35
OP 4	54.123476	9.385016	43.43	0.00	43.43
OP 5	54.122973	9.379491	40.14	0.00	40.14
OP 6	54.123052	9.373403	43.72	0.00	43.72

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	18.0	180.0	121	10,452	-	
PV Feld 2	18.0	180.0	0	5,901	-	
PV Feld 3	18.0	180.0	14	16,853	-	
PV Feld 4	18.0	180.0	299	6,568	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	35	3	0	0	0	0	37	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	17	600	1411	1458	1468	939	168	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	42	601	1004	1066	1062	841	149	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	160	963	1278	1399	1369	1119	447	0	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	12	0	0	0	0	0	15	0	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	395	969	1091	1129	1126	996	741	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

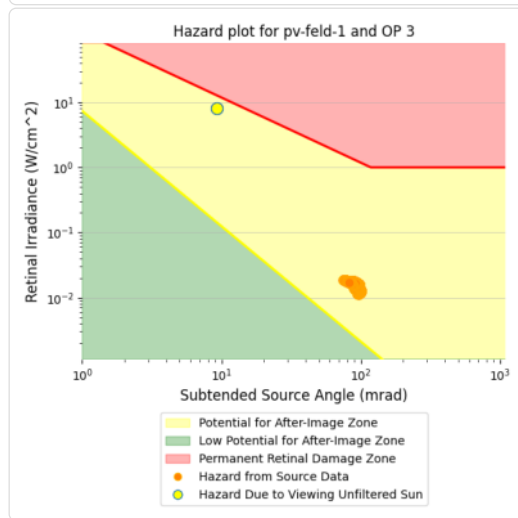
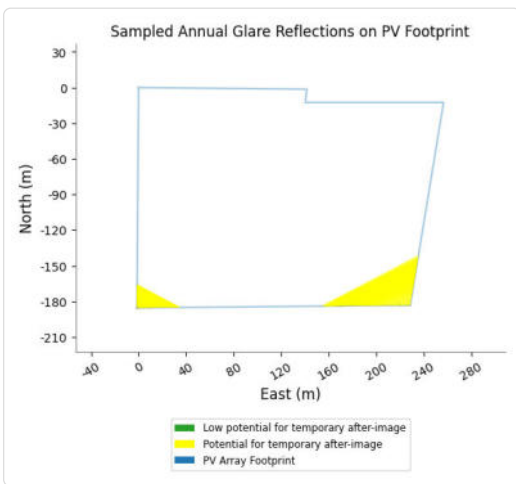
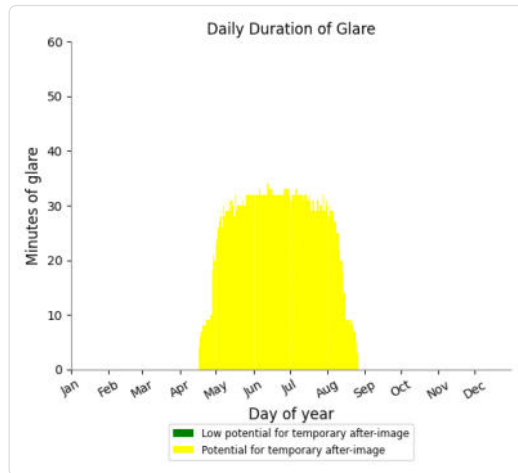
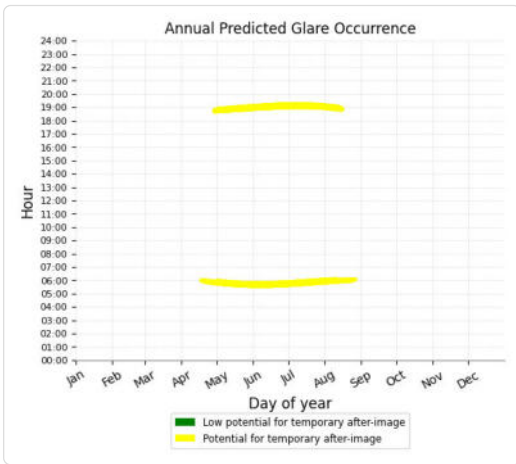
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	118	1306
OP: OP 2	0	2089
OP: OP 3	0	3448
OP: OP 4	3	2459
OP: OP 5	0	1150
OP: OP 6	0	0

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

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

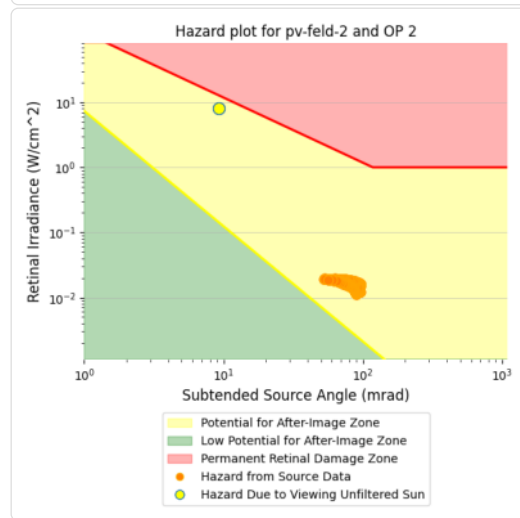
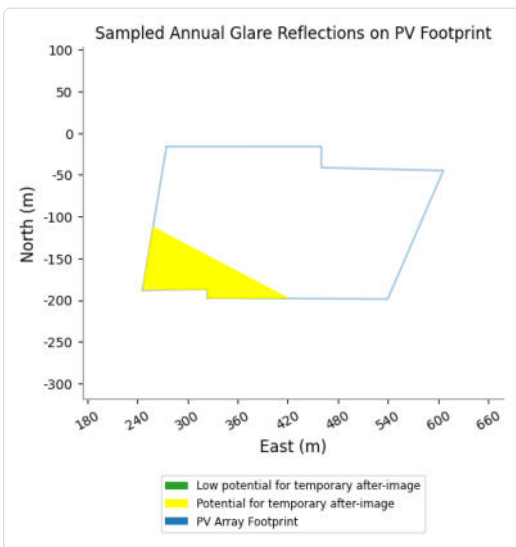
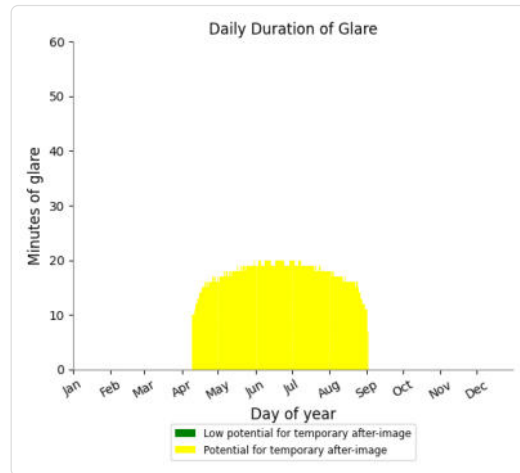
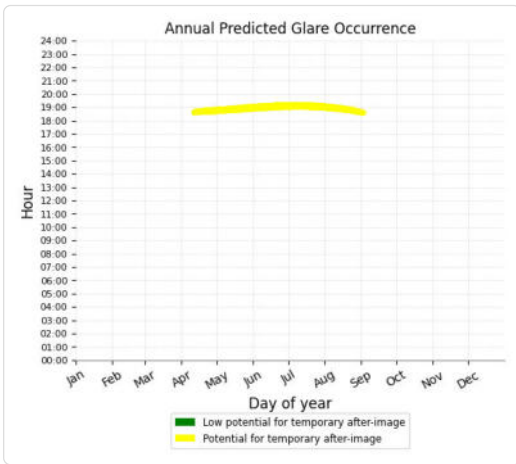
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,448 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

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

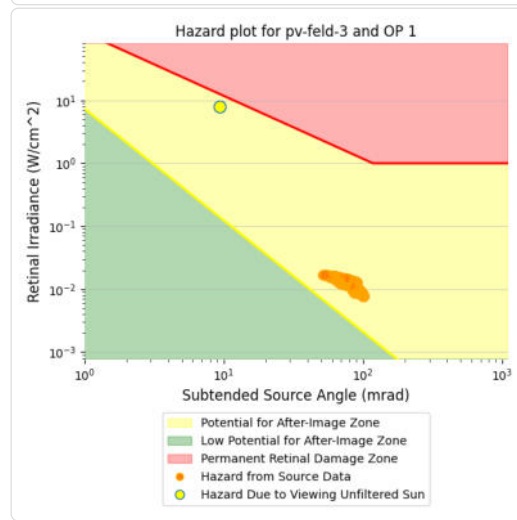
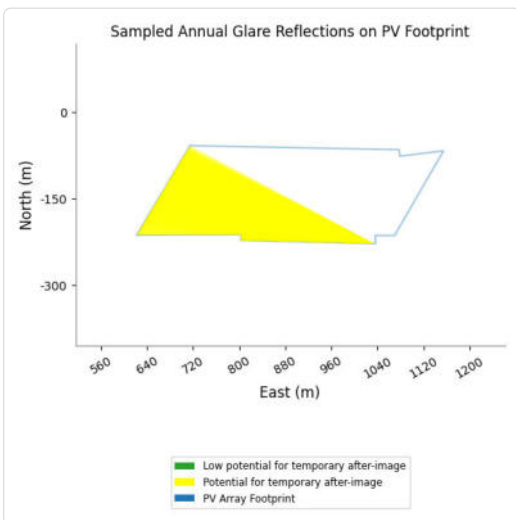
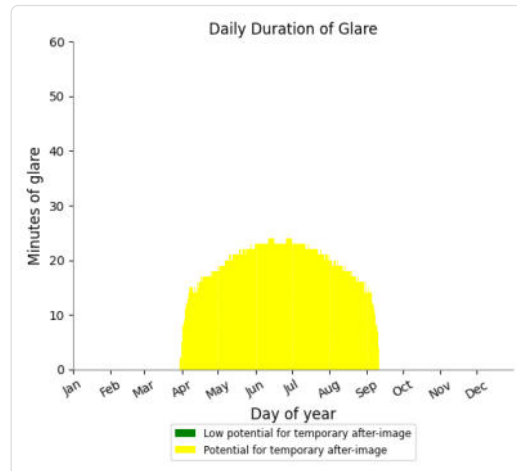
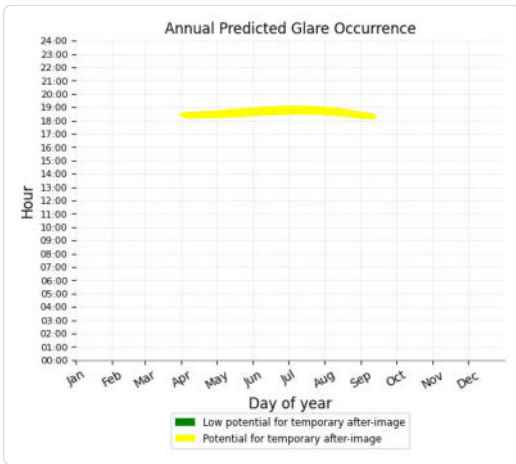
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,539 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

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

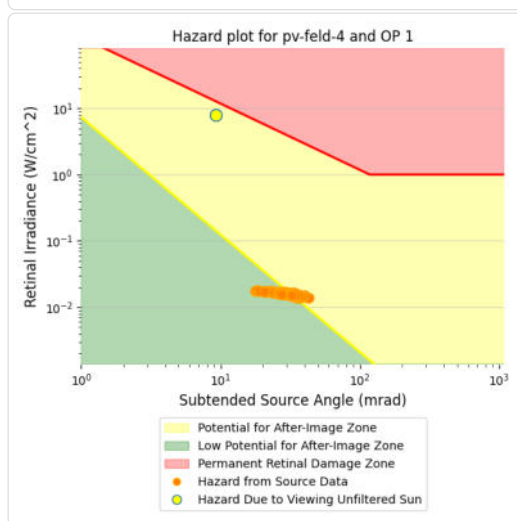
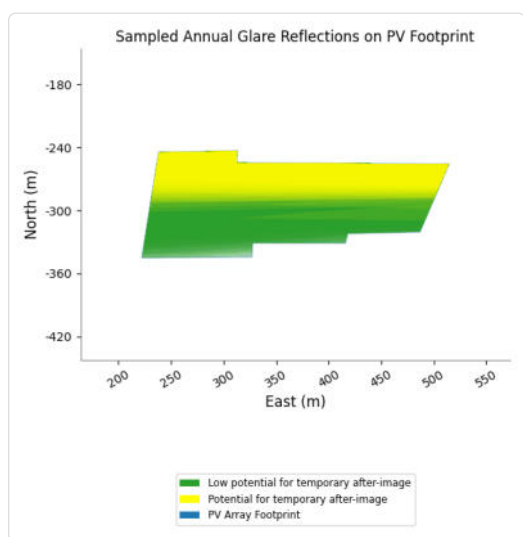
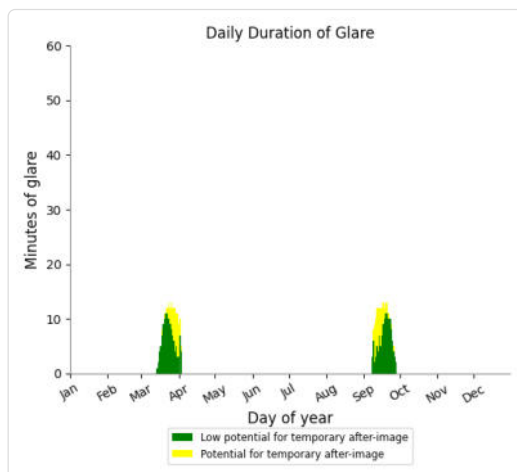
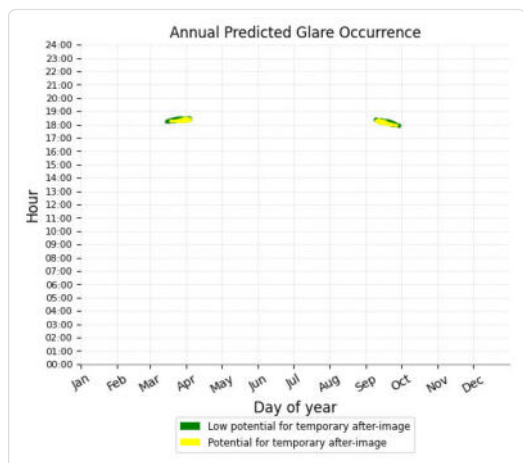
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,159 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4 - OP Receptor (OP 1)

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

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



PV Feld 4 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

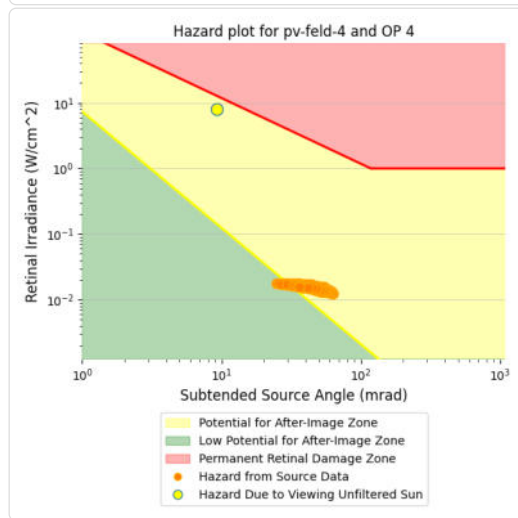
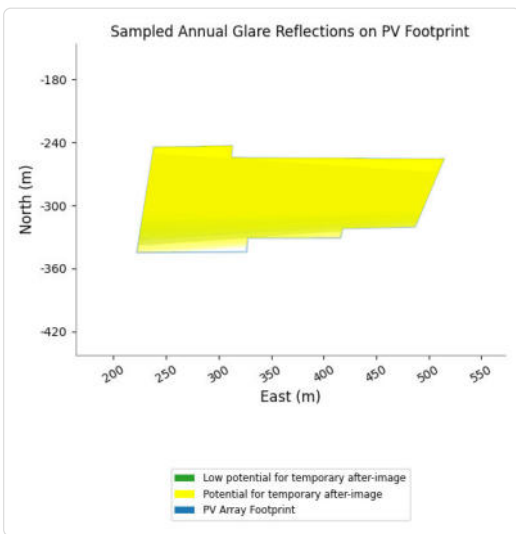
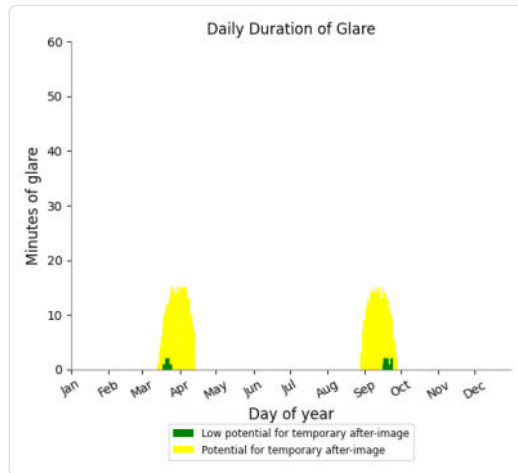
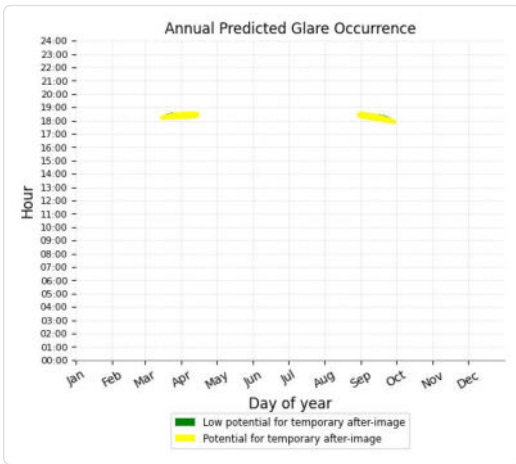
PV Feld 4 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 4 - OP Receptor (OP 4)

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

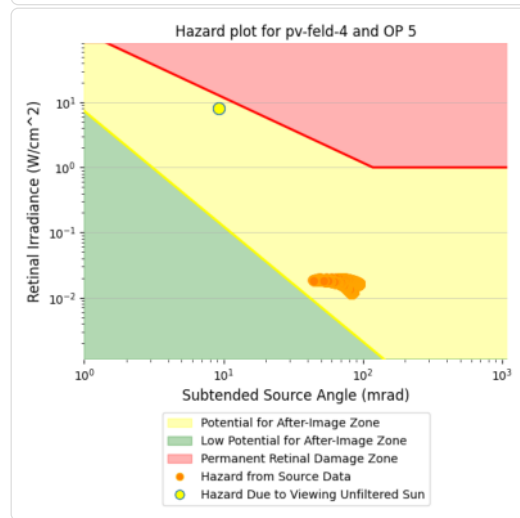
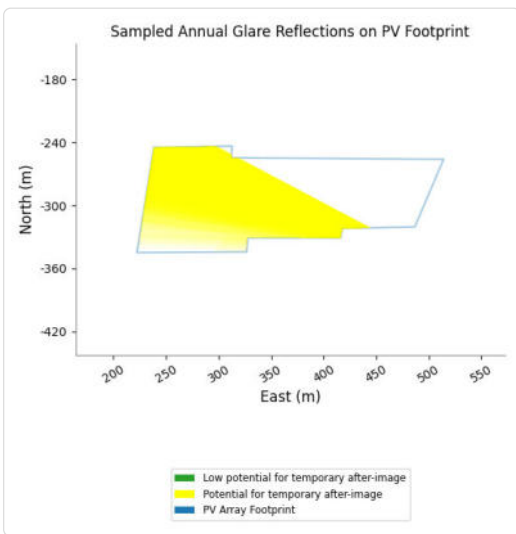
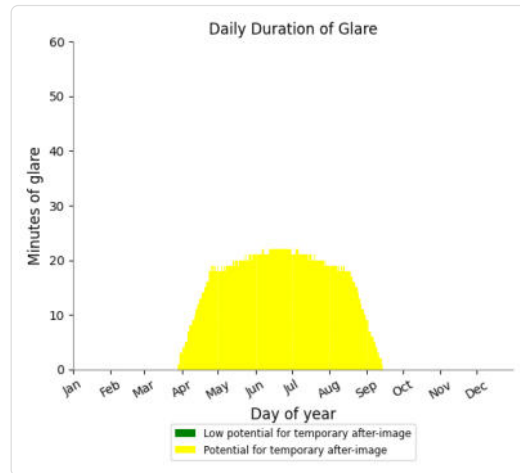
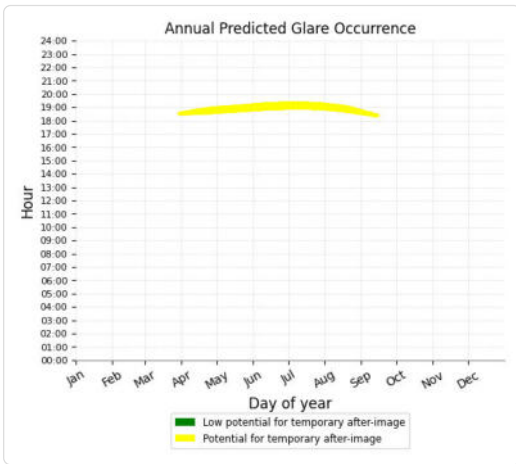
- 27 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 676 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4 - OP Receptor (OP 5)

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

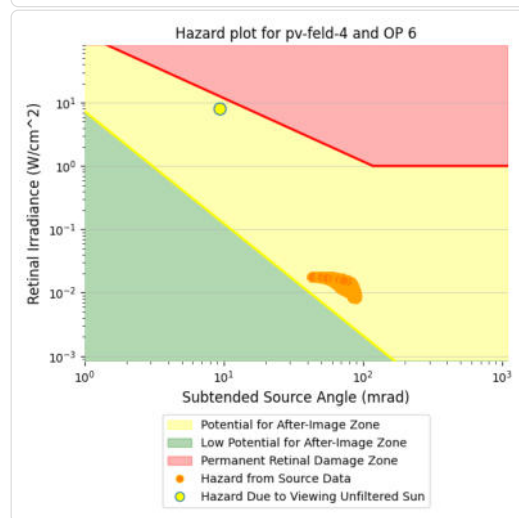
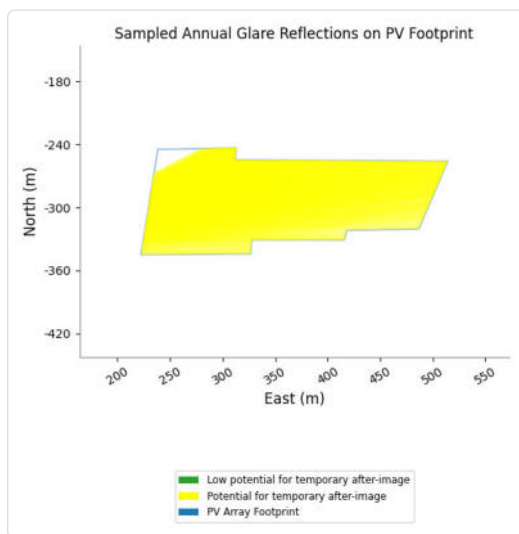
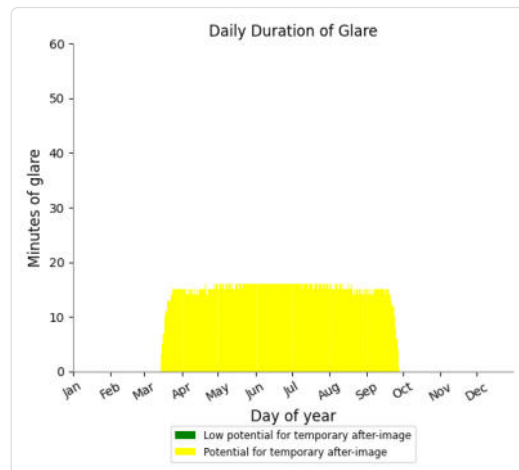
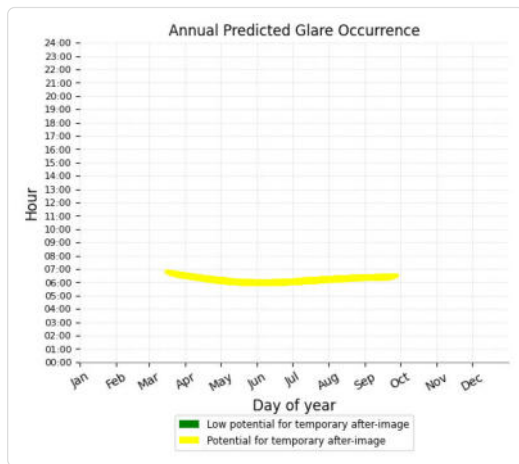
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,835 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4 - 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.
- 2,936 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

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

