

Blendgutachten Solarpark Braak

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Braak in Schleswig-Holstein**

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

☎ +49 40 79 69 59 36
📞 +49 40 79 69 59 38
✉ info@solpeg.com
🌐 www.solpeg.com

Inhalt

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.....	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	13
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 nordwestlich.....	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A1 westlich	21
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, A1 südwestlich	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, A1 Ausfahrt 29 Stapelfeld	22
4.5	Umliegende Gebäude.....	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang (Auszug)	25 - 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Braak

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 1000 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Braak“ auf Verkehrsteilnehmer auf der A1 zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. 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 „Braak“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A1 und ggf. für Anwohner von angrenzenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Darüber hinaus wurden die örtlichen Gegebenheiten im Rahmen einer Ortsbegehung analysiert.

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 widergegeben, 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 westlich von Braak in Schleswig-Holstein. Westlich der Fläche verläuft die Autobahn A1. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche westlich von Braak in Schleswig-Holstein. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	53.611°N, 10.234°O, 59 m ü. NN
Abstand zu A1	ca. 33 m – 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 140 m

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

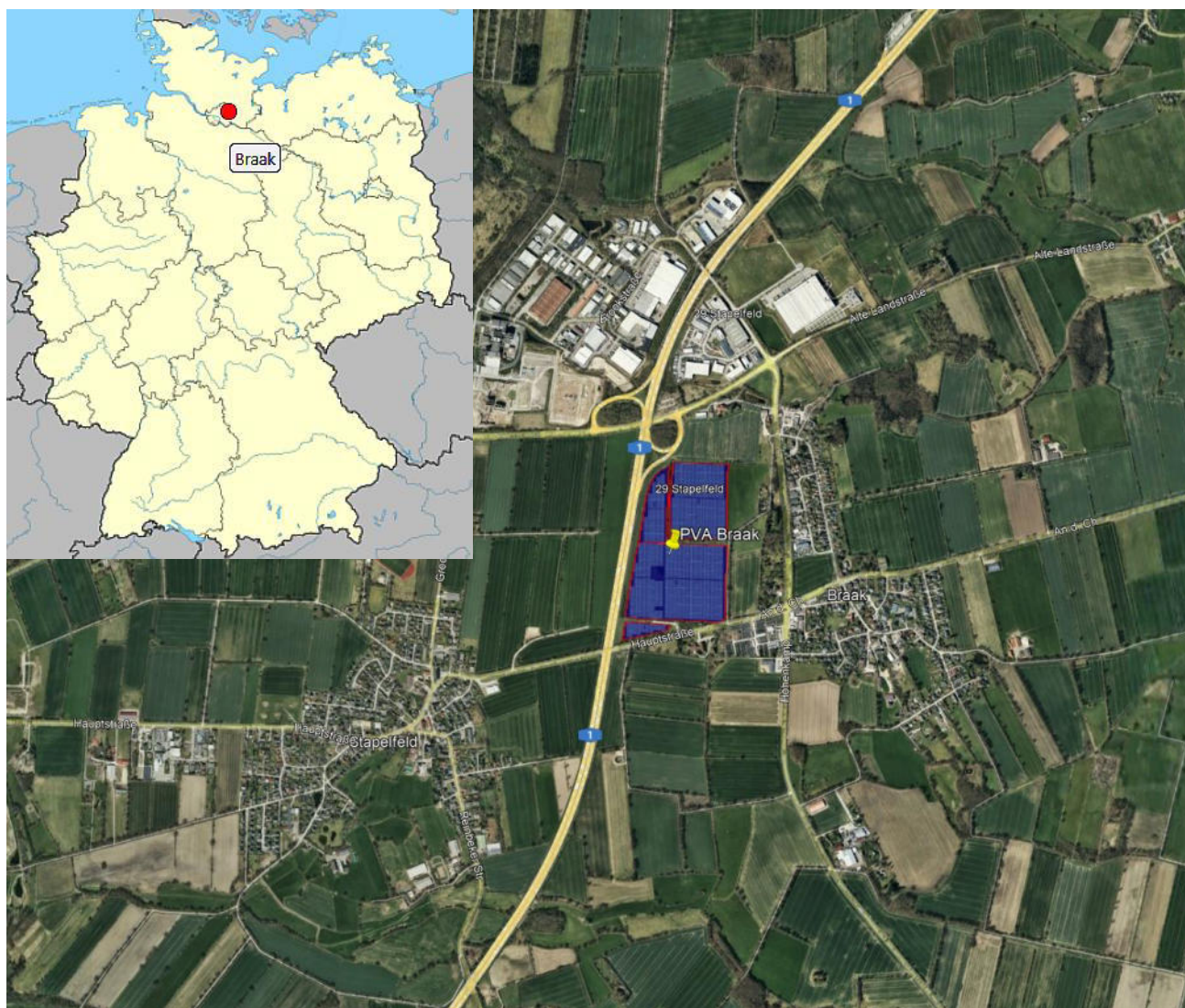


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Übersicht über die geplante PV-Anlage und Umgebung.



Bild 2.1.2: PV-Flächen und Umgebung(Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Flächen

Fotos der PV-Flächen. Blick von Südosten nach Nordwesten auf das PV-Feld 2.



Bild 2.1.3: Foto der PV-Fläche (Quelle: SolPEG Ortsbegehung)

Blick von Osten nach Südwesten auf das PV-Feld 3. Im Hintergrund die Autobahn A1.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: SolPEG Ortsbegehung)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV-Anlage und östlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude evt. von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern nicht wahrscheinlich. Der Standort wird zu Kontrollzwecken untersucht. Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden oder diese sind nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

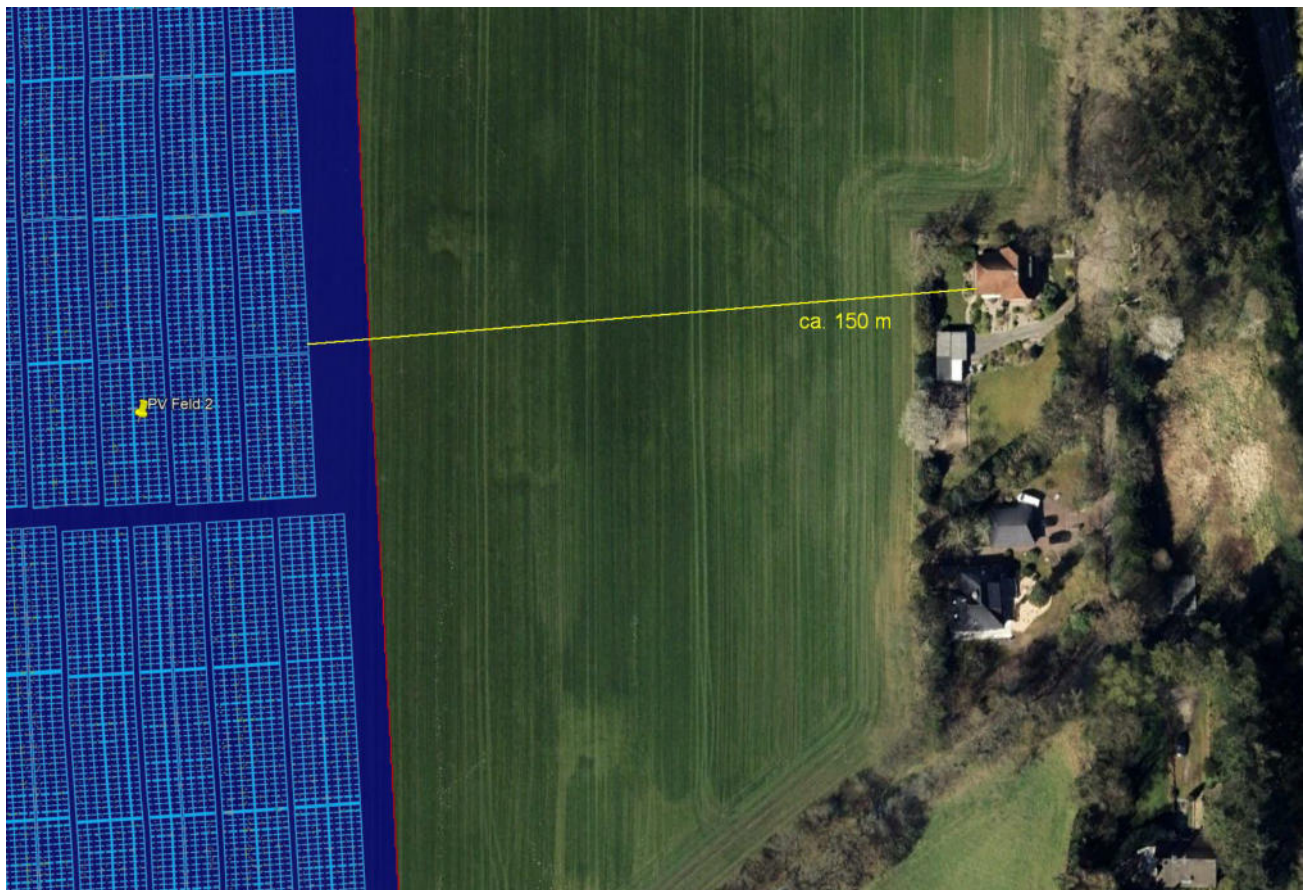


Bild 2.2.1: Der nördlich der PV-Anlage gelegene Rastplatz (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen 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 Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich fehlen-
den Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie
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 mög-
lichst 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:

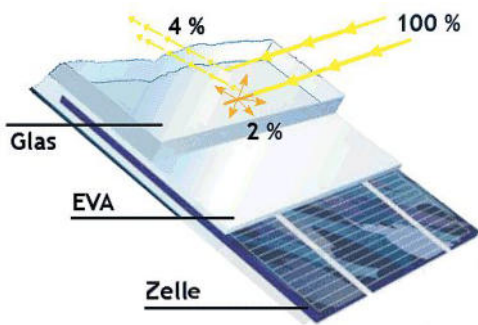


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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:

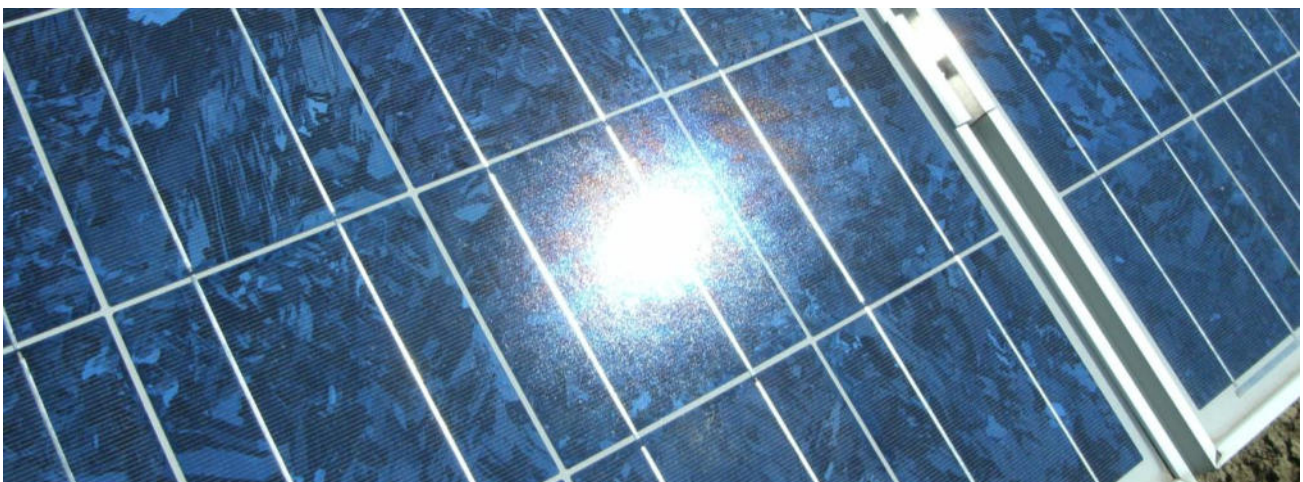


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.Schleswig-Holstein.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. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV-Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

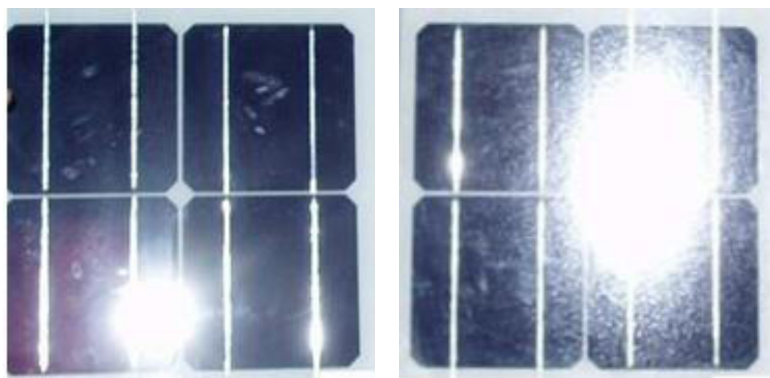


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

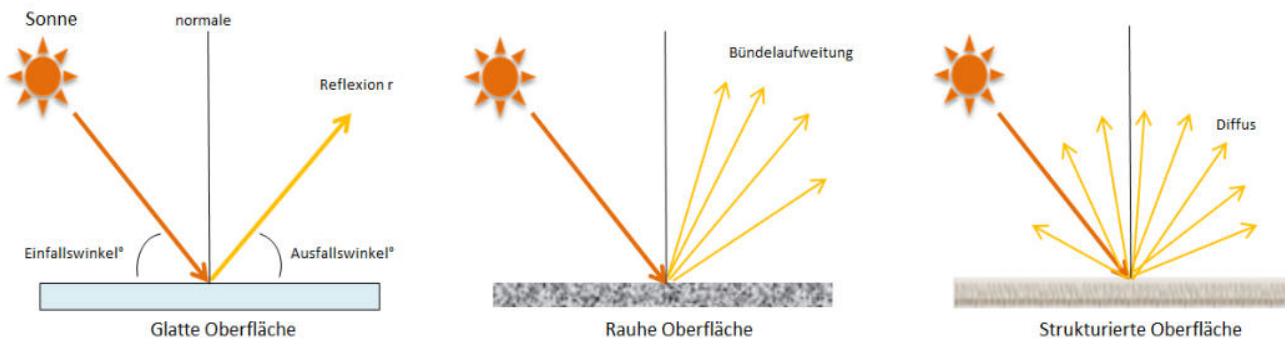


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

In dem Bauvorhaben sollen PV-Module des Herstellers Trina Solar verwendet werden, die über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy

Bild 3.2.5: Auszug aus dem 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 Lichtleitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

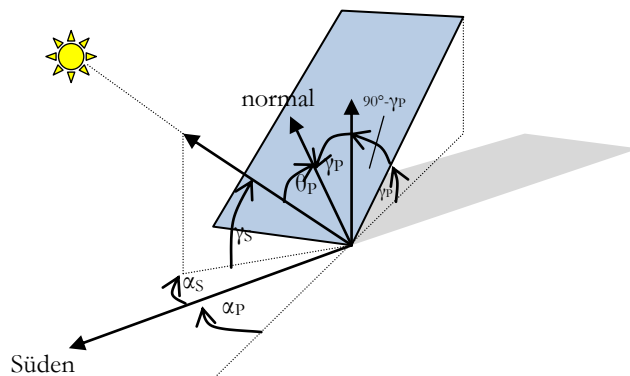


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-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 Lichtleitlinie 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 einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

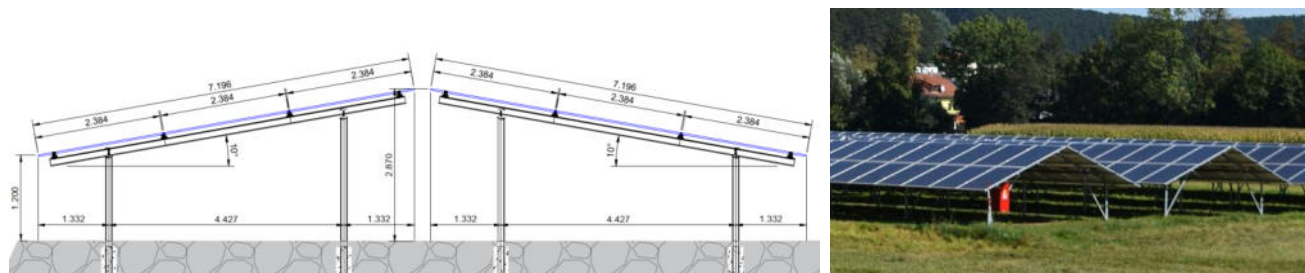


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion und Beispiel (Quelle: Systemplanung und Beispielbild)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	90° Ost, 270° West (180° = Süden)
Modulneigung	10°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 1,20 m - 2,90 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe LKW ⁷)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

⁷ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt (360°), unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse 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 exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Braak wurden insgesamt 4 Messpunkte im Verlauf der Autobahn A1 festgelegt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Darüber hinaus wurde der relevante Streckenabschnitt auf der A1 als Route analysiert. Standorte an Gebäuden oder anderen Straßen wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die gewählten Messpunkte sowie die Route (hellblau).



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von 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.**

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar⁹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹⁰. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

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). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² eintritt. 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 Tagesadaptation des Auges).

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 Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

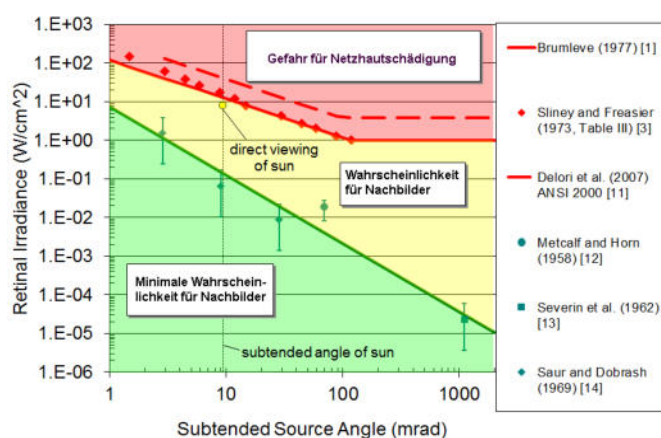


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

Für die Simulation der potenziellen Reflexionen können in der Software verschiedene Parameter eingestellt bzw. angepasst werden. Für die vorliegende Analyse werden die Sonnenstände in 1-Minutenschritten für 1 Jahr simuliert und die Anzahl der Minuten mit Reflexionen an den jeweiligen Immissionsorten summiert. Im Ergebnis (Rohdaten) ist u.a. die Uhrzeit, die Intensität, die Vektoren der Sonnenstrahlen und der Reflexionen und andere Daten enthalten, die in weiteren Schritten analysiert, bewertet und dokumentiert werden.

⁹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹⁰ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Schutzwürdige Räume

In der LAI Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹¹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "bewegliche" Räume. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Relation 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 ist die Empfehlung der LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf den Schienen- und Straßenverkehr übertragbar. Gleichzeitig fehlt ohne fachliche Grundlage eine Rechtfertigung für die Vorgabe, dass jegliche Reflexionen in beliebiger Entfernung ausgeschlossen werden müssen. Daher müssen die reinen Simulationswerte stets im Kontext betrachtet und im Einzelfall bewertet werden.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält keine konkreten Untersuchungen und Aussagen zur Berechnung und Beurteilung von Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht im Straßenverkehr bzw. bei Fahrzeugführern. Auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dementsprechend existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ in Bezug auf Reflexionen.

U.a. im Bereich der Humanmedizin wird überwiegend angenommen, dass (starke) Lichtquellen in einem Winkel von ca. $\pm 20^\circ$ und mehr zur Blickrichtung keine relevante Beeinträchtigung der Sehfähigkeit darstellen. Dabei spielt die Anordnung und Anzahl der Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge eine wesentliche Rolle, da die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden (temporäre Nachbilder). Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht durch wissenschaftlich anerkannte Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um einen Mehrheitsbeschluss oder Konsens u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen¹² oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden.

Obwohl bislang keine belastbaren Quellen/Begründungen vorhanden sind, wird der vom FBA vorgegebene Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

¹¹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹² Keine bzw. keine wissenschaftlich fundierte Angabe zum Einfallswinkel in der LAI Lichtleitlinie (Deutschland, 2012) und in der (teils wortgleich) übernommenen OVE-Richtlinie R 11 (Österreich, 2016/2022)

Höhe der Messpunkte

Aufgrund fehlender Vorgaben wurde für die Analyse von ortsfesten Messpunkten in schutzwürdigen Zonen eine Höhe von 2,0 m über GOK festgelegt. Dies ist ein konservativer Ansatz da die durchschnittliche Personengröße (Median) darunter liegt. Männer ca. 178 cm, Frauen ca. 165 cm. Auch für den Schienen- und Straßenverkehr existieren keine verbindlichen Vorgaben. Für den Straßenverkehr gibt die FGSV¹³ eine Augpunkt von 1,2 m – 1,4 m für PKW an - ein Wert, der vor über 50 Jahren auf Basis damaliger Repräsentativfahrzeuge bestimmt wurde. Konkrete Vorgaben zur Augpunkthöhe bei Lkw, Vans, SUVs oder Transportern fehlen. Basierend auf Schätzungen wurde für die Simulation der Immissionsorte eine Augpunkthöhe von **2,5 m** über GOK festgelegt. Dies ist ein konservativer Ansatz, da bei über 85% der Verkehrsteilnehmer (PKW) der durchschnittliche Augpunkt deutlich tiefer liegt.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) **"erfahren [ortsfeste] 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 Simulation werden grundsätzlich alle Reflexionen berechnet, die nach dem Reflexionsgesetz physikalisch an einem Messpunkt auftreten können – unabhängig von der Richtung und der tatsächlichen Wahrnehmbarkeit. Daher sind die berechneten Werte als konservativ oder extrem einzustufen und werden gegebenenfalls relativiert. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, unter denen Reflexionen überhaupt auftreten können. Reflexionen werden geringer gewichtet, wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Mangels fehlender wissenschaftlicher Untersuchungen orientiert sich der Wert an den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Der Wert ist jedoch nicht unumstritten und daher erfolgt daher eine Einzelfallbewertung.

Beim Schienen- und Straßenverkehr wird in erster Linie die Fahrtrichtung untersucht, bei der Reflexionen wahrnehmbar sein können (worst-case-Dokumentation). Außer bei Ost-West Verlauf der Strecke treten in der jeweiligen Gegenrichtung üblicherweise weniger oder keine Reflexionen auf, weshalb solche Konstellationen nur in Ausnahmefällen beschrieben werden. Auch im Schienen- und Straßenverkehr bzw. bei beweglichen Immissionsorten werden Reflexionen als unkritisch bewertet bzw. geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

Sofern die Ausrichtung (Azimut) der Fahrbahn /Bahnstrecke in einem Streckenabschnitt unverändert ist, ist es ausreichend einzelne, repräsentative Messpunkte in diesem Abschnitt zu untersuchen. Die Einfallswinkel sind relativ zur Immissionsquelle und bleiben unverändert wenn sich die Position des jeweiligen Messpunktes verschiebt. Es ist nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Simulationsergebnisse nur unwesentlich voneinander abweichen.

In kurvenreichen Abschnitten ist die Situation anders.

¹³ Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen <https://www.fgsv.de>, Richtlinien RAS/RAI/RAA

Limitierungen

Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹⁴) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁵ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und maximaler Sonneneinstrahlung. Dies entspricht jedoch nicht den realen Wetterbedingungen, insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen Reflexionen auftreten können. Witterungseinflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterphänomene bleiben unberücksichtigt.

Auch technische Einschränkungen der Simulationssoftware verhindern die Berücksichtigung solcher Faktoren. Daher stellt das Simulationsergebnis stets die maximal mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Die rechnerisch ermittelten Werte müssen deshalb im Einzelfall bewertet werden.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Es ist möglich Hindernisse zu modellieren aber z.B. Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet werden. Derartige Limitierungen sind auch bei anderen Simulationsprogrammen zu finden. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

In der LAI Lichtleitlinie wird eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert aber im Bereich von Autobahnen kann lt. Vorgaben des FBA (Fernstraßenbundesamtes) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nur dann als Sichtschutz berücksichtigt werden, wenn es sich um Wald ähnliche Vegetation handelt, die nicht ohne weiteres entfernt/gerodet werden kann.

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind. Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen.

(Zitat): Sie [PV-Anlagen] sind in ihrer Farbgebung und Strahlrichtung so anzuordnen, dass jegliche Signalverwechslung und Blendwirkung ausgeschlossen ist. **Sollte sich nach der Inbetriebnahme eine Blendung herausstellen, so sind vom Bauherrn entsprechende Abschirmungen anzubringen.**

¹⁴ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁵ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2024_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Braak wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Im vorliegenden Fall wurde der Verlauf der A1 auch als Route analysiert mit einer Augpunkthöhe von 2,5 m über GOK und einem Sichtwinkel von $\pm 30^\circ$ zur Fahrtrichtung. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und –dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der 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.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert. Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 2: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁶ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 A1 nordwestlich	53.614419	10.232638	58,61	61,11	nicht relevant ^{WE}
P2 A1 westlich	53.612326	10.232012	61,92	64,42	nicht relevant ^{WE}
P3 A1 südwestlich	53.608825	10.230971	57,10	59,60	nicht relevant ^{WE}
P3 A1 südwestlich	53.614398	10.233757	56,99	59,49	nicht relevant ^{WE}

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur, - = nicht nachweisbar

¹⁶ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A1 nordwestlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 30^\circ$, relativ zur Fahrtrichtung und **100 m** Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein ausreichendes Gefährdungspotenzial vorhanden ist. Aktuell sind keine belastbaren Gründe oder Untersuchungen vorhanden, die andere Annahmen oder Vorgaben rechtfertigen würden.

Bei der Simulation einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage können am Messpunkt P1 auf der A1 theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch ganzjährig zwischen 09:28 - 12:05 Uhr, für max. 29 Minuten aus südöstlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Potenzielle Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Süden allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel und der Entfernung zur Immissionsquelle sind Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze potenzielle Reflexionen am Messpunkt P1.

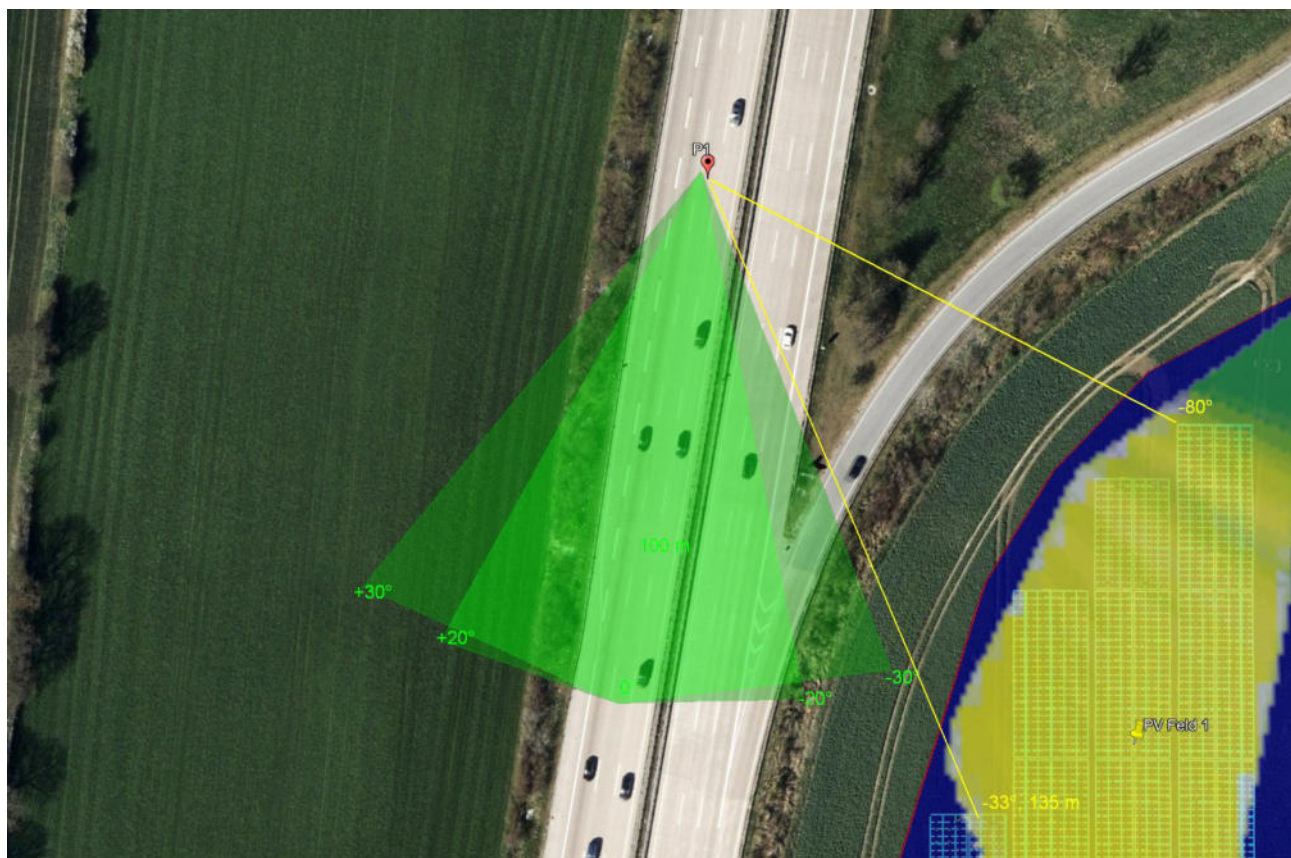


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich, jenseits der Gegenfahrbahn, könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind diese nicht relevant. Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der A1.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁷ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Süden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche auch aus erhöhter Position nicht einsehbar ist aber potenzielle Reflexionen wären ohnehin weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

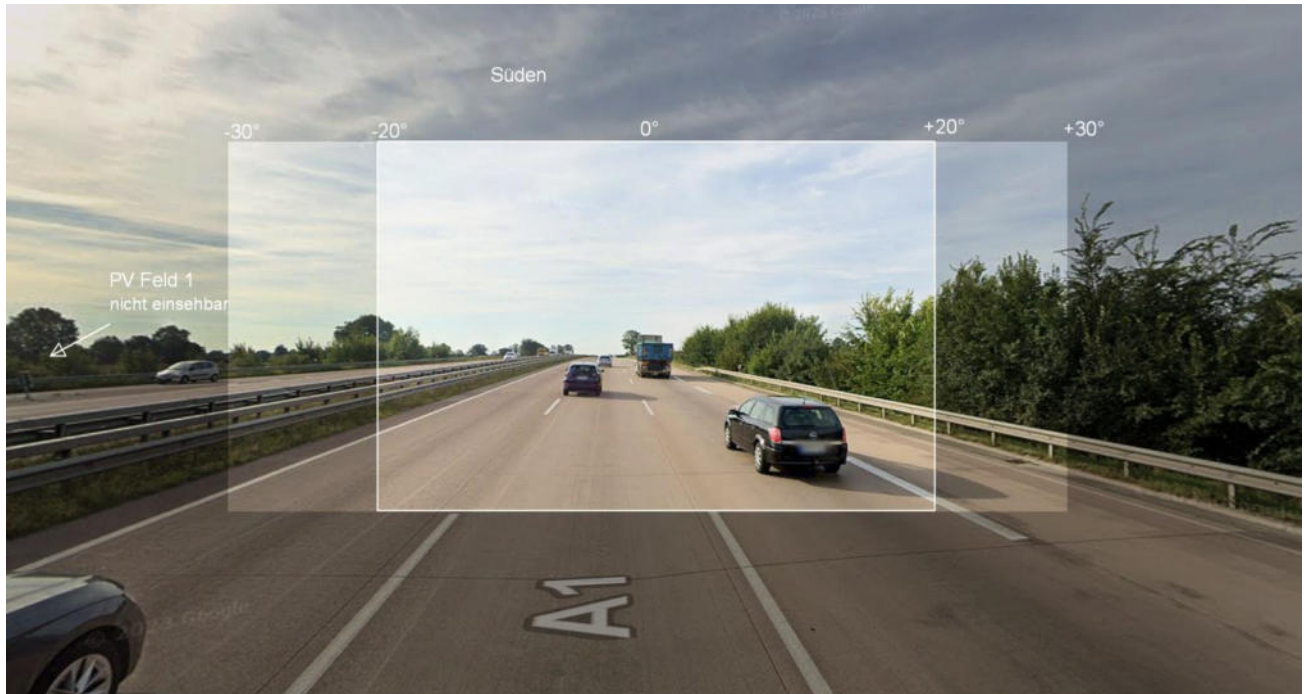


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, Oktober 2023, Ausschnitt)

Das folgende Foto zeigt zum Vergleich den Bereich aus Sicht des Fahrzeugführers im PKW. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche aufgrund der geringeren Augpunkthöhe (ca. 1,30 m) nicht einsehbar ist.



Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Süden (Quelle: SolPEG, PKW)

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A1 westlich

Im Bereich von Messpunkt P2 auf der A1 auf der A1 theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 31. Januar - 09. November, zwischen 08:03 - 11:26 Uhr, für max. 22 Minuten aus südöstlicher Richtung durch auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden allerdings auch in diesem Abschnitt außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 30^\circ$, relativ zur Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und der Entfernung zur Immissionsquelle sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze potenzielle Reflexionen am Messpunkt P2.

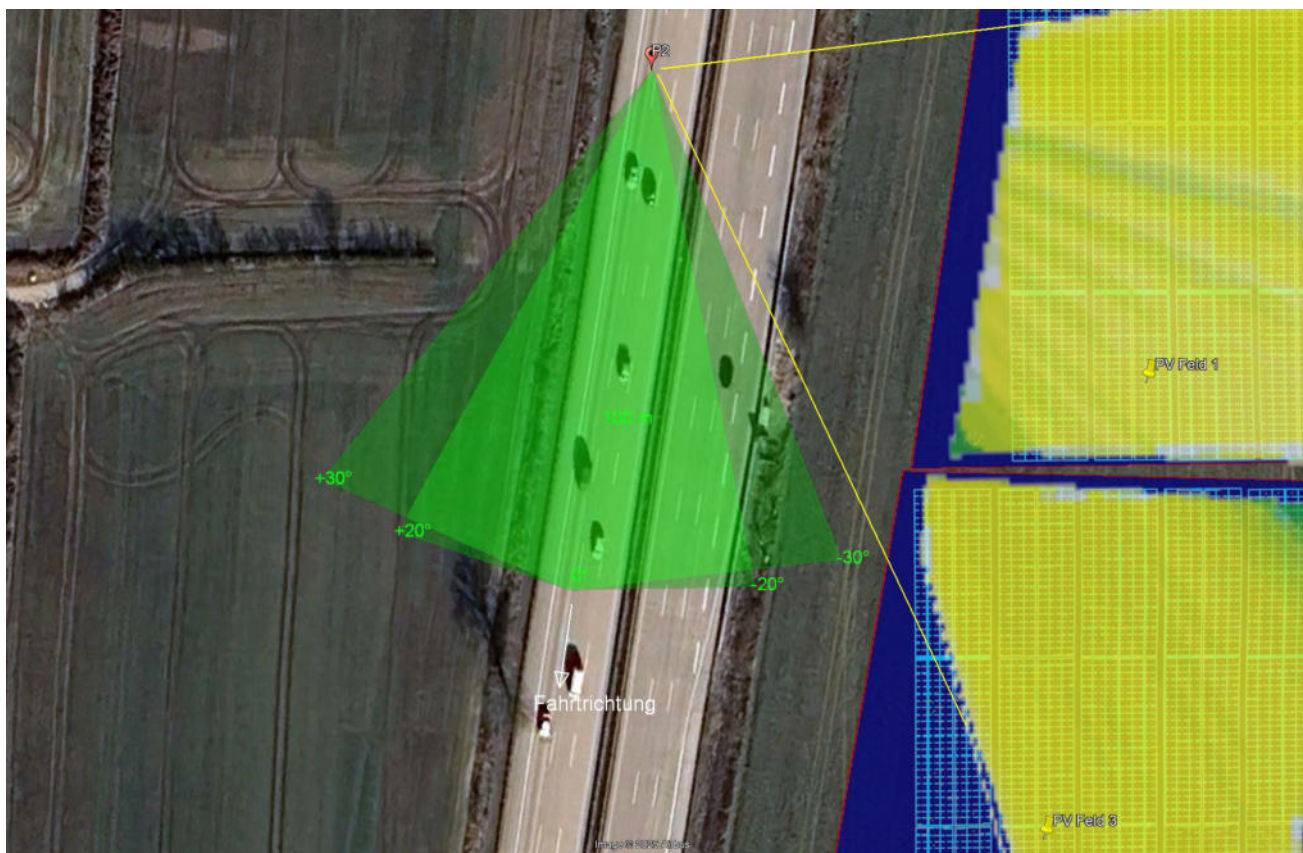


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind diese nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der A1.

Bei der Fahrt in die Gegenrichtung sind keine Reflexionen wahrnehmbar und aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁸ erreichen.

¹⁸ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, A1 südwestlich

Im Bereich von Messpunkt P3 auf der A1 zeigt die Simulation mittels der Routenfunktion keine Reflexionen durch die PV-Anlage. Die Detailbetrachtung bestätigt, dass am Messpunkt P3 keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar sind. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Auf der südlich verlaufenden Hauptstraße / L92 besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann auch hier eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, A1 Ausfahrt 29 Stapelfeld

Im Bereich von Messpunkt P4 im Bereich der Ausfahrt Richtung Stapelfeld / Braak zeigt die Simulation mittels der Routenfunktion keine Reflexionen durch die PV-Anlage. Die Detailbetrachtung bestätigt, dass am Messpunkt P4 Reflexionen nur deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors auftreten können. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage bzw. eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze potenzielle Reflexionen am Messpunkt P4.

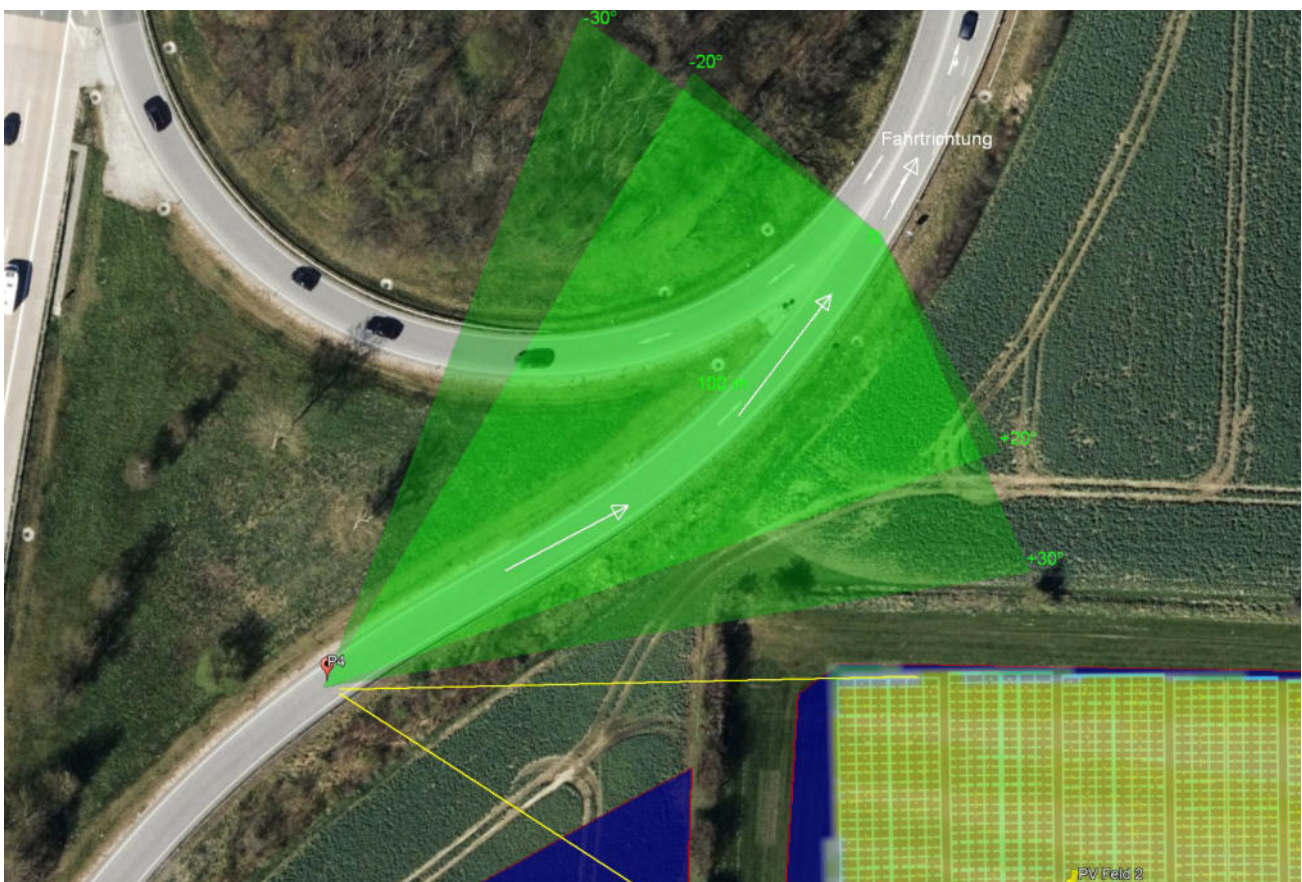


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Nordosten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können Reflexionen auftreten.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P4 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Nordosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche zwar rechts im Bild teilweise sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4 (Quelle: Google StreetView, Juli 2023, Ausschnitt)

4.5 Umliegende Gebäude

Aufgrund der Ost-West Installation der PV-Anlage bzw. aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können die östlich gelegenen Gebäude nicht von Reflexionen erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist auch aufgrund der großen Entfernung von über 150 m nicht gegeben. Darüber hinaus sind die Gebäude von Büschen und Bäumen umgeben, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Fläche der PV-Anlage vorhanden ist.

Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder andere schutzwürdige Zonen vorhanden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Braak“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Im Verlauf der Autobahn A1 können rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Aufgrund der Ost-West Installation der PV-Anlage bzw. aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können die östlich gelegenen Gebäude nicht von Reflexionen erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben. Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder andere schutzwürdige Zonen vorhanden.

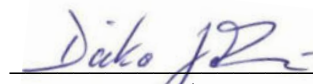
Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

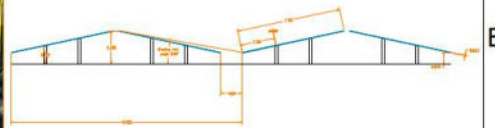
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

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 17.11.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



Ausrichtung:	90° Ost-West		
Breitengrad:	53.61501 N		
Längengrad:	10.23511 O		
Modulneigung:	12°		
Verschattungswinkel 21. Dez.:	0°		
Verschattungsabstand gewählt:	1.50 m		
Unterkonstruktion:	Stahl / Stahl / ALU 3 vertikal		
Modultyp 1:	48 x 3 (144 Module)	Anzahl:	299 Stck.
Abmaß Tisch:	2 x 31.932 x 7.192 mm		
Modultyp 2:	32 x 3 (96 Module)	Anzahl:	44 Stck.
Abmaß Tisch:	2 x 21.640 x 7.192 mm		
Modultyp 3:	16 x 3 (48 Module)	Anzahl:	2 Stck.
Abmaß Tisch:	2 x 10.750 x 7.192 mm		
Modultyp 1:	TRINA Solar Vertex 710	Anzahl:	47.376 Stck.
Abmaß Modul:	2.384 x 1.303 x 35 mm	Moduleleistung:	710 Wp
Modultyp 2:	--	Anzahl:	-- Stck.
Abmaß Modul:	--- x --- x --- mm	Moduleleistung:	-- Wp
Wechselrichtertyp:	Huawei 330KTL-H1	(24 / 24) 576	Module/WR Anzahl: 82 Stck.
Wechselrichtertyp:	(-)	-	Module/WR Anzahl: -- Stck.
AREA 1	4.512 Module	3.203,52 kWp	
AREA 2	15.648 Module	11.110,08 kWp	
AREA 3	25.632 Module	18.198,72 kWp	
AREA 4	1.584 Module	1.124,64 kWp	

Modulanzahl total	47.376 Stck	Modulfäche:	13.8 ha
Modul-Gesamtleistung	33.636,96 kWp	bebaute Fläche:	21.9 ha
WR-Nennleistung/Scheinleistung	24.000 kW / 27.060 kVA	Zaunlänge:	3.500 m
		Abstand zu Zaun:	5.0 m
		Abstand Bäume:	10.0 m

PV Braak BAB komplett 33.636,96 kWp

Kundenadresse:	Baustellenanschrift:
Name: -	Straße: Hauptstraße
Anspr.: -	PLZ/Ort: 22145 Braak
Straße: -	
PLZ/Ort: -	
Tel./Fax: -	
Mobil: -	
eMail: -	

Rev. Änderung	Blendgutachten	Rev. durch	RevDat
Rev. Änderung	Braak 20.00 m	Rev. durch	RevDat
Größe:	Maßstab:	Rev.:	Freigabe:
A3	-	A	-
Geplant:	Datum:	Geprüft:	Datum:
TFO	12.10.25		
		Freigabe:	Datum:



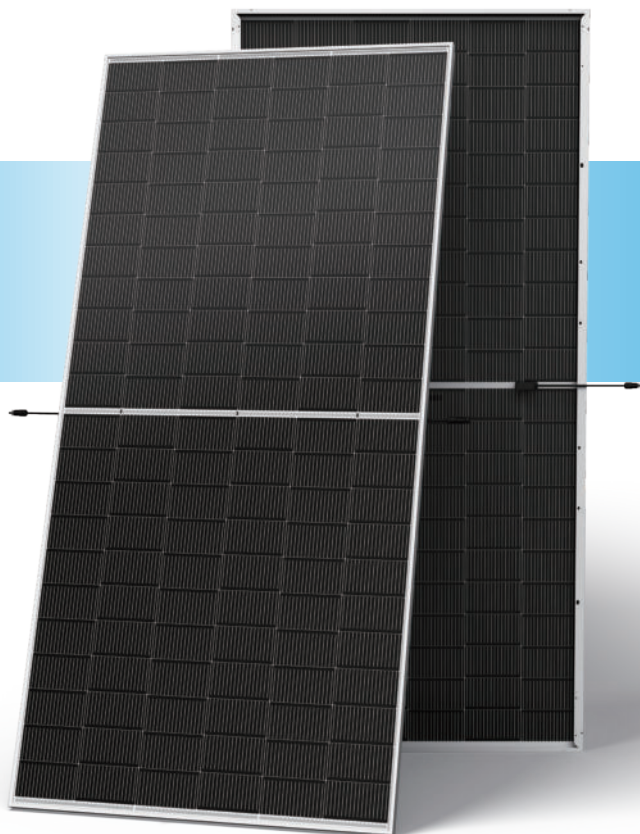
N-type i-TOPCon

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

TSM-NEG19RC.20 605-630W

630_W / MAXIMUM
POWER OUTPUT

23.3% / MAXIMUM
EFFICIENCY



High customer value

- Best partner of 1P tracker, with highest utilization of tracker length
- Low voltage design with higher string power, effectively reducing BOS (Balance of System) and LCOE (Levelized Cost of Energy) by 1%~5%
- Standardized module size with higher container space utilization effectively reduces the freight cost
- Excellent compatibility with existing mainstream system components
- Certified Low-Carbon Footprint



High power up to 630W

- Up to 23.3% module efficiency, on 210 innovation platform
- Patented i-TOPCon technology with continuous efficiency upgrade, including contact resistance reduction, rear reflection enhancement and edge quality repairment



High reliability

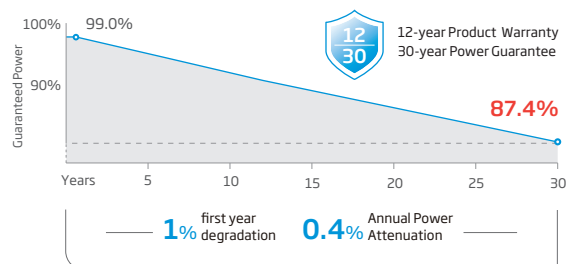
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology and high-density packaging
- Reduced risks of hot-spot with half-cut technology
- Certified high resistance against salt, ammonia, sand, PID, LID, LeTID
- Sustainable in harsh environments and extreme weather conditions



High energy yield

- Excellent low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Higher bifaciality, with up to 10%~20% additional power gain from back side depending on albedo
- Reliable dual-glass structure with 30-year power guarantee

Performance Warranty



* Please refer to product warranty for details

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

ISO14067: Product Carbon Footprint Limited Assurance

ISO14025: Environmental Product Declaration



ELECTRICAL DATA (STC & NOCT & BNPI)

Testing Condition	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)^*$	605	462	670	610	466	676	615	470	681	620	474	687	625	478	692	630	482	698
Power Selection (W)**	0 ~ +5																	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	38.1	40.5	40.8	38.3	40.8	41.1	38.6	41.1	41.4	38.8	41.4	41.7	39.1	41.7	42.0	39.4	42.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.94	12.13	16.55	14.96	12.16	16.57	14.98	12.19	16.58	14.99	12.20	16.59	15.00	12.21	16.59	15.01	12.22	16.62
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.7	46.2	48.7	49.0	46.5	49.0	49.3	46.8	49.3	49.6	47.1	49.6	49.9	47.3	49.9	50.2	47.7	50.2
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	15.83	12.75	17.54	15.86	12.78	17.57	15.89	12.80	17.61	15.91	12.82	17.63	15.92	12.83	17.64	15.93	12.84	17.65
Module Efficiency η_m (%)	22.4			22.6			22.8			23.0			23.1			23.3		

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. BNPI: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
 *Measuring tolerance: ±3%. **Power selection up to: +3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)$	635	666	641	671	646	677	651	682	656	688	662	693
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	40.5	40.8	40.8	41.1	41.1	41.4	41.4	41.7	41.7	42.0	42.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	15.69	16.43	15.71	16.46	15.73	16.48	15.74	16.49	15.75	16.50	15.76	16.51
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.7	48.7	49.0	49.0	49.3	49.3	49.6	49.6	49.9	49.9	50.2	50.2
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	16.62	17.41	16.65	17.45	16.68	17.48	16.71	17.50	16.72	17.51	16.73	17.52

Power Bifaciality: 80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) 43°C (±2°C)

Temperature Coefficient of P_{MAX} -0.29% /°C

Temperature Coefficient of V_{oc} -0.24% /°C

Temperature Coefficient of I_{sc} 0.04% /°C

Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature -40~+85°C

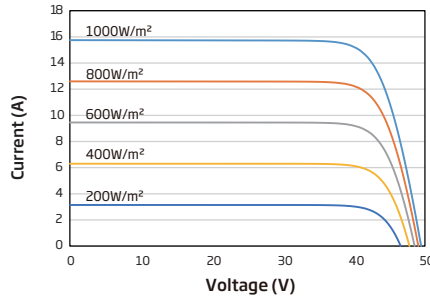
Maximum System Voltage 1500V DC (IEC)

1500V DC (UL)

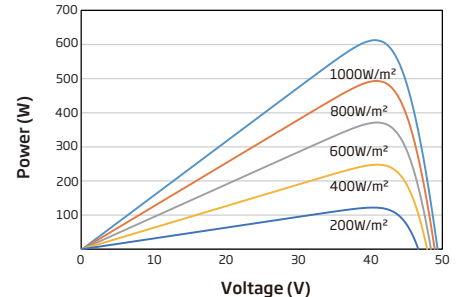
Max Series Fuse Rating 35A

CURVES OF PV MODULE

I-V CURVES OF PV MODULE (615W)



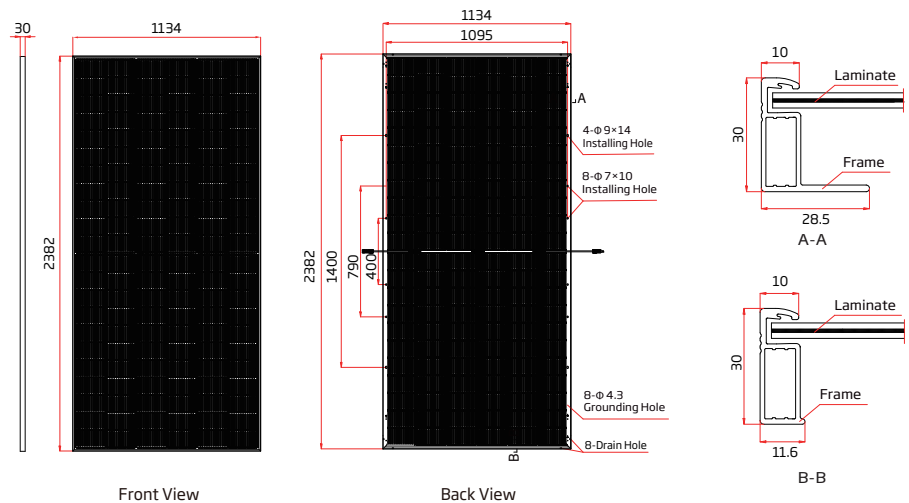
P-V CURVES OF PV MODULE (615W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.0 kg (72.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Coating)
Frame	30mm (1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 Plus / TS4*
Packaging	Modules per box: 36 pieces Modules per 40' container: 720 pieces

*Please refer to regional datasheet for specified connector.



www.trinasolar.com

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2024 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. The right of final interpretation belongs to Trina Solar Co., Ltd.

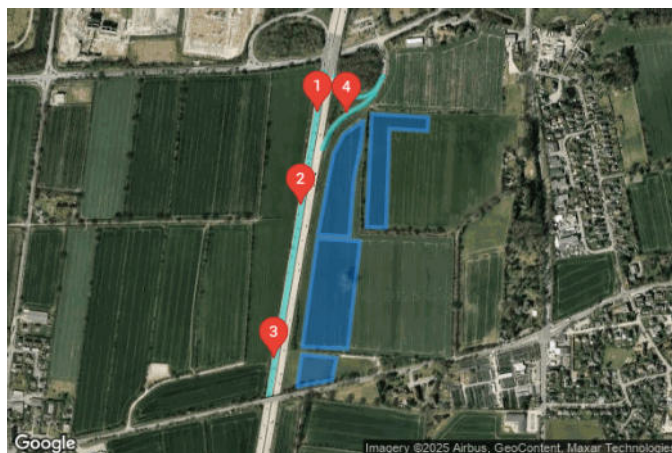
Version number: TSM_EN_2024_C

Braak

Braak

Created Nov 13, 2025
Updated Nov 17, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 164596.27524

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

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

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 array 1	12.0	270.0	12,285	13,999	-
PV array 2	12.0	270.0	8,038	16,777	-
PV array 3	12.0	270.0	2,126	4,462	-
PV array 4	12.0	270.0	2,202	5,075	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 72,480 m^2

Name: PV array 1
Footprint area: 17,264 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0 deg
Orientation: 270.0 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	53.614401	10.234715	54.37	2.00	56.37
2	53.614328	10.236893	53.91	2.00	55.91
3	53.614015	10.236856	55.10	2.00	57.10
4	53.614065	10.235396	54.09	2.00	56.09
5	53.611808	10.235273	58.47	2.00	60.47
6	53.611823	10.234511	59.28	2.00	61.28



Name: PV array 2
Footprint area: 18,106 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0 deg
Orientation: 270.0 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	53.614246	10.234408	55.29	2.00	57.29
2	53.613705	10.234315	56.92	2.00	58.92
3	53.612934	10.234030	59.61	2.00	61.61
4	53.611615	10.233866	60.59	2.00	62.59
5	53.611646	10.232648	62.16	2.00	64.16
6	53.613502	10.233249	58.75	2.00	60.75
7	53.613938	10.233646	56.98	2.00	58.98



Name: PV array 3
Footprint area: 30,889 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0 deg
Orientation: 270.0 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	53.611564	10.232632	62.27	2.00	64.27
2	53.611507	10.234274	60.22	2.00	62.22
3	53.609053	10.233791	56.68	2.00	58.68
4	53.609094	10.232047	57.43	2.00	59.43



Name: PV array 4
Footprint area: 6,221 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0 deg
Orientation: 270.0 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	53.608934	10.232032	56.53	2.00	58.53
2	53.608186	10.231845	54.82	2.00	56.82
3	53.608335	10.233196	55.41	2.00	57.41
4	53.608851	10.233374	55.87	2.00	57.87

Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.608019	10.230775	54.64	2.50	57.14
2	53.611447	10.231783	62.79	2.50	65.29
3	53.613401	10.232323	61.81	0.00	61.81
4	53.615345	10.232899	56.28	2.50	58.78

Name: Route 2
Route type One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.613610	10.232829	60.59	2.50	63.09
2	53.614065	10.233189	59.47	2.50	61.97
3	53.614263	10.233513	58.26	2.50	60.76
4	53.614433	10.233881	56.56	2.50	59.06
5	53.614627	10.234463	54.79	2.50	57.29
6	53.614851	10.234830	54.02	2.50	56.52

Name: Route 3
Route type One-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.615247	10.235138	52.88	2.50	55.38
2	53.614948	10.234854	54.00	2.50	56.50
3	53.614841	10.234610	54.31	2.50	56.81
4	53.614782	10.234309	55.17	2.50	57.67
5	53.614786	10.234025	55.43	2.50	57.93
6	53.614840	10.233760	55.44	2.50	57.94
7	53.614957	10.233534	55.93	2.50	58.43
8	53.615090	10.233400	56.17	2.50	58.67
9	53.615239	10.233314	56.32	2.50	58.82

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.614419	10.232638	58.61	2.50	61.11
OP 2	53.612326	10.232012	61.92	2.50	64.42
OP 3	53.608825	10.230971	57.10	2.50	59.60
OP 4	53.614398	10.233757	56.99	2.50	59.49

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 array 1	12.0	270.0	12,285	13,999	-	
PV array 2	12.0	270.0	8,038	16,777	-	
PV array 3	12.0	270.0	2,126	4,462	-	
PV array 4	12.0	270.0	2,202	5,075	-	

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-array-1 (green)	95	108	175	254	576	1103	917	283	201	133	97	86
pv-array-1 (yellow)	839	734	788	753	503	74	214	788	753	805	808	838
pv-array-2 (green)	162	160	346	284	193	202	199	230	385	208	163	165
pv-array-2 (yellow)	1108	882	370	400	635	633	641	601	82	904	1043	1151
pv-array-3 (green)	88	93	279	0	82	702	330	0	169	176	84	123
pv-array-3 (yellow)	975	583	145	0	0	0	0	0	0	538	764	1452
pv-array-4 (green)	0	357	224	134	203	295	217	150	145	473	4	0
pv-array-4 (yellow)	174	14	503	596	624	552	629	626	561	163	30	603

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

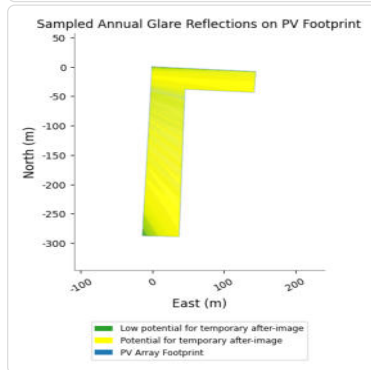
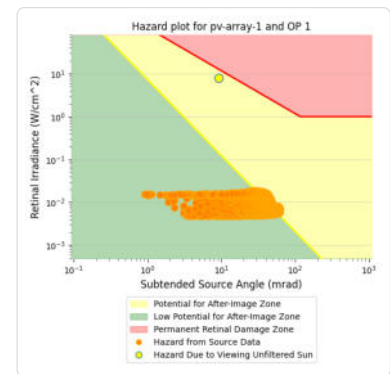
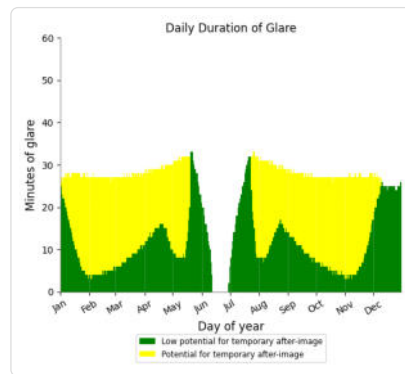
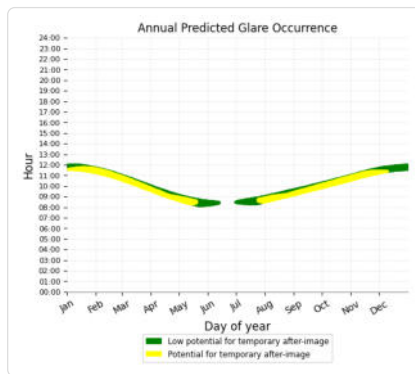
PV array 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	4280	5131
OP: OP 2	3988	198
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	3411	7973
Route: Route 1	31	284
Route: Route 2	575	413
Route: Route 3	0	0

PV array 1: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

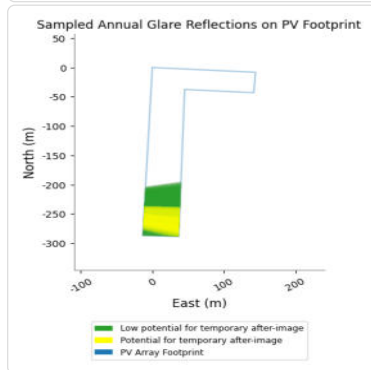
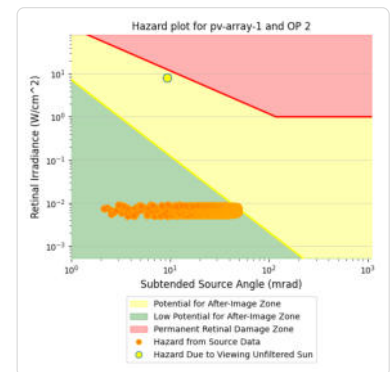
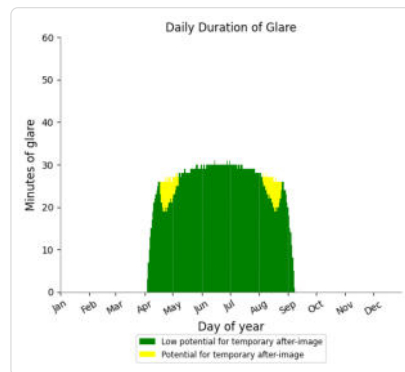
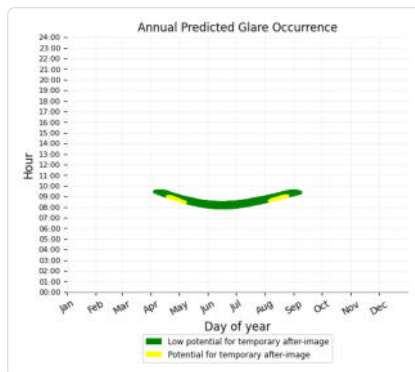
- 4,280 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,131 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 3,988 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 198 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



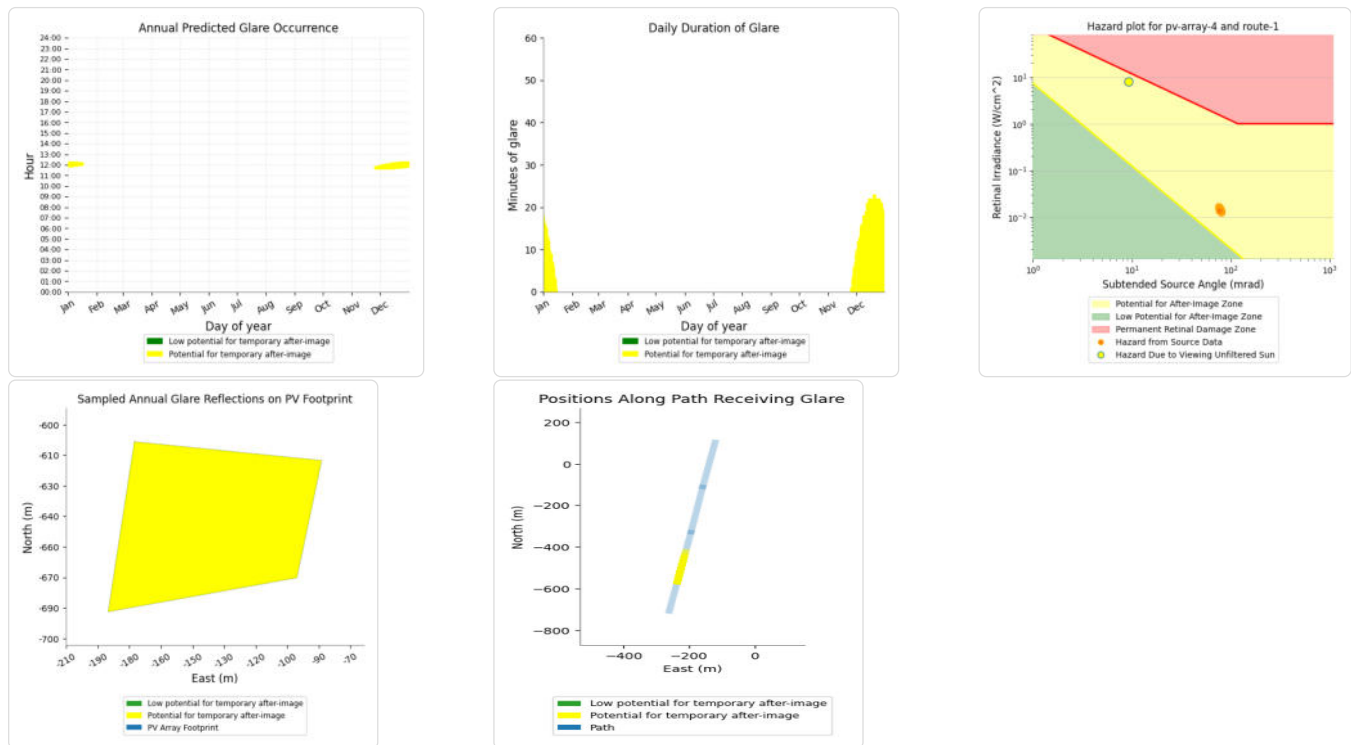
PV array 1: OP 3

No glare found

PV array 4: Route 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

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



PV array 4: Route 2

No glare found

PV array 4: Route 3

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically 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.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.