

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Warlin

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Warlin in Mecklenburg-Vorpommern**

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	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke Südost	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Motorsportanlage Warlin	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gewerbegebiet westlich	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang	23 - 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Warlin

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Warlin“ für die Bahnstrecke Bützow–Szczecin sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. 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 „Warlin“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die einspurige Bahnstrecke Bützow–Szczecin sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. 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 Licht-Leitlinie 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 Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1 km südlich der Ortschaft Warlin, ca. 8 km östlich von Neubrandenburg in Mecklenburg-Vorpommern. Südlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 300 m die einspurige Bahnstrecke Bützow–Szczecin. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 1 km südlich der Ortschaft Warlin, ca. 8 km südöstlich von Neubrandenburg in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist leicht abfallend nach Süden .
Koordinaten (Mitte)	<u>53.565°N, 13.395°O, 50 m ü.N.N.</u>
Grenzlänge entlang der Bahnstrecke	ca. 300 m
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 20 m – 40 m
Entfernung zu angrenzenden Straßen	nicht relevant
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	nicht relevant

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

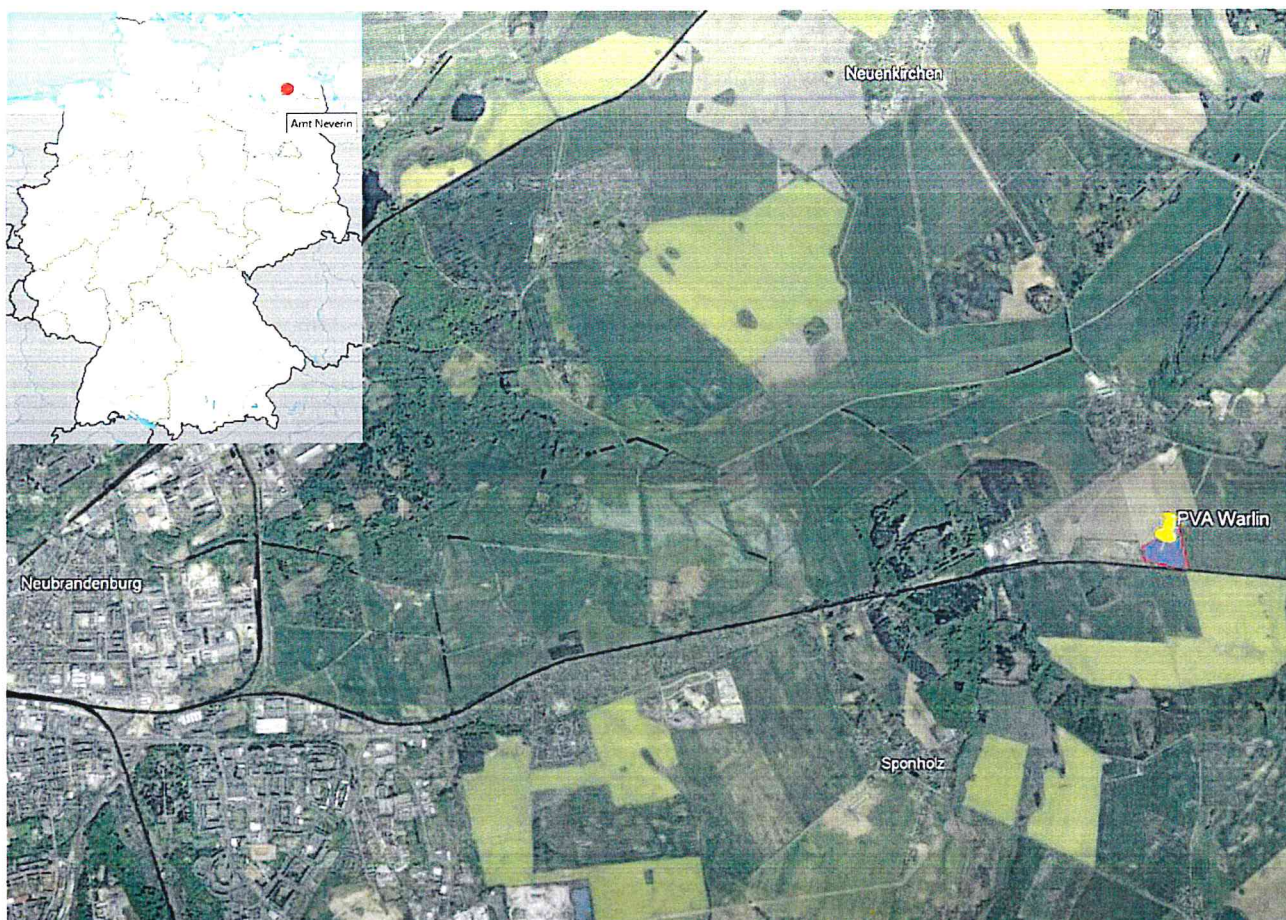


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

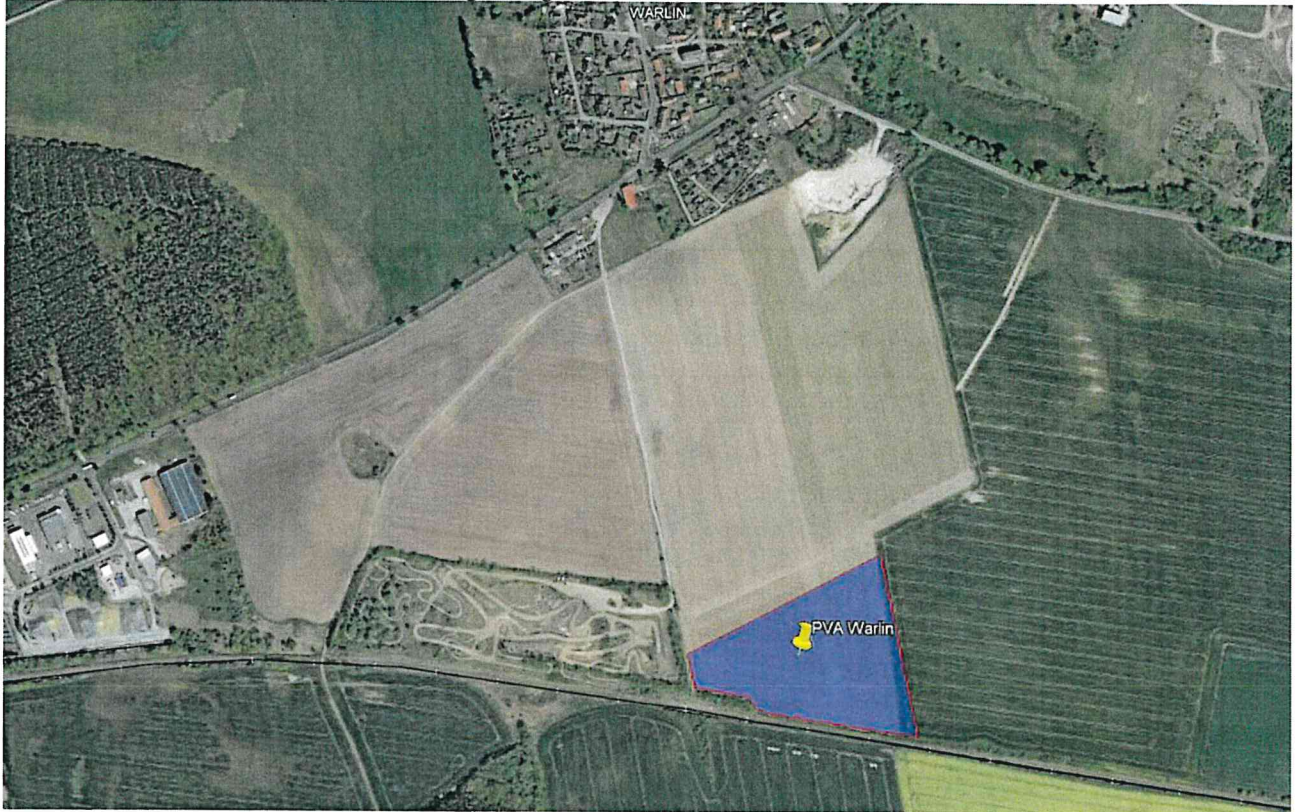


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage



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 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 die PV Fläche und Umgebung. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage theoretisch erreicht werden, allerdings sind aufgrund der großen Entfernung von ca. 850 m keine Beeinträchtigungen zu erwarten. Der Standort wird zu Kontrollzwecken untersucht. Weitere Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie sind in der relevanten Umgebung nicht vorhanden oder sind aufgrund von Entfernung und/oder der Lage nicht von Reflexionen betroffen.



Bild 2.2.1: Gebäude westlich und südöstlich 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.

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:

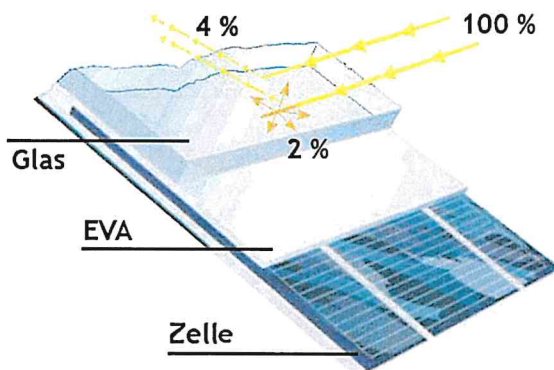


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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:

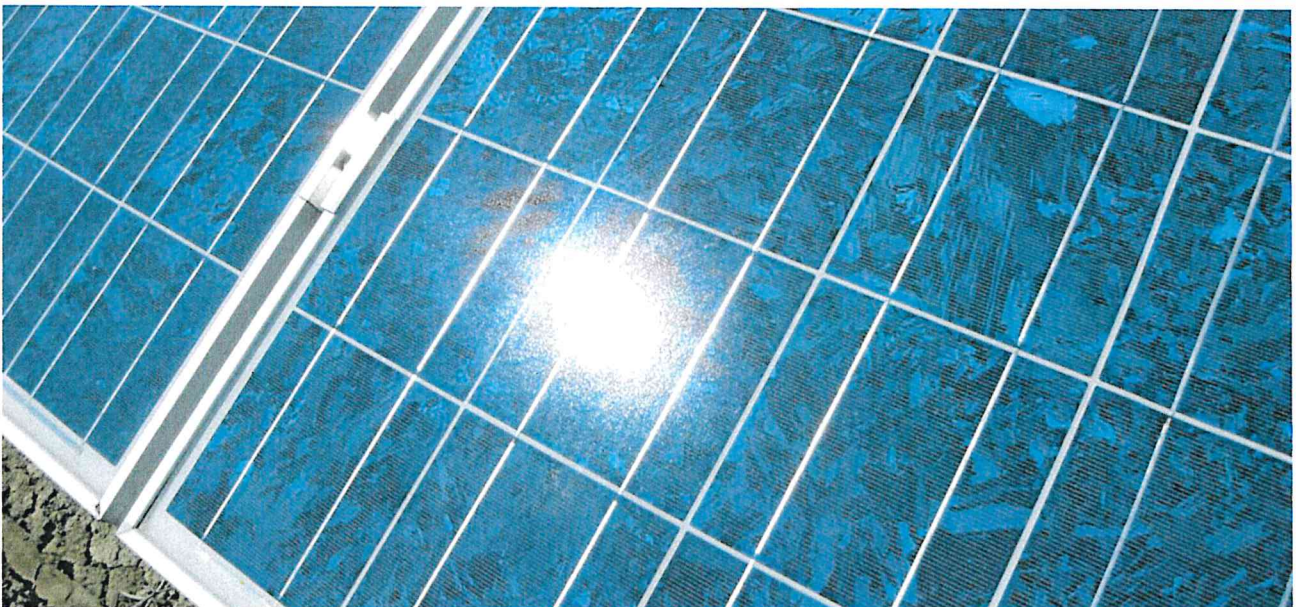


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.

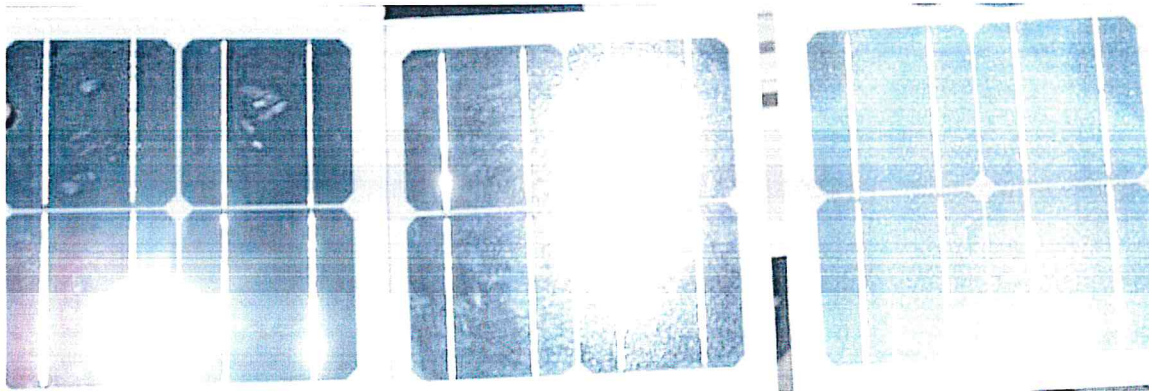


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

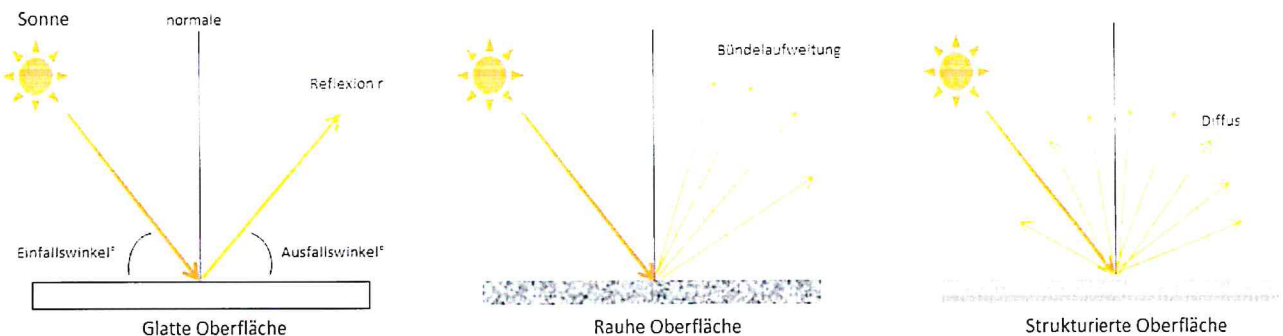


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Ecodelta mit speziellen Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden.

Mit der Installation derartiger Module kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.



Low iron, anti reflective coated glass gives 2% Energy gain.



Matching gives 2% additional



Bild 3.2.5: Auszug aus Moduldatenblatt.

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 FAA² 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:

$$\cos(\theta_P) = -\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_P) \cdot \cos(\alpha_S + 180^\circ - \alpha_P) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_P)$$

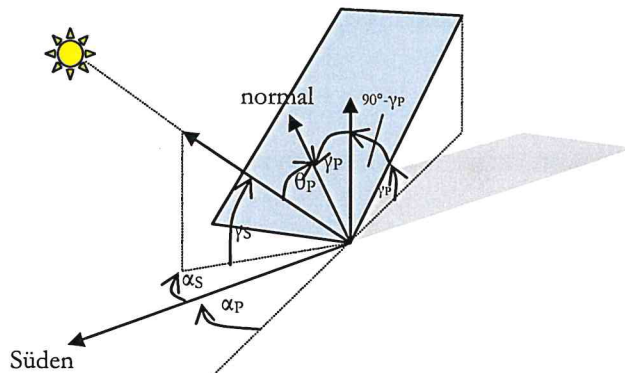


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

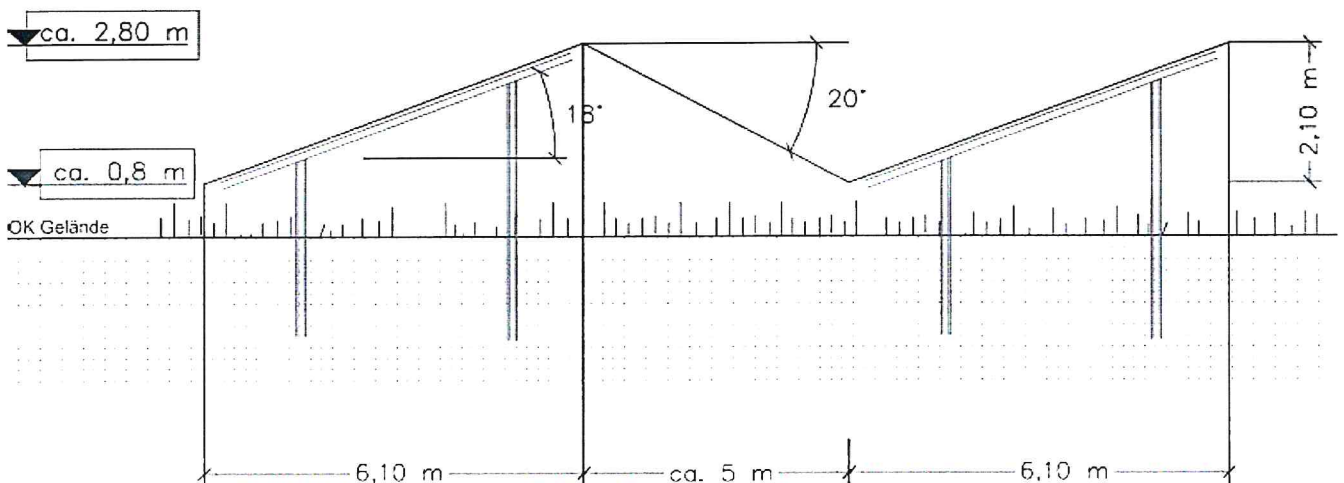


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Ecodelta (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° = Süden
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,80 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Umgebung	2 Messpunkt (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe)

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 Erfahrungswertem 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 nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Warlin wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 2 Messpunkte im Umfeld. Andere Standorte wurden nicht weiter 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-P4:

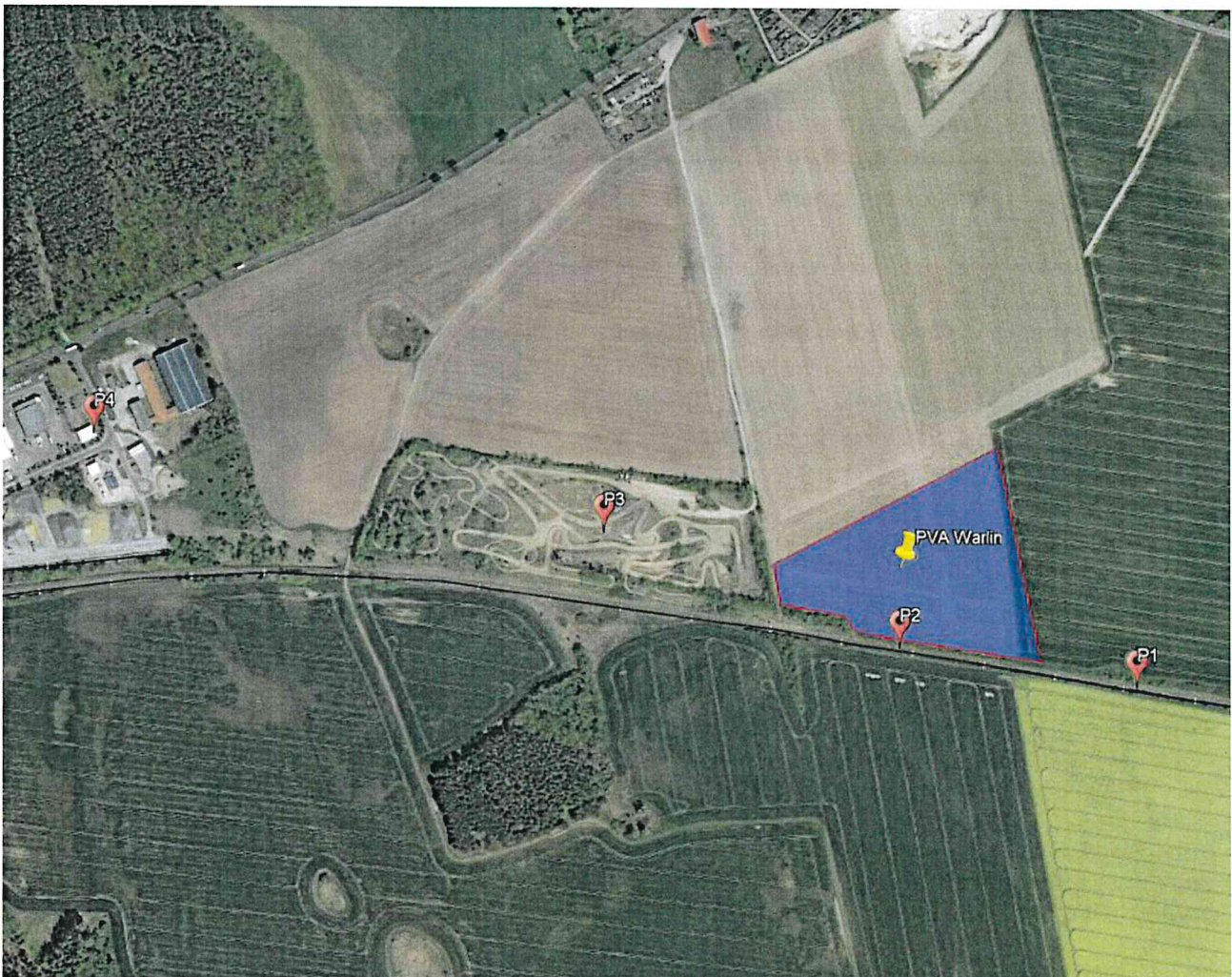


Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt. Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁵ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

⁵ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

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.

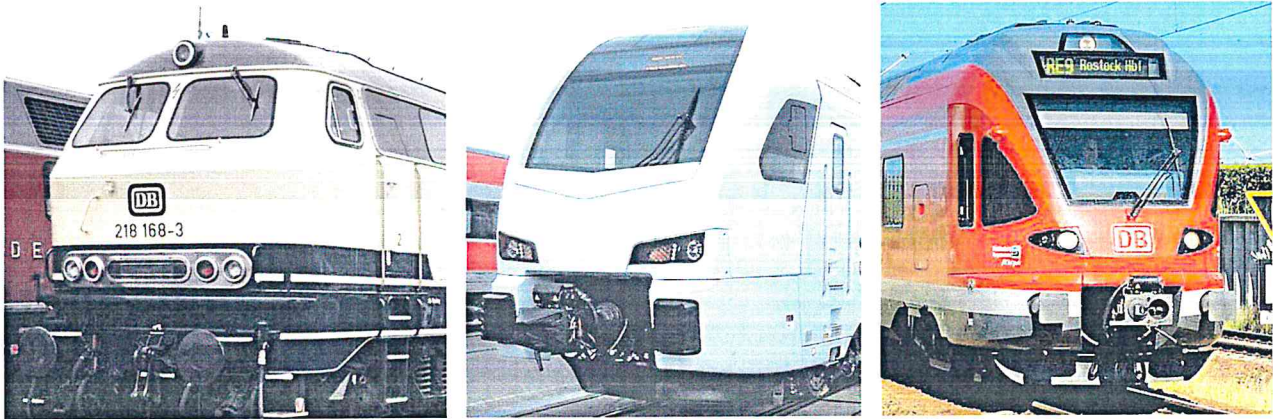


Bild 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

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 $\pm 20^\circ$ 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 3.6.2: 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.

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. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ 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 Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/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.

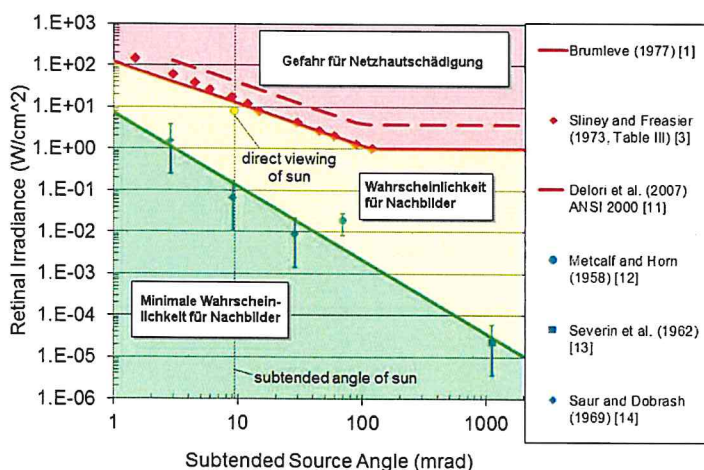


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁶ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁷ 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 Warlin wird für 3 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 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
P1 Bahnstrecke Südost	1617 ^W
P2 Bahnstrecke Mitte	848 ^W
P3 Motorsportanlage Warlin	0
P4 Gewerbegebiet westlich	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke Südost

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke südöstlich der geplanten PV Anlage können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Westen (Neubrandenburg) Reflexionen auftreten. Diese können nur zwischen dem 24. April und dem 18. August abends zwischen 18:02 – 18:33 für maximal 15 Minuten pro Tag⁸ aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen teilweise in dem für Zugführer relevanten Sichtwinkel und könnten ggf. als störend empfunden werden. Aufgrund der großen Entfernung von 140 m – 460 m zur Immissionsquelle sind Reflexionen allerdings zu vernachlässigen bzw. zu relativieren. Eine Beeinträchtigung für Zugführer durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von evt. vorhandenen DB Signalanlagen wäre nicht beeinträchtigt.

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

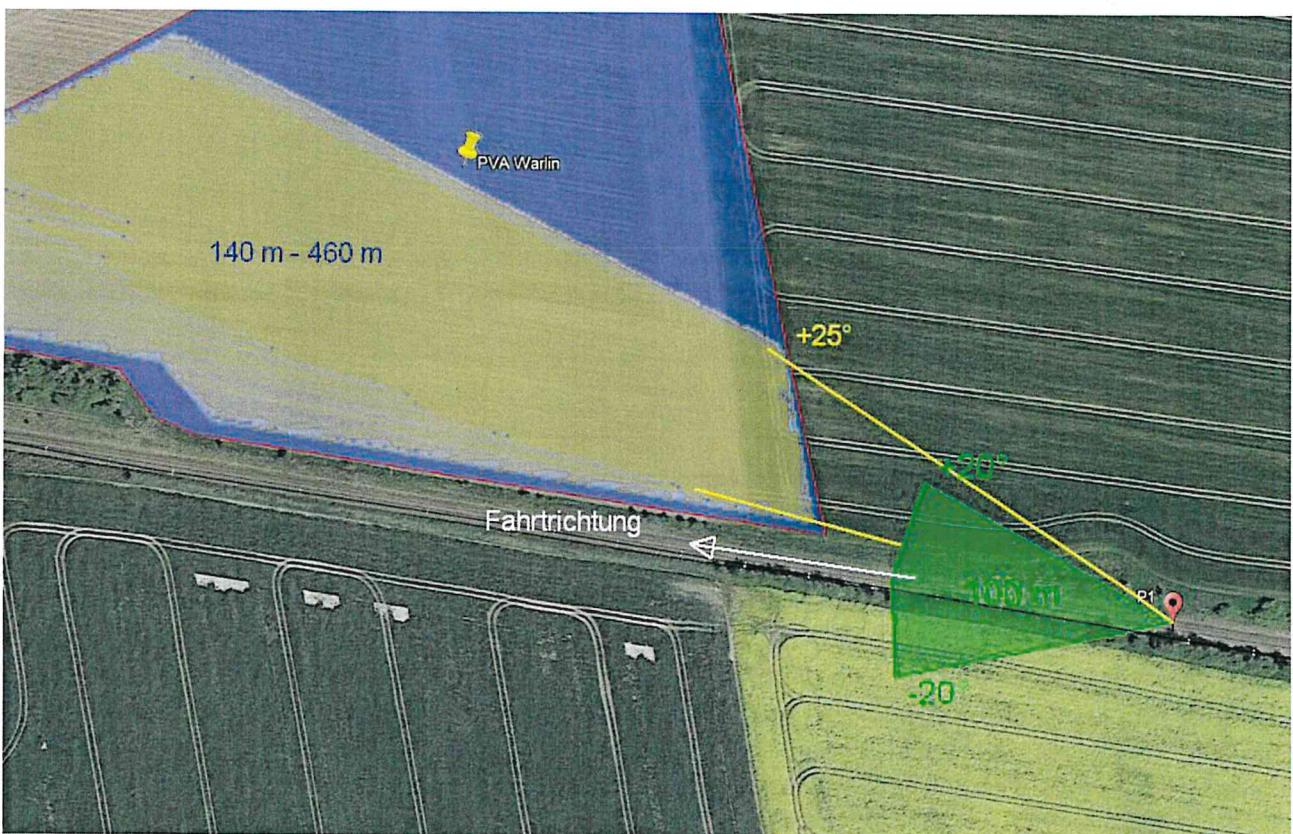


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wäre der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Lt. Fahrplan⁹ für 2022 verkehrt auf dem eingleisigen Streckenabschnitt in der relevanten Uhrzeit nur der Zug mit der Zugnummer RE 5362 (Pasewalk Richtung Neubrandenburg). Frühere oder spätere Züge wären aufgrund des kurzen Zeitfensters nicht von potentiellen Reflexionen betroffen. Bei einer Fahrplanänderung könnte sich das ggf. ändern und daher bezieht sich die Aussage auf den aktuellen Fahrplan.

⁸ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

⁹ https://assets.static-bahn.de/dam/jcr:7d5f09cc-5240-4766-9bc8-ed2e08f32eee/Pasewalk_2122_Ab.pdf

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze (Pseudo 3D) beispielhaft die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen am 20. Mai um 18:20 Uhr. Der Verlauf der Lichtstrahlen ist durch gelbe Pfeile symbolisiert.

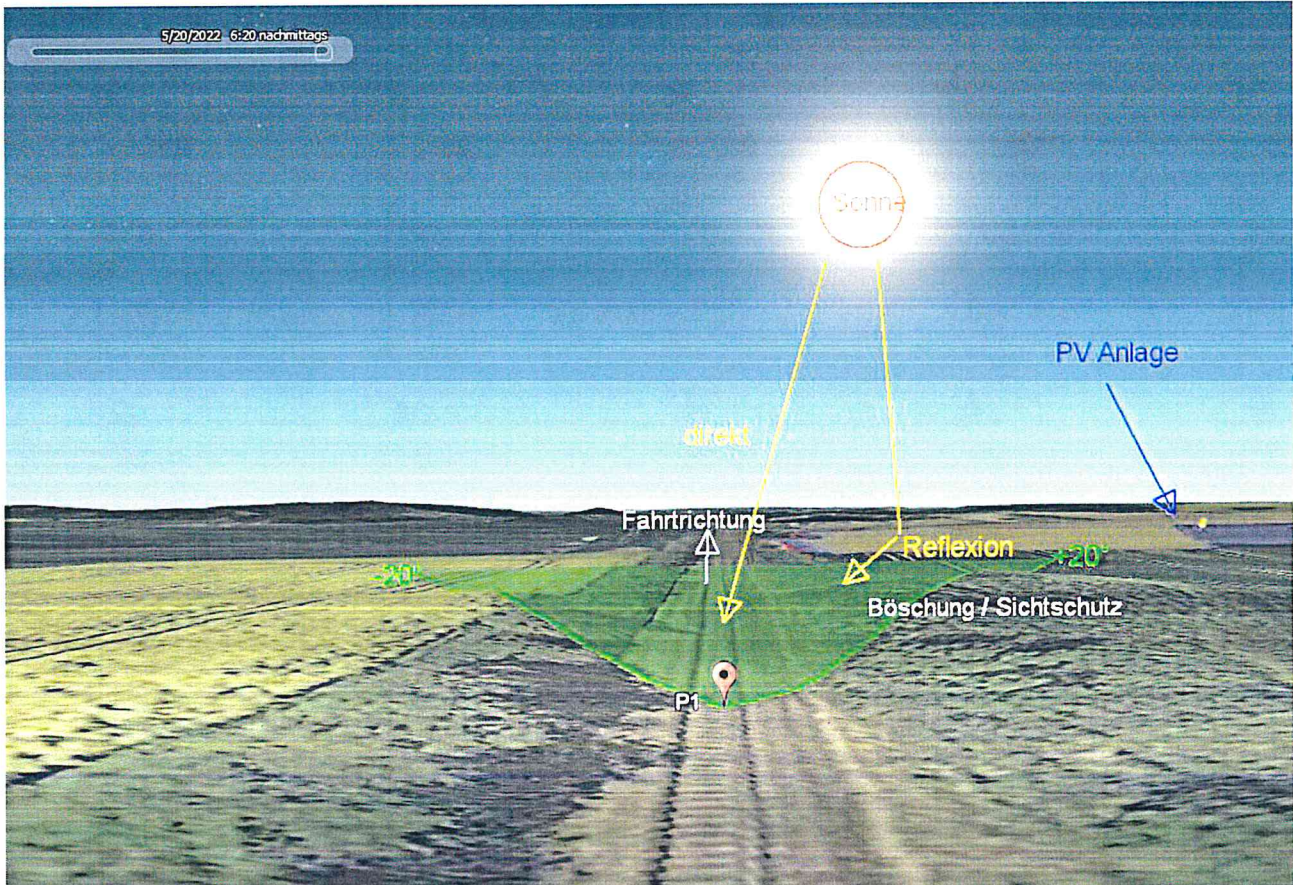


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich. In dem gelb/weiß markierten Bereich rechts im Bild könnten theoretisch Reflexionen auftreten. Der Bereich ist anhand der unbereinigten Rohdaten dargestellt und wäre nach Bereinigung der Rohdaten entsprechend kleiner bzw. schmaler. Die Skizze verdeutlicht auch, dass in solchen Konstellationen die tief stehende Sonne überwiegend selbst die Ursache für mögliche Blendwirkungen darstellt.

Potentielle Reflexionen liegen überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels und/oder in großer Entfernung und sind daher zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist an der Bahnstrecke eine leichte Erhebung/Böschung vorhanden, sodass die PV Anlage teilweise nicht einsehbar ist.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können bei der Fahrt Richtung Westen (Neubrandenburg) in der Zeit zwischen dem 10. Mai - 02. August insgesamt nur an 848 Minuten pro Jahr in der Zeit zwischen 18:21 - 18:49 Uhr für max. 15 Minuten pro Tag auftreten. Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer wären Reflexionen zu vernachlässigen aber entscheidend für die Beurteilung ist auch hier der Umstand, dass die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen und darüber hinaus kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Lt. aktuellem Fahrplan fährt im relevanten Zeitraum auf diesem Streckenabschnitt nur ein Zug (Zugnummer RE 5362 von Pasewalk nach Neubrandenburg). Frühere oder spätere Züge wären aufgrund des kurzen Zeitfensters nicht von potentiellen Reflexionen betroffen.

Auch bei der Fahrt Richtung Osten können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind allerdings keine Reflexionen mehr nachweisbar. Das ist überwiegend damit begründet, dass in den betreffenden Zeiten morgens die Sonne dicht über dem Horizont steht (weniger als 10°) und daher die Sonne selbst überwiegend Ursache für mögliche Blendwirkungen darstellt – sofern sie aufgrund von örtlichen Gegebenheiten dicht über dem Horizont überhaupt sichtbar ist. Aber auch bei der Fahrt Richtung Osten liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und wären daher zu vernachlässigen.

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

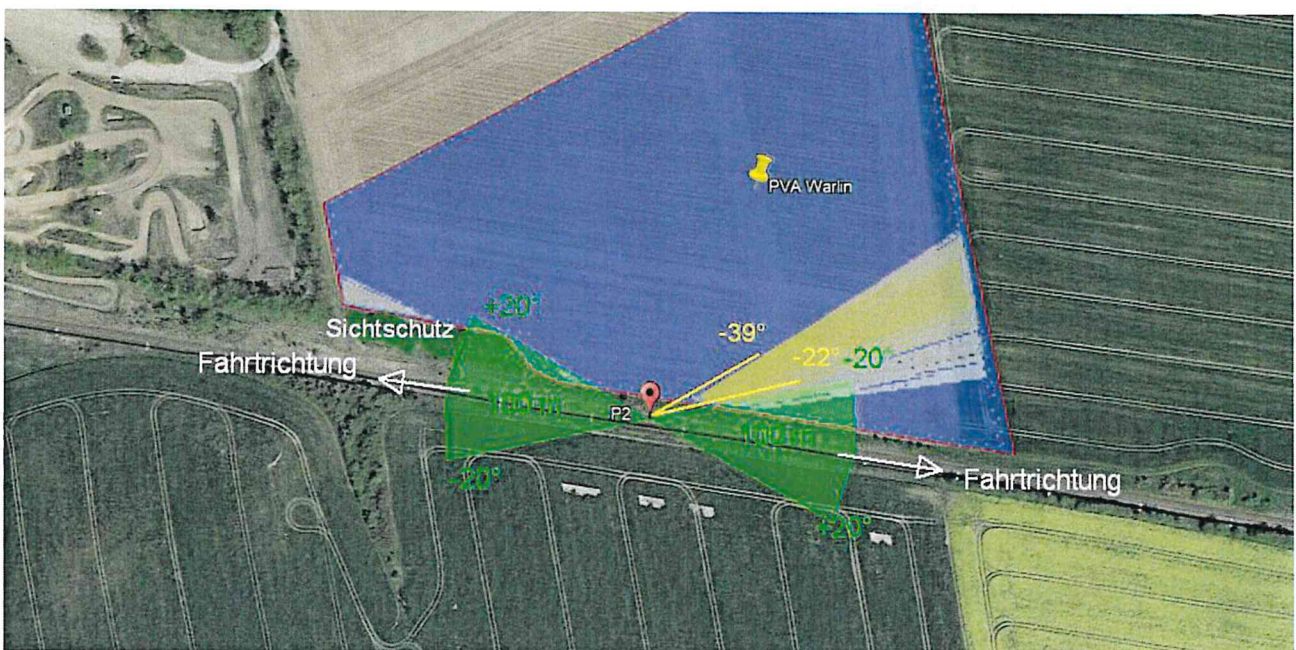


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die grün markierten Bereiche sind die für Zugführer relevante Sichtbereiche (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wäre der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

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

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Motorsportanlage Warlin

Die Analyse der unbereinigten Rohdaten zeigt, dass am Messpunkt P3 im Bereich der Motorsportanlage Warlin rein rechnerisch nur an 324 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten können. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Das ist auch hier überwiegend damit begründet, dass in den betreffenden Zeiten (morgens zwischen 05:45 – 06:09 Uhr) die Sonne dicht über dem Horizont steht ($1,4^\circ$ bis $7,2^\circ$). Es ist daher sehr unwahrscheinlich, dass die Sonne in diesen Zeiten Reflexionen auf der PV Anlage verursachen kann.

Es liegen keine konkreten Informationen über die Öffnungszeiten¹⁰ der Motorsportanlage vor aber da es sich um eine Freizeitanlage handelt, ist von üblichen Öffnungszeiten auszugehen. Selbst wenn trotz der zuvor beschriebenen Aspekte im Bereich der Motocross Anlage Reflexionen auftreten sollten, ist die Anlage wahrscheinlich noch nicht in Betrieb. Eine Beeinträchtigung von Nutzern der Motorsportanlage durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

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

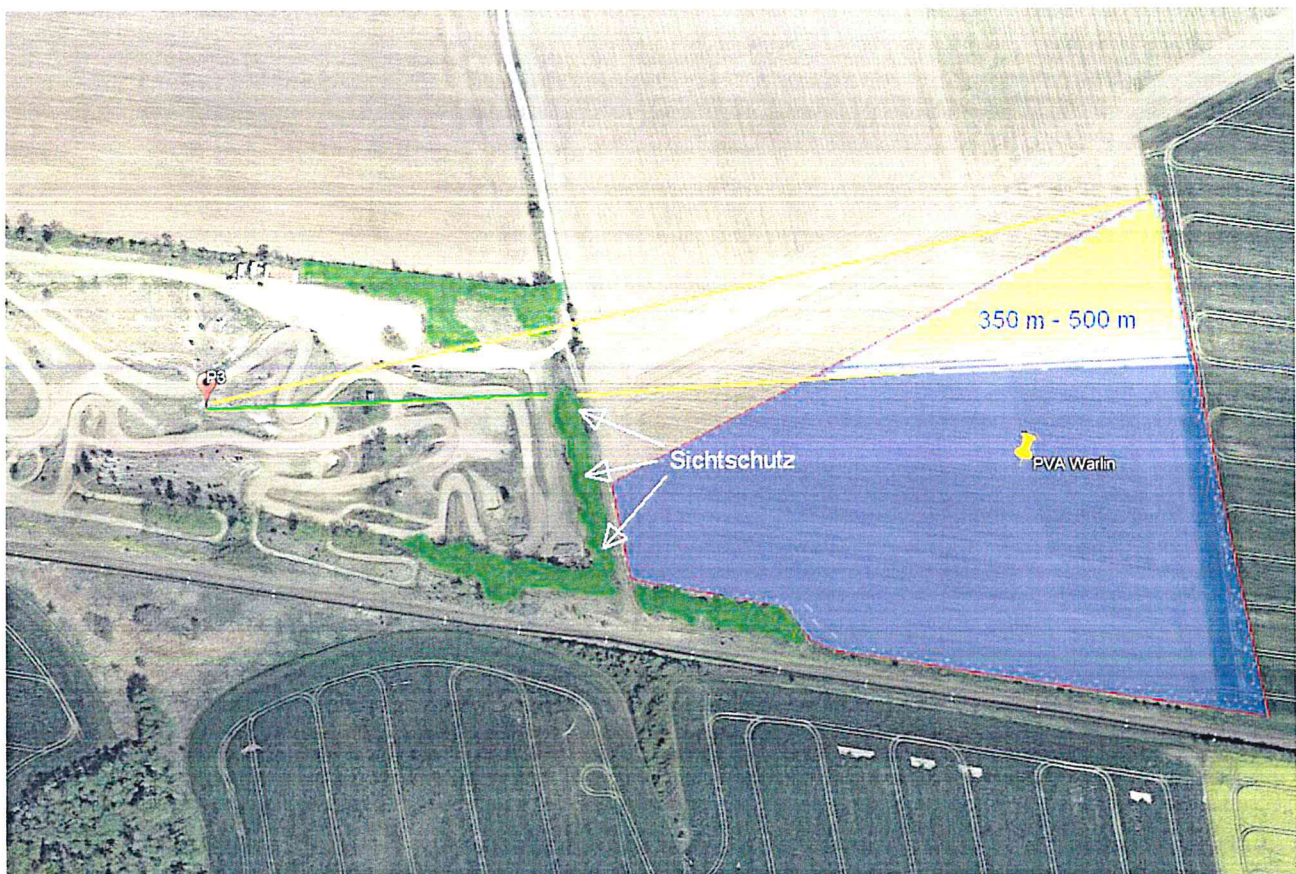


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung von ca. 350 m – 500 m zur Immissionsquelle wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

¹⁰ Die Veranstaltung am 05.09.2021 des „[Kieskuhlen Terror](#)“ Racing Teams begann um 08 Uhr

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben (grün und gelb) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 324 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

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

PV Feld - 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.
- 324 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

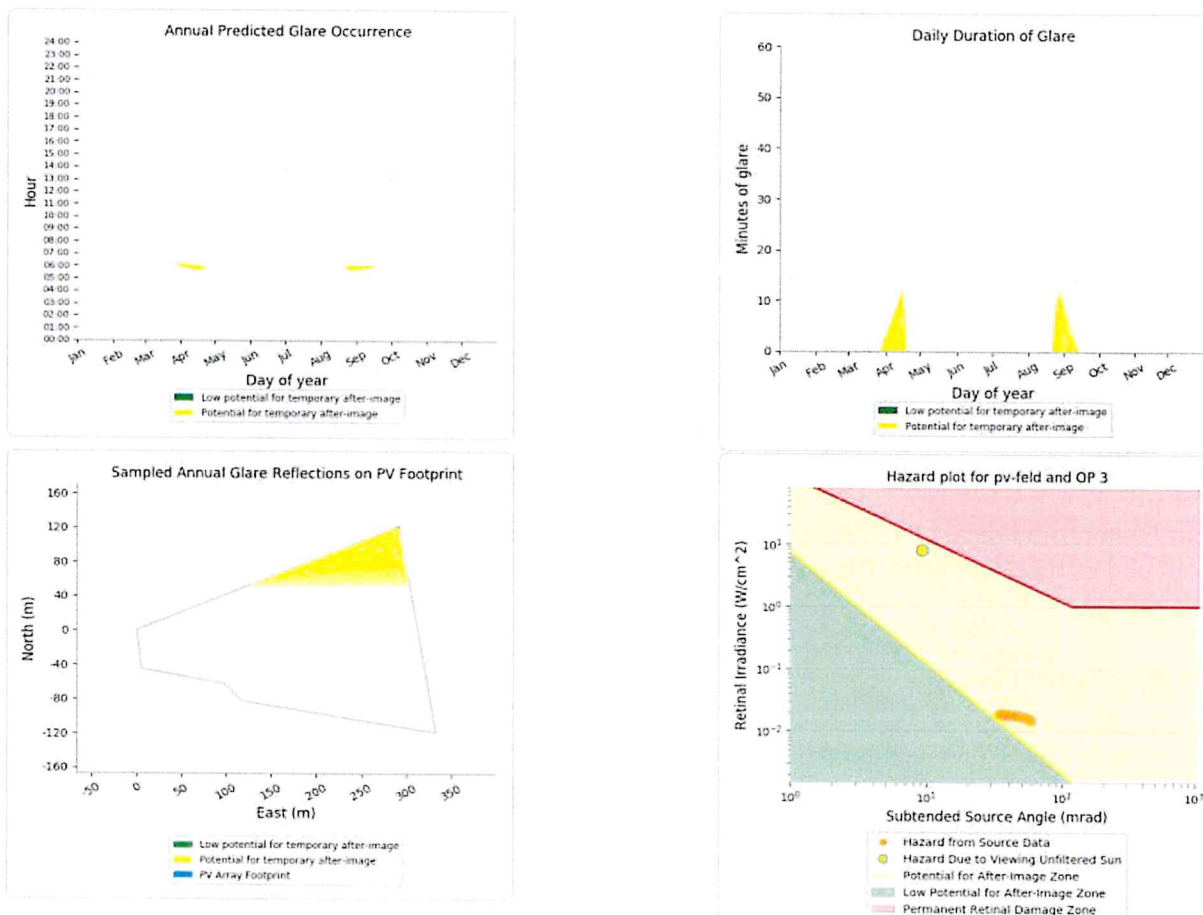


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gewerbegebiet westlich

Messpunkt P4 im Bereich des Gewerbegebietes westlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der Lage in diesem Bereich aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt das Ergebnis keine Reflexionen durch die PV Anlage. Und daher ist eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern (u.a. Hoyer Unternehmensgruppe) bzw. von schutzwürdigen Zonen durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Warlin“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ 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 Warlin mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke Neubrandenburg-Pasewalk werden nicht durch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt da die Einfallswinkel überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von evt. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die Motorsportanlage Warlin ist nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen, da Reflexionen nur in einem sehr geringen zeitlichen Umfang und nur außerhalb der üblichen Öffnungszeiten auftreten könnten. Betriebsgebäude des westlich der PV Anlage gelegenen Gewerbegebietes können nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern bzw. von schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist auch aufgrund der großen Entfernung nicht gegeben.

Weitere Gebäude in der Umgebung wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist.

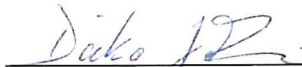
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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 08.02.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



ECO DELTA High Efficiency 5BB Polycrystalline PV Module

ECO-270-290P-60



Higher Module Efficiency

Brings 0-+3W positive tolerance on label rating power provides higher Kwh



INNOVATIONAL 5-BUSBAR CELLS

Reduces the cell series resistance and internal stress, decreases the risk of micro-crack and improves the module output.



INNOVATIVE PERC CELL TECHNOLOGY

Excellent cell efficiency and output.



REDUCE SHADOW LOSS

Effectively reduces the effect of shadow on the module surface.



REDUCE INTERNAL MISMATCH LOSS

Reduces mismatch loss and improves output.



PASSED HAIL TEST

Certified to hail resistance: ice ball size (d=45mm) and ice ball velocity (v=30.7m/s).

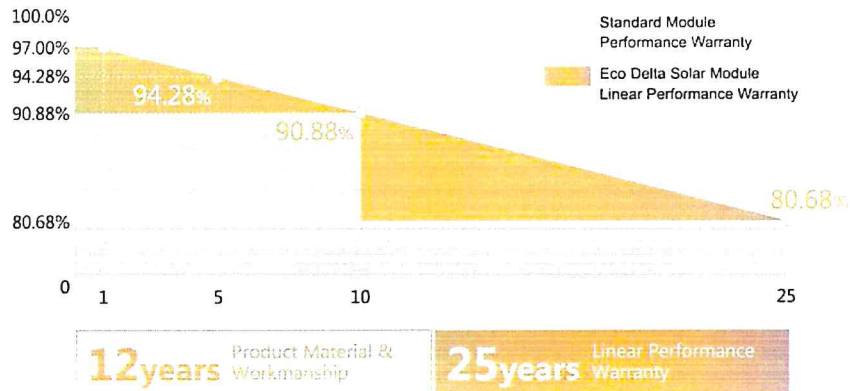


PID RESISTANCE

Excellent PID resistance at 96 hours (@85°C/85%) test, and also can be improved to meet higher standards for the particularly harsh environment



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



QUALITY WARRANTY

Eco Delta guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215 or IEC61730 under normal installation, use and maintenance as specified in Eco Delta's installation manual for 12 years from the warranty starting date.

ISO9001
ISO14001
OHSAS18001



About Eco Delta

Eco Delta Power Co., Ltd specializes in research, development, production, and sales of solar PV products as well as provision of related services and provides customers around the world with high-quality PV products.

www.ecodeltapower.com

ECO DELTA High Efficiency 5BB Polycrystalline PV Module

ECO-270-290P-60



ELECTRICAL DATA @ STC

		ECO-270P-60	ECO-275P-60	ECO-280P-60	ECO-285P-60	ECO-290P-60
Peak Power(Pmax)	(W)	270	275	280	285	290
Maximum Power Voltage (Vmp)	(V)	30.90	31.10	31.40	31.60	31.85
Maximum Power Current(Imp)	(A)	8.73	8.84	8.92	9.02	9.11
Open-circuit Voltage (Voc)	(V)	37.90	38.10	38.20	38.30	38.40
Short-circuit Current(Isc)	(A)	9.22	9.32	9.40	9.49	9.60
Module Efficiency	(%)	16.50	16.80	17.10	17.40	17.70
Operating Temperature		-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage		□ 1000V □ 1500V				
Maximum Series Fuse Rating		15A				
Power Tolerance		0~+3%				

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, AM 1.5

ELECTRICAL DATA @ NMOT

		ECO-270P-60	ECO-275P-60	ECO-280P-60	ECO-285P-60	ECO-290P-60
Peak Power(Pmax)	(W)	200	204	207	211	215
MPP Voltage (Vmp)	(V)	28.70	29.00	29.20	29.40	29.63
MPP Current(Imp)	(A)	6.97	7.03	7.10	7.17	7.25
Open Circuit Voltage (Voc)	(V)	35.50	35.60	35.80	36.00	36.20
Short Circuit Current(Isc)	(A)	7.41	7.47	7.55	7.63	7.71

*Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800W/m², Spectrum AM 1.5, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Temperature coefficient of Pmax		-0.41%
Temperature coefficient of Voc		-0.32%
Temperature coefficient of Isc		0.05%
NMOT		44±2°C

MECHANICAL DATA

Cell Type		Poly-Crystalline, 156.75*156.75mm
Cell Arrangement		60pcs (6*10)
Dimension (L*W*H)		1650*992*35mm
Weight		18.0kg
Front Cover		3.2mm Tempered Glass
Frame		Anodized Aluminium Alloy
Junction Box		IP67, 3 Bypass Diodes
Cable Type		4mm ²
Length of Cable		1000mm
Connector		PV Connector

OPTIONAL

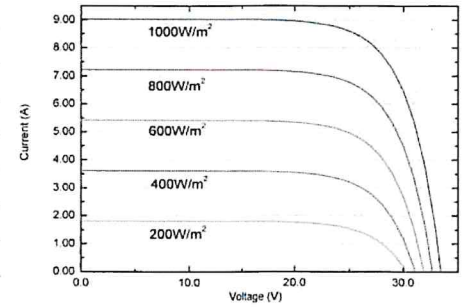
Frame		□ Black
Backsheet		□ Black
Connector		□ Original MC4
Cable		□ Customized
Module Size		□ Customized

PACKING MANNER

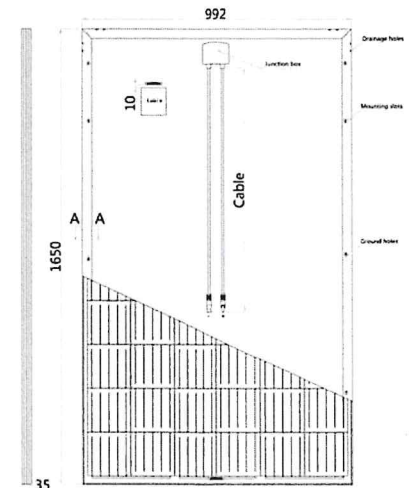
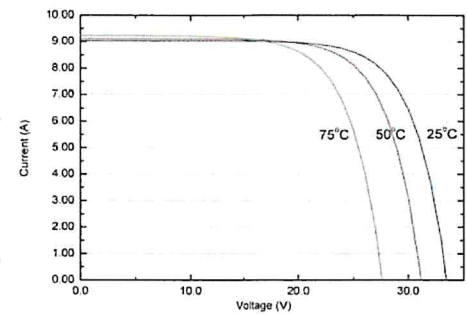
Packing Type		40'HQ
Piece/Pallet		30
Pallet/Container		28
Piece/Container		840

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, ECO DELTA POWER CO., LTD Reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Current-Voltage Curve under different irradiance



Current-Voltage Curve under different working temperatures



Solarpark Warlin

Created Feb. 7, 2022
 Updated Feb. 7, 2022
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC+1
 Site ID 64530.11193

Project type Advanced
 Project status: active
 Category 1 MW to 5 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	20.0	180.0	0	5,388	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 45,839 m²

Name: PV Field
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 20.0 deg
 Orientation: 180.0 deg
 Footprint area: 45,839 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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.565145	13.393286	46.66	1.90	48.56
2	53.566241	13.397685	50.21	1.90	52.11
3	53.564075	13.398307	48.80	1.90	50.70
4	53.564406	13.395046	45.57	1.90	47.47
5	53.564584	13.394767	45.47	1.90	47.37
6	53.564737	13.393372	46.26	1.90	48.16



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.563756	13.400925	49.08	2.00	51.08
OP 2	53.564228	13.395711	46.87	2.00	48.87
OP 3	53.565578	13.390454	40.75	2.00	42.75
OP 4	53.566509	13.380648	34.21	2.00	36.21

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	20.0	180.0	0	5,388	-	

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 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	8	561	1099	1259	1240	847	78	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

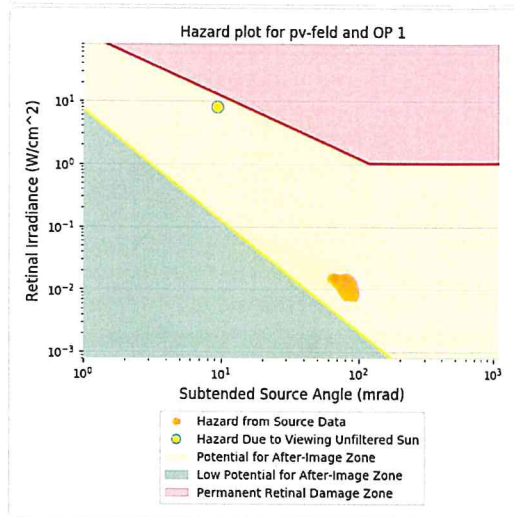
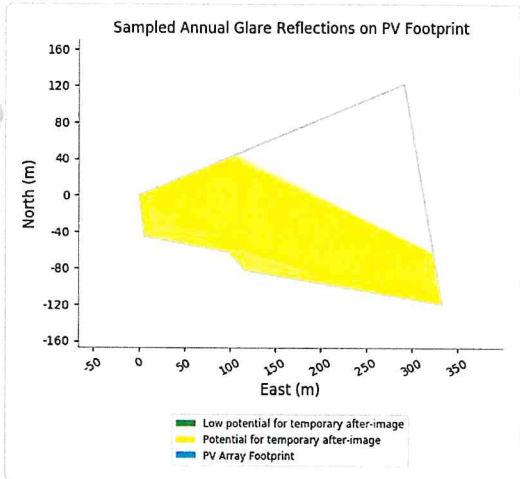
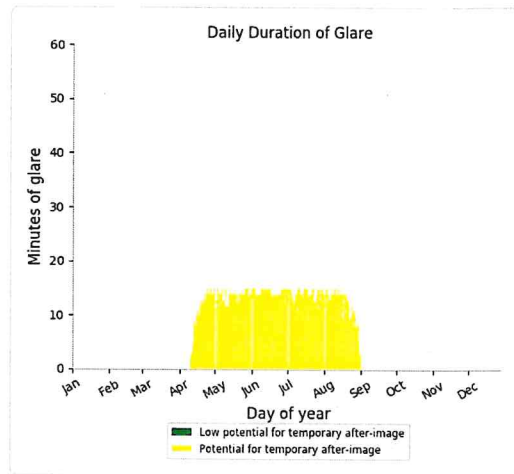
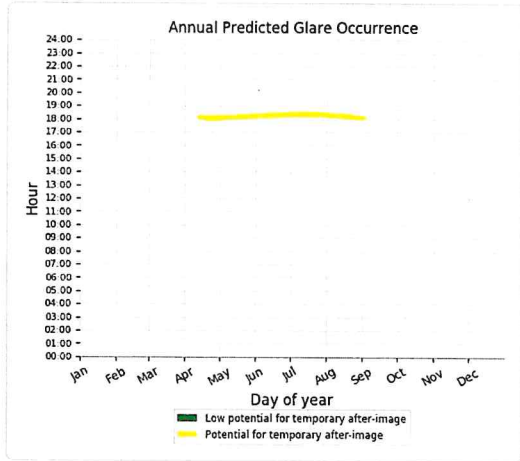
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	1966
OP: OP 2	0	3098
OP: OP 3	0	324
OP: OP 4	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

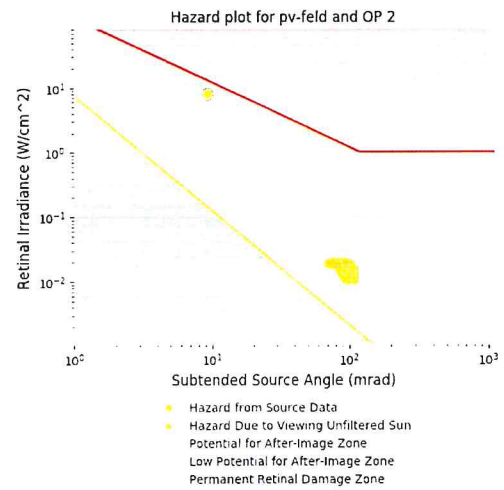
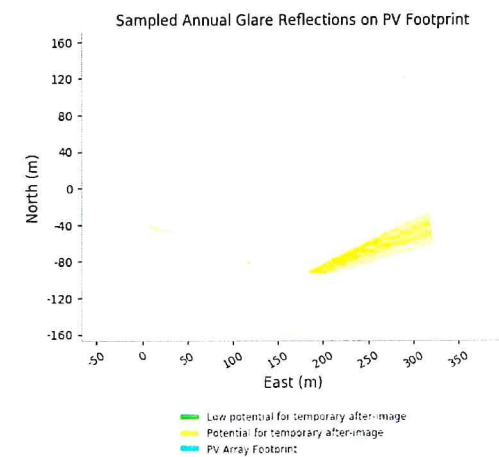
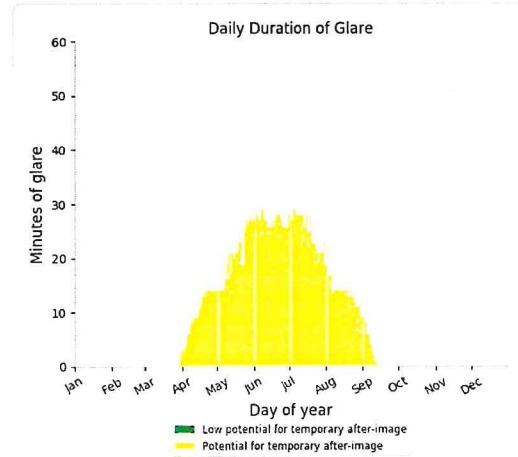
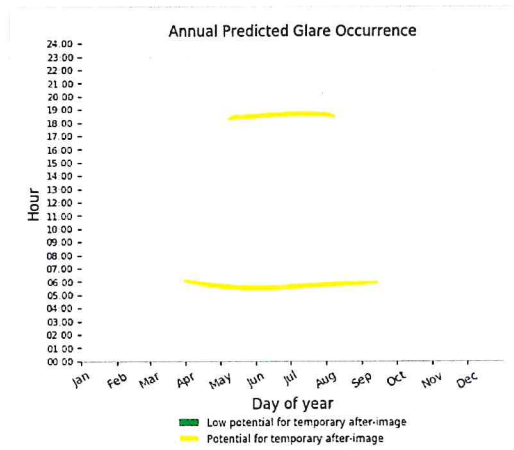
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,966 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

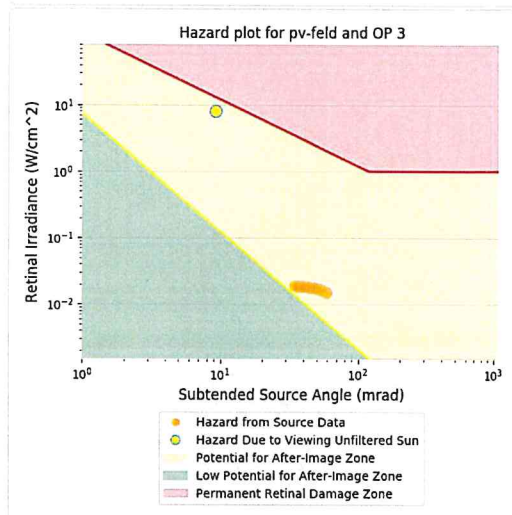
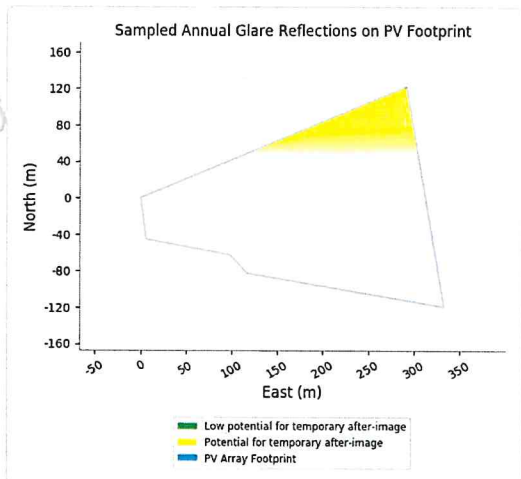
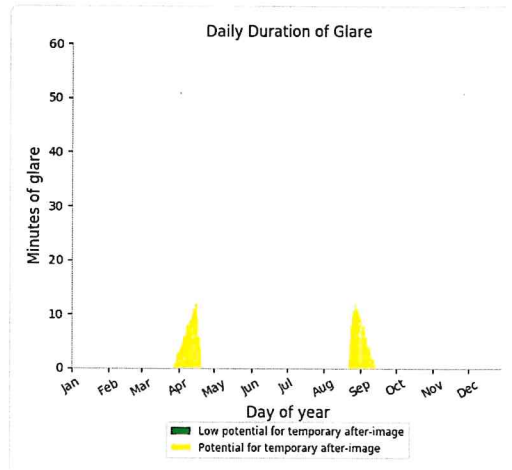
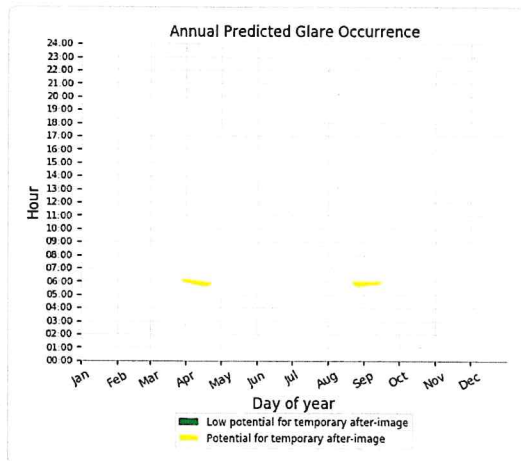
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,098 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - 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.
- 324 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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.

