

Blendgutachten Solarpark Aldenhoven

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Aldenhoven in Nordrhein-Westfalen**

Version 1.1: Überarbeitung aufgrund aktualisierter Planungsunterlagen

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

☎ +49 40 79 69 59 36

☎ +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A44 nordwestlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A44 nordwestlich.....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L136 südwestlich.....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang	24 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Aldenhoven

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 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Aldenhoven“ auf Verkehrsteilnehmer auf der A44 sowie auf Anwohner der angrenzenden Gebäude 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 „Aldenhoven“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A44 und Anwohner der angrenzenden Gebäude.

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

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet nördlich von Aldenhoven in Nordrhein-Westfalen. Nördlich der Fläche verläuft die Autobahn A44. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nördlich der Ortschaft Aldenhoven in Nordrhein-Westfalen. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	50.901°N, 6.296°O, 118 m ü. NN
Abstand zu A44	Baufeld ca. 20 m, PV Module ca. 23 m - 25 m
Grenzlänge entlang A44	ca. 240 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 100 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 PV Anlage und Umgebung.

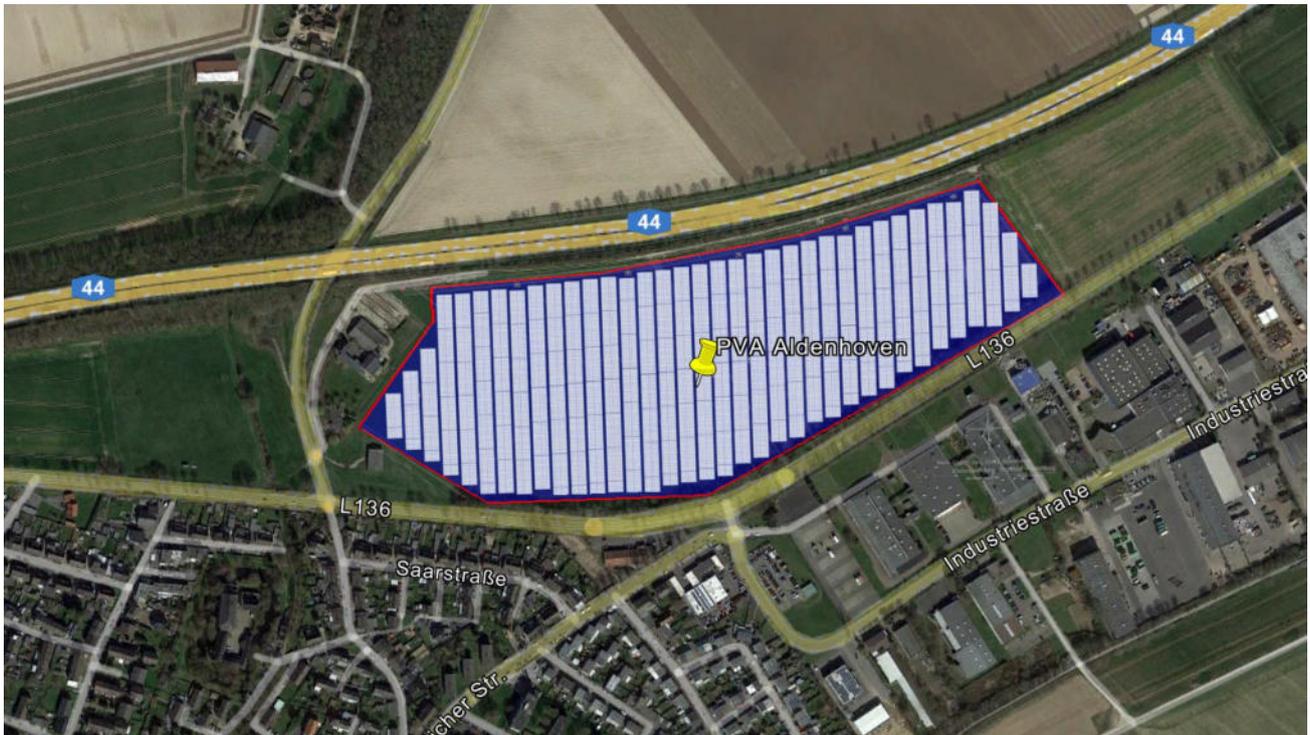


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage.



Bild 2.1.3: Details der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und südlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude kaum von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Östlich der PV Anlage gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

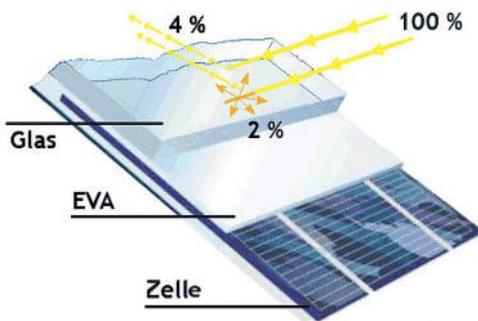


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.niederbayern.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.

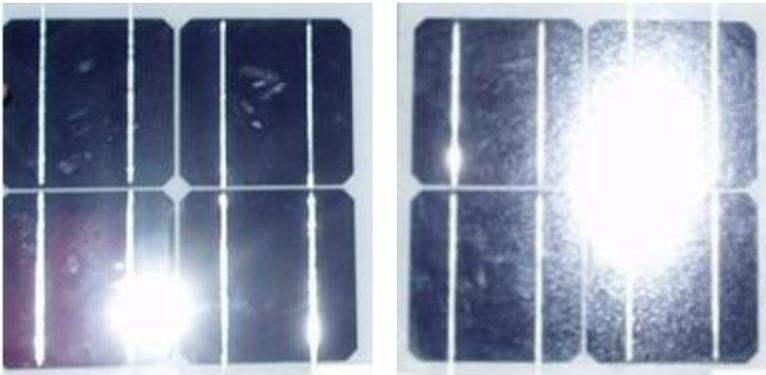


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

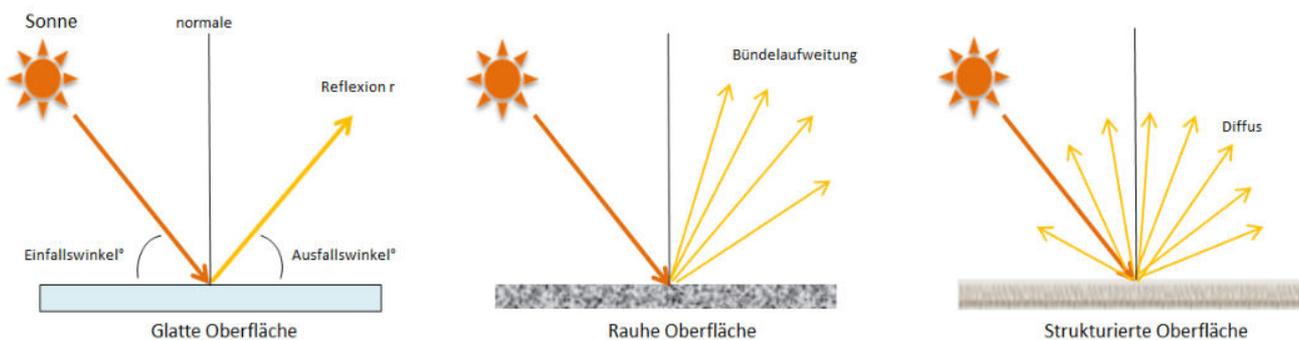


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Trina Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA

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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

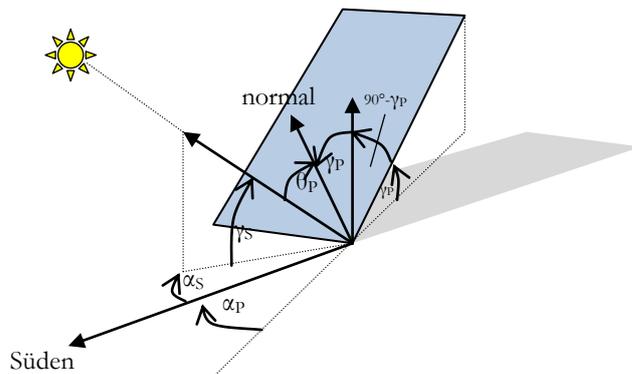


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) 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. Es handelt sich bei dem geplanten Modullayout um eine Anlage mit Ost-West Ausrichtung und 10° Modulneigung. Die folgende Skizze verdeutlicht die Modulinstallation.

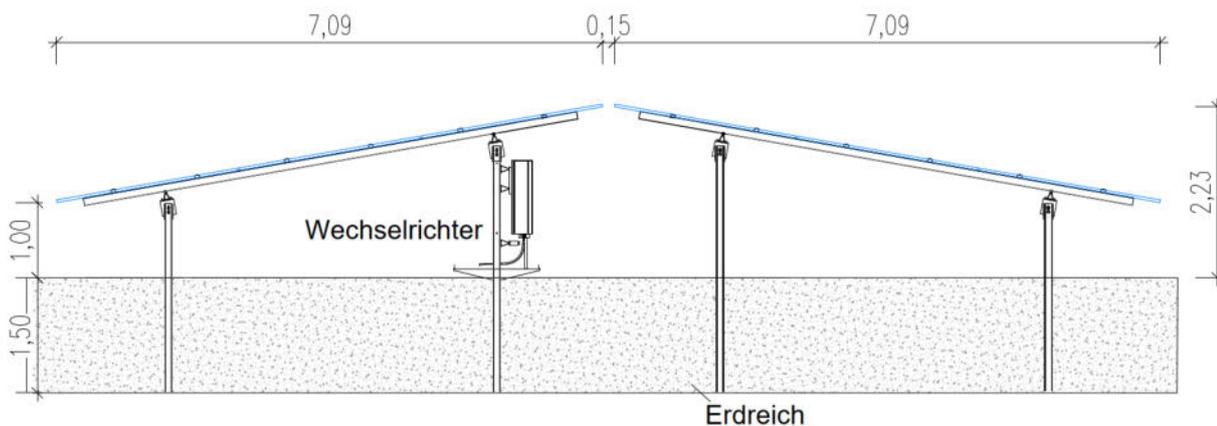


Bild 3.3.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber.)

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)	Ost: 90°, West: 270° (180° = Süden)
Modulneigung	10°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 1,0 m, max. 2,25 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Sichtwinkel Fahrzeugführer	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden (Sitzhöhe PKW, Transporter, LKW gemittelt ⁸)

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 Beeinträchtigung 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. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

⁷ Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

⁸ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

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, 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 potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Aldenhoven wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Autobahn A44, 1 Messpunkt auf der L136 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang.

Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Lichtleitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 500 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. Die Software wird mittlerweile von 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.

Bei der Simulation 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.

⁹ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

100%ige Blendfreiheit

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. Demnach ist die Privilegierung derartiger Bauvorhaben höher zu gewichten als das unter 9 Abs. 1 FStrG formulierte allgemeine Bauverbot innerhalb des 40 m Randstreifens von Autobahnen.

Trotz des politischen und gesellschaftlichen Konsens und der damit einhergehenden verwaltungsrechtlichen Vorgabe zur vereinfachten und priorisierten Genehmigung von Bauvorhaben im Segment der Erneuerbaren Energien wird die Forderung erhoben, dass eine Blendwirkung durch PV Anlagen im Randbereich von Autobahnen „in jeder Form“ auszuschließen ist. Eine derartig pauschale Forderung ist in Bezug auf die realen Verhältnisse im Straßenverkehr sachlich nicht begründbar und daher rechtlich nicht haltbar. PV Anlagen sind nicht pauschal eine (abstrakte) Gefahrenquelle und eine Blendwirkung als Resultat von Reflexionen ist - unabhängig von rechnerisch ermittelten Ergebnissen - immer ein subjektives Erleben. Nicht alle im Straßenverkehr auftretenden Reflexionen führen zwangsläufig zu einer relevanten Blendwirkung und nicht zwangsläufig zu einer Beeinträchtigung der sog. „Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs“.

Im Zuge solcher Forderung wird oft auf die LAI Lichtleitlinie verwiesen (die auch bei SolPEG Blendgutachten zur Anwendung kommt), die allerdings keine konkreten Hinweise und Empfehlungen für die Analyse und auch nicht für die Bewertung von „bewegten Immissionsorten“ enthält.

Die pauschale Forderung nach 100%iger Blendungsfreiheit widerspricht der lt. §9 Abs. 8 FStrG vorgesehenen Möglichkeit für Ausnahmegenehmigungen und kommt einer Diskriminierung von PV Anlagen gleich, wenn diese Forderung nicht auf alle in den Straßenverkehr eingebrachten Immissionsquellen angewendet wird. In der Konsequenz müssten alle potentiell reflektierenden Fahrzeugteile (Windschutzscheiben, Lackierungen, Chromteile u.a.) zum Erlöschen der Betriebserlaubnis führen, da es nicht zu 100% auszuschließen ist, dass derartige Fahrzeugteile Blendungen verursachen. Auch Reflexionen durch Schilder oder Gebäude im Bereich der Autobahn müssten zu jeder Zeit zu 100% ausgeschlossen werden – was in der Realität ebenfalls nicht möglich ist.

Auch Reflexionen von Sonnenlicht auf regennasser Fahrbahn stellt eine Beeinträchtigung bzw. Gefährdung dar, die ggf. durch den Autobahnbetreiber mittels eines entsprechenden Fahrbahnbelags oder durch andere geeignete Maßnahmen (z.B. temporäre Sperrungen) verhindert werden könnte/müsste. Ggf. könnte es sogar zu Schadensersatzforderungen gegenüber dem Autobahnbetreiber kommen – insbesondere wenn es sich um Streckenabschnitte handelt, auf denen es wiederholt zu derartigen Konstellationen kommt.

Bei derartigen Konstellationen wird allerdings argumentiert, dass die sichere und umsichtige Fahrzeugführung gemäß §3 Absatz 1 der Straßenverkehrsordnung (StVO) im Wesentlichen in der Verantwortung des Fahrzeugführers liegt und dieser hat die Fahrweise den aktuellen Sichtverhältnissen entsprechend anzupassen.

In Bezug auf die Nachtadaption des menschlichen Auges sind Blendungen, z.B. durch falsch eingestellte Scheinwerfer, durch lichtstarke LED Scheinwerfer oder auch durch Lichtsignale (Lichthupe) von LKWs als Signal zum Spurwechsel überholender LKWs, gravierender zu bewerten als Reflexionen auf PV Modulen bei Tageslichtadaption des Auges.

Im Gegensatz zu möglichst glänzenden Lackierungen bei Fahrzeugen kommen bei den aktuell marktüblichen PV Modulen Moduloberflächen durch Anti-Reflexionsschichten und/oder andere Technologien zum Einsatz. Derartige Technologien reduzieren die Leuchtdichte, sodass potentielle Reflexionen im Normalfall nicht geeignet sind eine relevante Blendwirkung hervorzurufen. Es ist daher geboten in jedem Fall eine Abwägung für die konkrete Situation durchzuführen, eine pauschale Forderung nach einer 100%igen Blendfreiheit ist daher zurückzuweisen.

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. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

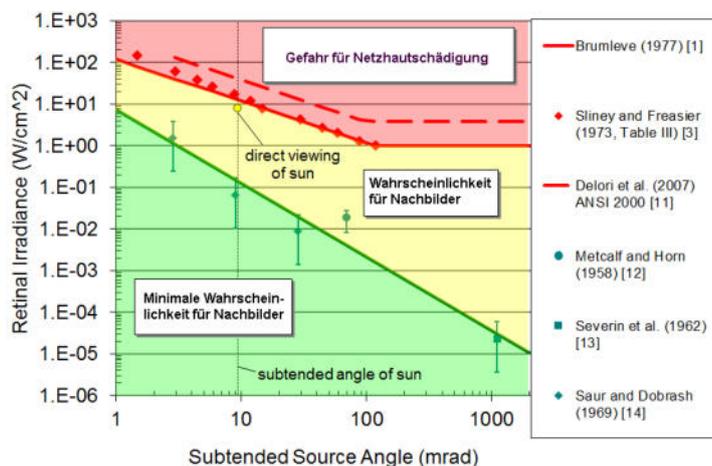


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ 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_2022_17.png

4 Ergebnisse

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

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

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

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

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Ergebnisse werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben. Die Zahlen in Tabelle 3 dienen der Übersicht aus formellen Gründen und es ist nicht zulässig, die Einzelergebnisse außerhalb des Kontextes und ohne die jeweiligen Ausführungen zu verwenden.

Tabelle 2: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld Neigung Ost	PV Feld Neigung West
P1 A44 nordwestlich	-	6597 ^{WGE}
P2 A44 nordöstlich	3402 ^{WGE}	4160 ^{WEG}
P3 L136 südwestlich / Einmündung	-	2500 ^{WG}
P4 Gebäude östlich	-	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A44 nordwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Autobahn A44 können bei der Fahr Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 25. Juli – 19. Mai zwischen 07:06 - 10:54 Uhr für 5 bis max. 28 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/- 20°, ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen nicht relevant. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Aspekt, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Böschung mit Bewuchs) kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage bzw. eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

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

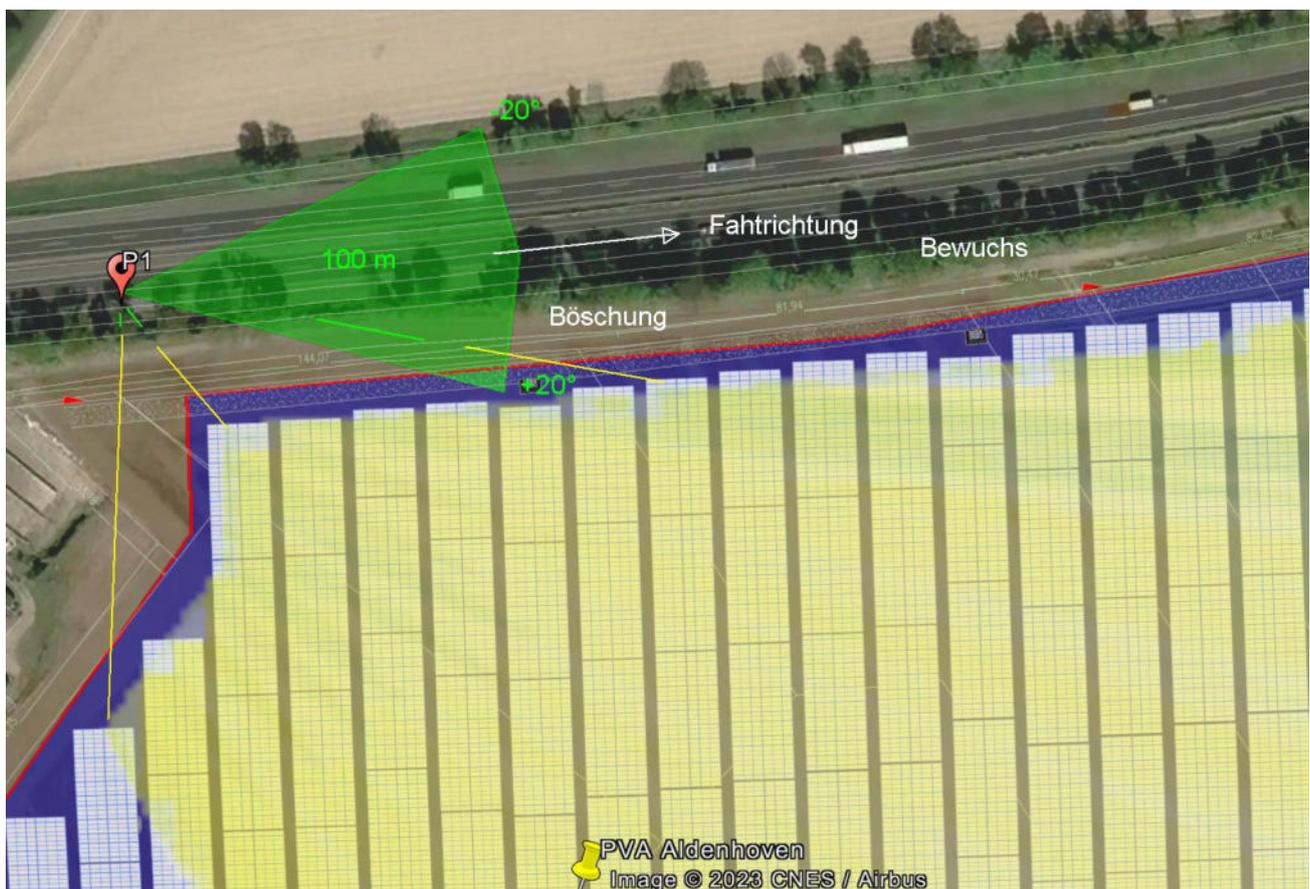


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich östlich der Fahrbahn, können theoretisch morgens Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf der A44 bei der Fahrt Richtung Osten aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.

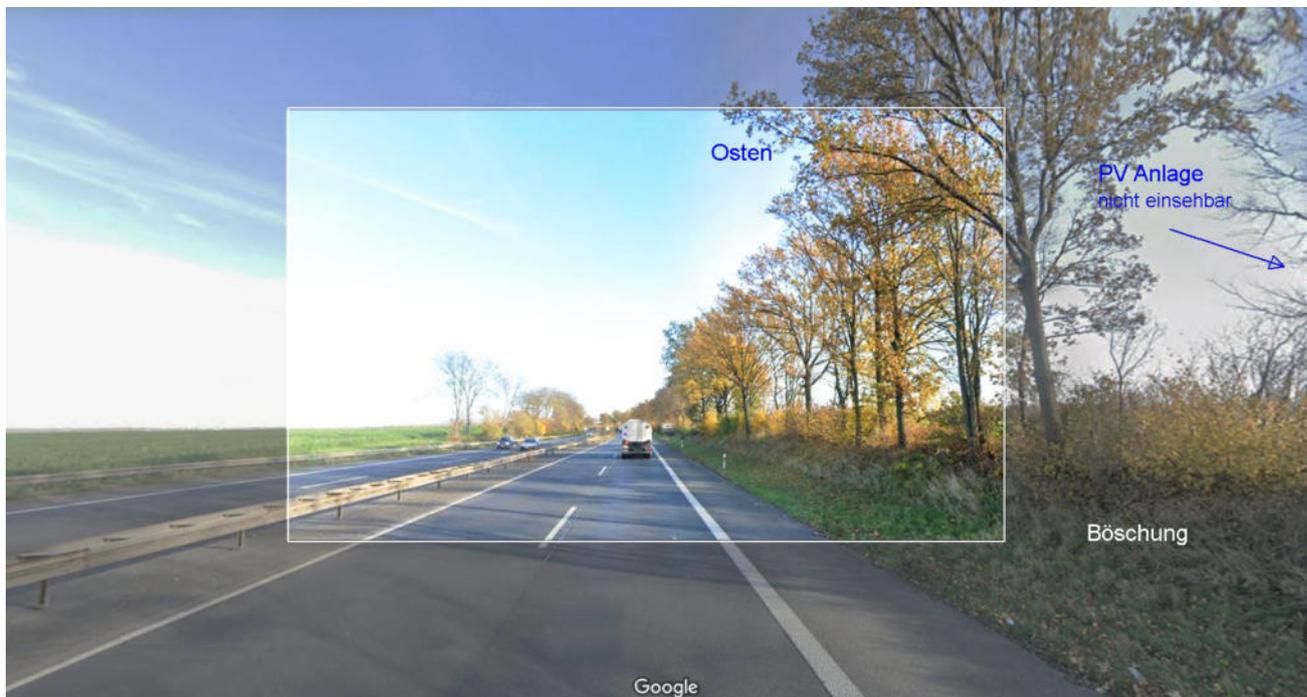


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google StreetView, November 2022, Ausschnitt)

Das Foto zeigt, dass entlang der Fahrbahn eine Böschung vorhanden ist mit Bewuchs von Büschen und Bäumen. Selbst wenn Büsche und Bäume gerodet werden, ist kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden.

Statistische Auswertung:

Eine umfassende Wahrscheinlichkeitsanalyse legt die Bewertung nahe, dass das Auftreten der ermittelten Reflexionen statistisch nicht signifikant ist. Diese Analyse stützt sich auf die Annahme, dass die A44 das gesamte Jahr (365 Tage) über uneingeschränkt befahrbar ist, was insgesamt 525.600 Minuten entspricht. Die statistische Wahrscheinlichkeit für das Eintreten von Reflexionen und somit für die Möglichkeit der Wahrnehmung dieser Reflexionen liegt bei lediglich 1,255%. Blendungen durch Scheinwerfer können überwiegend nur nachts auftreten, Reflexionen von Sonnenlicht auf PV Modulen allerdings nur bei Tageslicht. Für den hier betrachteten Standort wurden 259.314 Minuten pro Jahr¹⁴ mit Tageslicht ermittelt. Bezogen auf das Tageslicht beträgt die statistische Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen daher etwa 2,544%.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass Reflexionen bei Tageslicht nur dann möglich sind, wenn die Sonne nicht durch Wolken verdeckt oder abgeschwächt wird. Lt. Angaben des Deutschen Wetterdienstes (DWD) liegt die langjährige, durchschnittliche Wolkenbedeckung in der betrachteten Region bei etwa 62,5%. Demnach ist im Durchschnitt nur in 37,5% der Zeit mit wolkenlosem Himmel zu rechnen (sogenannte „clear sky“ Bedingungen). Daraus ergibt sich eine voraussichtliche Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen am Messpunkt P1 von lediglich ca. 0,471% im Jahresverlauf bzw. etwa 0,954% während der Zeiten mit Tageslicht.

Basierend auf dieser statistischen Auswertung ist die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Bereich von Messpunkt P1 derart gering, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine Blendung als **nicht signifikant** bewertet wird.

¹⁴ Lt. Angaben des Global Monitoring Laboratory (National Oceanic and Atmospheric Administration, www.noaa.gov)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A44 nordwestlich

Am Messpunkt P2 auf der A44 können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 20. September - 22. März zwischen 14:39 - 16:45 Uhr für 5 bis max. 24 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings auch hier außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist auch in diesem Abschnitt der A44 eine Böschung mit Bewuchs vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage bzw. eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

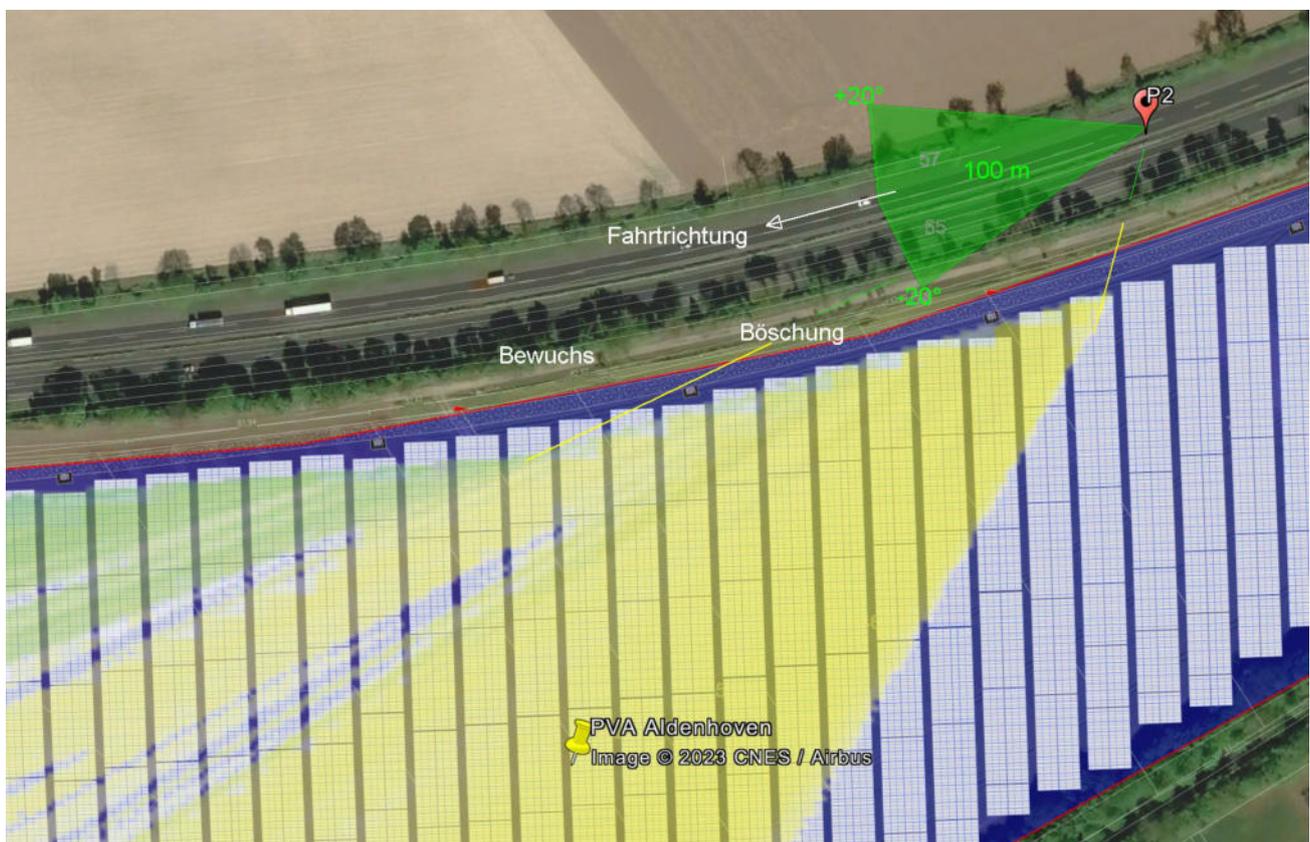


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich südwestlich der Fahrbahn, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. In der Realität besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Westen aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, November 2022, Ausschnitt)

Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage überwiegend nicht einsehbar oberhalb der Böschung liegt. Das Foto (November) zeigt auch den Bewuchs von Büschen und Bäumen auf der Böschung, der - auch teilweise ohne Blätter - einen zusätzlichen Sichtschutz darstellt.

Der Richtung der Fahrbahn im Bereich von Messpunkt P2 ist leicht anders als am Messpunkt P1 und daher ist die rechnerisch ermittelte Anzahl von Minuten mit potentiellen Reflexionen pro Jahr geringer. Auch für den Messpunkt P2 kommt die statistische Auswertung zum Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Bereich von Messpunkt P2 mit 0,602% derart gering ist, dass daraus resultierend die Wahrscheinlichkeit für eine potenzielle Blendwirkung als **nicht signifikant** bewertet wird - auch wenn eine direkte Sichtachse bestehen würde.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L136 südwestlich

Messpunkt P3 auf der L136 im Bereich der Einmündung wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da in diesem Bereich erhöhte Aufmerksamkeit erforderlich ist. Am Messpunkt P3 können theoretisch zwischen dem 30. April - 13. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:16 - 07:27 Uhr für 5 bis max. 27 Minuten Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle von über 150 m ist allerdings keine Beeinträchtigung durch die PV Anlage zu erwarten, die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar. Bei der weiteren Fahrt Richtung Osten ist die Fläche der PV Anlage nicht einsehbar, es besteht kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage bzw. eine Blendwirkung kann im Verlauf der L136 ausgeschlossen werden.

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

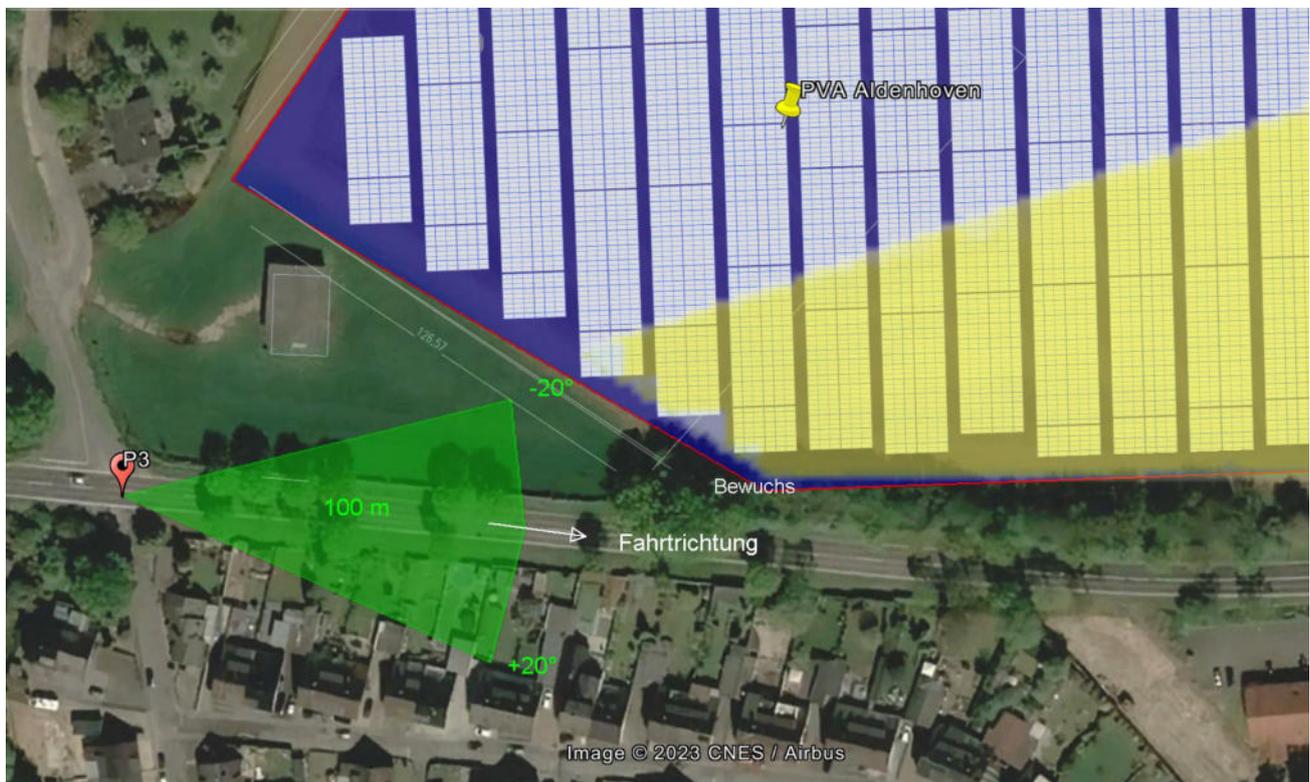


Bild 4.23.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. In der Realität besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 mit Blick Richtung Osten aus Sicht des Fahrzeugführers. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Fahrt Richtung Osten (Quelle: Google StreetView, November 2022, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV Anlage überwiegend nicht einsehbar links im Bild, hinter dem Gebäude liegt. Das Foto zeigt auch den Bewuchs von Büschen und Bäumen entlang der L136.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südlich

Messpunkt P4 südöstlich der PV Anlage u.a. im Bereich des NORMA Supermarktes wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern und Kunden durch die PV Anlage ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

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.

Wie bereits im Abschnitt 3.6 ausgeführt kann es einen 100%igen Ausschluss jeglicher Blendwirkung durch Reflexionen in der Realität des Straßenverkehrs nicht geben. Insbesondere die Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Objekten im Straßenverkehr (Windschutzscheiben, Hinweisschildern, regenasse Fahrbahn, LED Scheinwerfer bei Nacht o.ä.) sind für Fahrzeugführer bekannte Konstellationen und die Fahrweise¹⁵ ist entsprechend anzupassen. PV Anlagen sind nicht grundsätzlich als Gefahrenquelle einzustufen und nicht jede Reflexion führt zwangsläufig zu einer Blendwirkung.

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

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage „Aldenhoven“ 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.

Unabhängig von den örtlichen Gegebenheiten und der jeweiligen Fahrt- und Blickrichtung zeigt bereits die statistische Auswertung¹⁶, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexionen im Verlauf der geplanten Autobahn A44 derart gering ist, dass bereits daraus resultierend eine Gefährdung durch eine Blendwirkung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann.

Die Einbeziehung weiterer Aspekte (u.a. Fahrt- bzw. Blickrichtung, Entfernungen) zeigt, dass die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen, sodass eine Beeinträchtigung oder eine Blendwirkung ausgeschlossen werden kann. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar.

Darüber hinaus ist in diesem Abschnitt der A44 eine Böschung mit Bewuchs vorhanden, sodass kein im direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Im Verlauf der L136 sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht relevant. Auch hier kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die geplante PV Anlage ausgeschlossen werden.

Im Bereich der südlich gelegenen Gebäude sind aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

¹⁵ U.a. im Hinblick auf die in §3 Absatz 1 der Straßenverkehrsordnung (StVO) gebotene sichere und umsichtige Fahrzeugführung.

¹⁶ Die Klassifizierung basiert u.a. auf den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

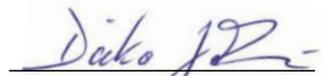
Anhand der ausgewerteten Ergebnisse und unter Berücksichtigung von real existierenden Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Wolken, Frühnebel, etc.) kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die geplante PV Anlage bzw. eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs im Verlauf der A44 und der L3080 ist gewährleistet.

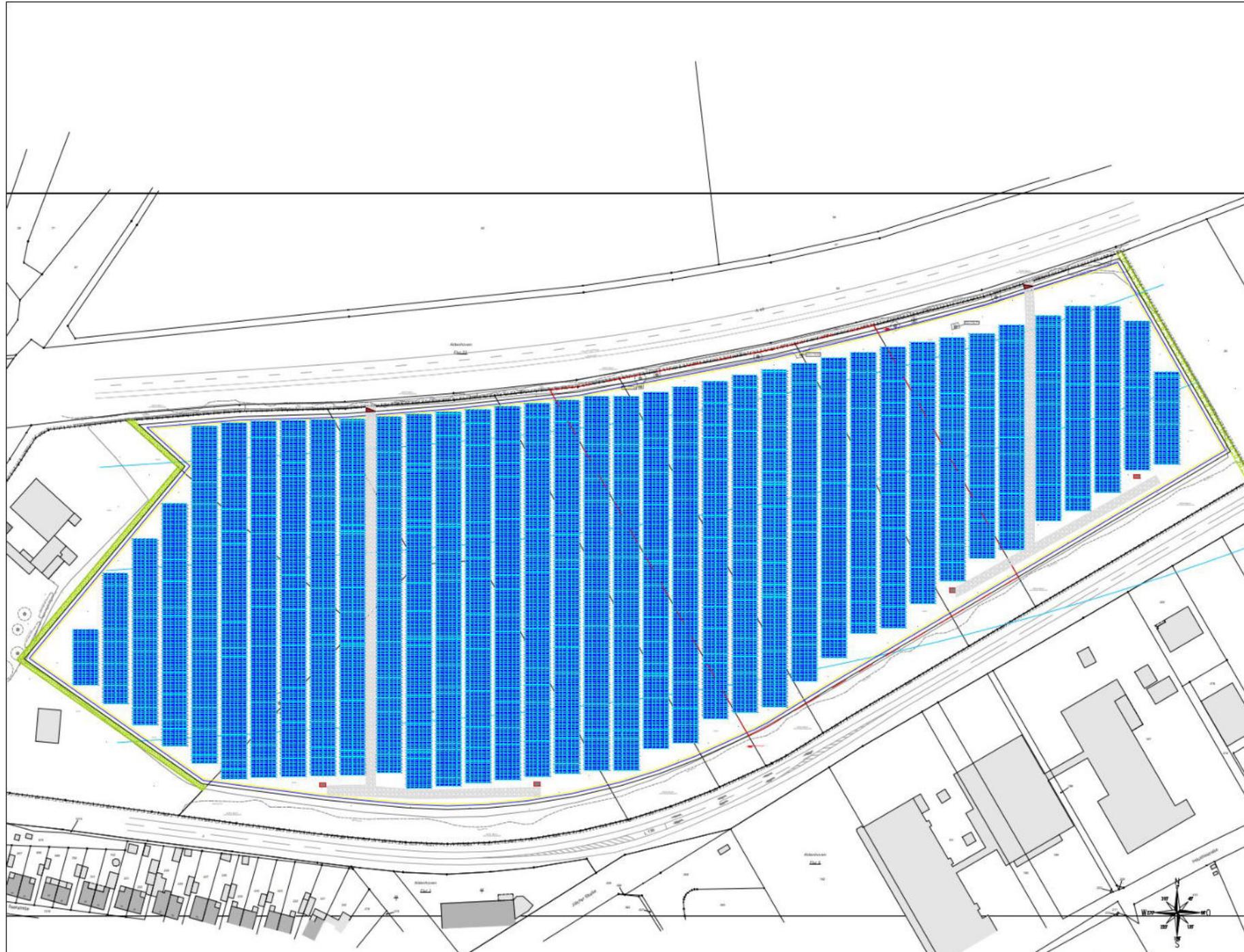
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht sind keine Blendschutzmaßnahmen erforderlich und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

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 18.09.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



Anlagendaten

Modulbelegung:

	Landfläche [m²]	Module [Stück]	Leistung [kWp]
Areal	144.258	32.172	19.303,2
Gesamt	144.258	32.172	19.303,2
Fläche SO/PV			144.258 m²
Fläche Weg/TS			3.278 m²
Fläche PV-Module			85.654 m²
Fläche Grünstreifen Süd			14.629 m²
GRZ (SO komplett)			0,616
GRZ (SO ohne 22m Grünstreifen)			0,686
Belegungsgrad (SO)	0,134 kWp/m²		

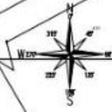
Wechselrichterauslegung:

Freilanddaten

Breiten- u. Längengrad	50°54'06"N, 6°17'49"E
Windlastzone	2; 0,59 kN/m²
Schneelastzone	1; 0,52 kN/m²
Höhe über NN	114 m
Modultyp	TSM-NEG 19 RC 600 Wp
Spezifischer Ertrag	891 kWh / kWp / a
Globalstrahlung horiz.	1.072 kWh / m²
Globalstrahlung geneigt Ost	1.066 kWh / m²
Globalstrahlung geneigt West	1.068 kWh / m²
Performance Ratio	83,5 %
Bauhöhe max. PV	2.230 mm
Bauhöhe min. PV	1.000 mm
Bauhöhe Trafostation	2.970 mm
Achsabstand	3.000 mm
Reihe - Reihe Abstand	380 mm
Modulineigung	10°
PV-Fläche Horizontal	89.307 m²
GRZ	s.o.
Azimut	West: 90° Ost: -90°
Abmaße Trafostation	2.970 x 3.600 x 2.520 mm
Anzahl der Baukörper	4 Stück + Übergabe
Montagesystem	Ground Mount
Planungsgrundlage	2022-08-22_FF-PV-Davids-Aldenhoven-09.dwg 2208023C_Franz Davids_GM_Aldenhoven.südl. A44_DE.jpg Aufmaß Frenken

Legende:

- Photovoltaikmodul
- Trafo
- Zugangstor
- Zaun
- Deponiekörper



Projekt: Südlich A44, 52457 Aldenhoven Freilandbelegung Ost-West-Ausrichtung		ENTWURFSPLANUNG Projekt-Nr.: 2208023C Datum: 22.08.2022 Datum Erstellen: 22.08.2022 Gezeichnet: PB Geprüft: DL Layout Name: Belegungsplan Layout Index: 1 Maßstab: 1:	
Am Pannhaus 2-10 52511 Gellenkirchen Tel. +49 (0)2431 911 30 - 0 Fax +49 (0)2431 911 30 - 15 E-Mail: info@centroplan.de	Daten Layout Index Datum Gez.: geändert: c 03.07.23 PB Wieg und Trafostationen in den Norden verlegt d 07.07.23 PB Wieg und Trafostationen in den Süden verlegt e 10.07.23 PB Abstände zur Autobahn eingetragen f 25.08.23 RW Deponiekörper, Entwässerung berücksichtigt		

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 580-605W

605W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 605W

- Up to 22.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

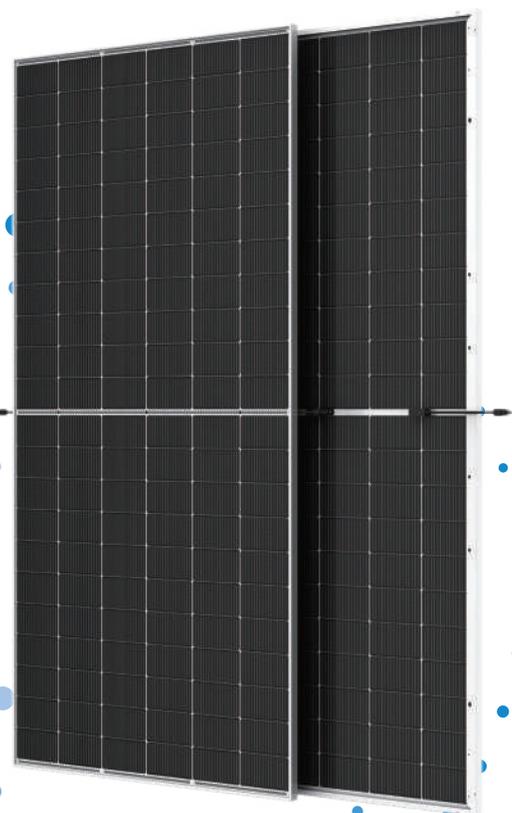
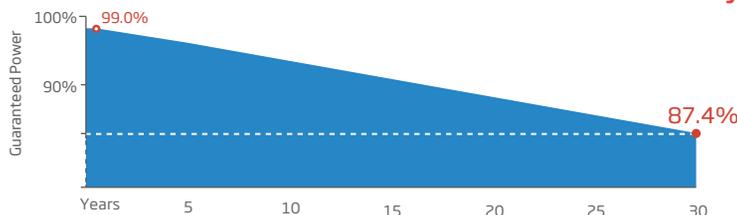
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



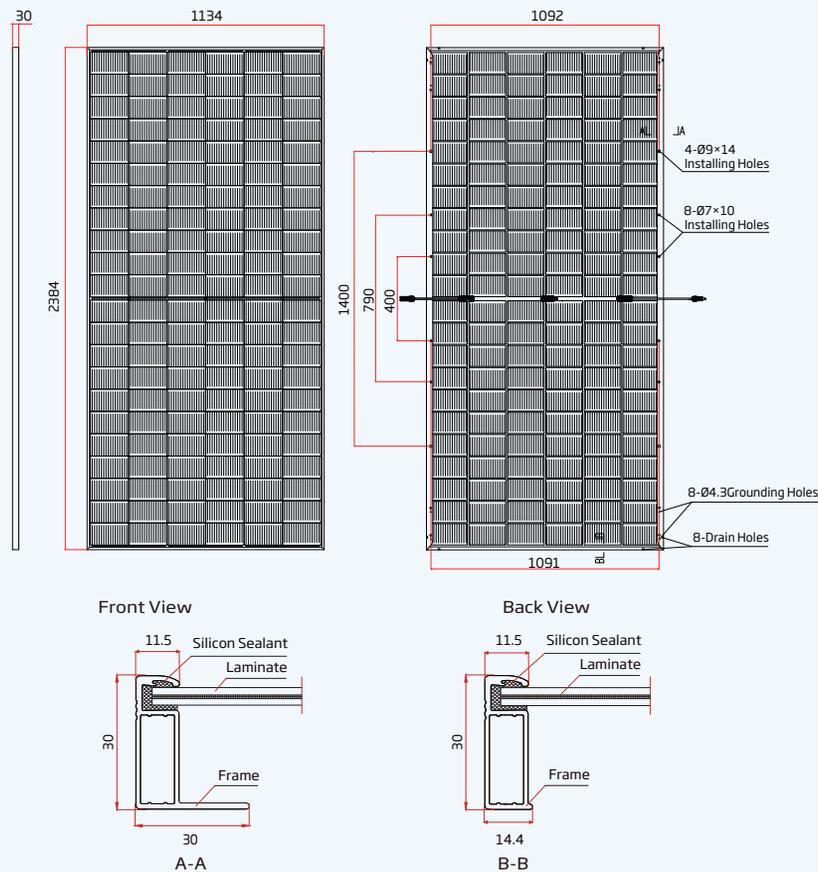
Comprehensive Products and System Certificates



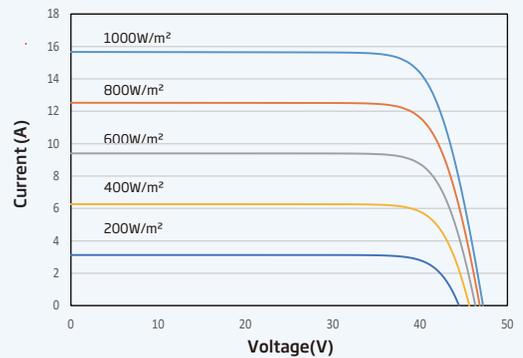
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



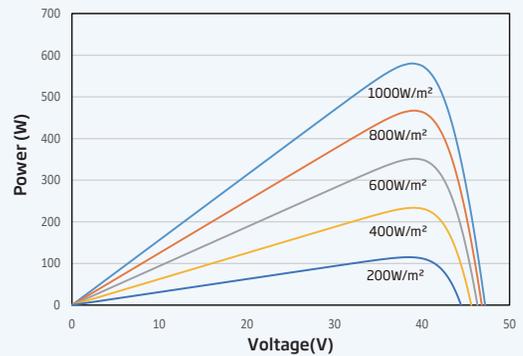
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600	605
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	14.79	14.82	14.86	14.89	14.91	14.94
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	15.65	15.68	15.72	15.76	15.80	15.83
Module Efficiency η _m (%)	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4

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

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	626	632	637	643	648	653
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	15.97	16.01	16.05	16.08	16.10	16.14
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	16.90	16.93	16.98	17.02	17.06	17.10
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality: 80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	442	446	450	454	458	461
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	36.8	37.1	37.3	37.6	37.8	38.0
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	12.00	12.02	12.05	12.08	12.12	12.14
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	44.7	45.0	45.3	45.6	45.9	46.1
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	12.61	12.64	12.67	12.70	12.73	12.76

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 inches)
Weight	33.1kg (72.97lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
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 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 720 pieces

Aldenhoven

Aldenhoven_west

Created Aug 18, 2023
Updated Aug 18, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 98035.17131

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 Feld	10.0	270.0	3,729	13,272	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 121,938 m²

Name: PV Feld
Footprint area: 121,938 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 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	50.900704	6.291176	112.34	1.50	113.84
2	50.901557	6.292120	116.34	1.50	117.84
3	50.901875	6.292131	116.42	1.50	117.92
4	50.902057	6.295596	117.18	1.50	118.68
5	50.902876	6.300027	115.45	1.50	116.95
6	50.902206	6.300778	115.43	1.50	116.93
7	50.901848	6.300853	115.91	1.50	117.41
8	50.900217	6.296508	117.55	1.50	119.05
9	50.900014	6.294931	116.38	1.50	117.88
10	50.900007	6.292892	113.29	1.50	114.79

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.902076	6.290999	114.42	2.00	116.42
OP 2	50.903067	6.298977	114.31	2.00	116.31
OP 3	50.899921	6.290637	109.20	2.00	111.20
OP 4	50.899526	6.294904	115.65	2.00	117.65

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	10.0	270.0	3,729	13,272	-	

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)	200	163	346	298	483	398	561	338	377	177	182	206
pv-feld (yellow)	1565	1271	1117	605	959	795	846	788	854	1363	1480	1629

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

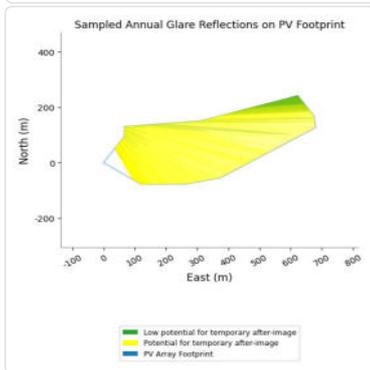
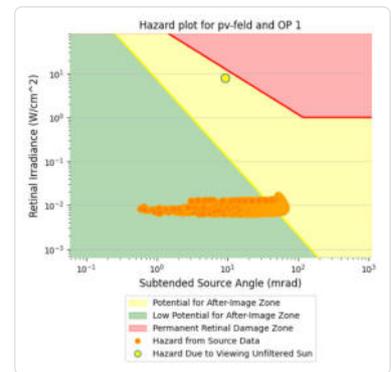
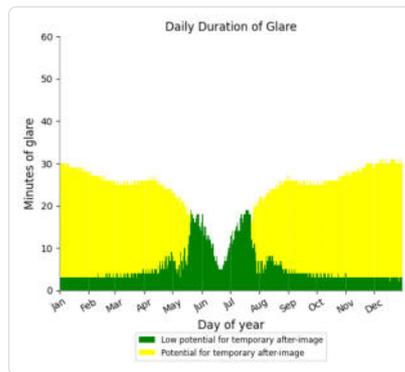
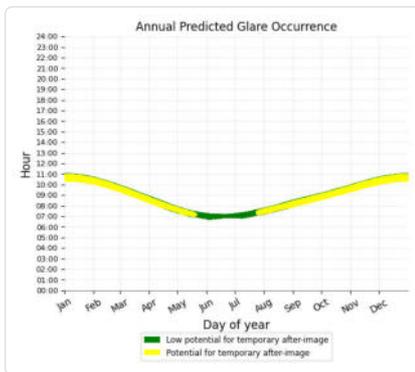
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	2111	6604
OP: OP 2	1006	4168
OP: OP 3	612	2500
OP: OP 4	0	0

PV Feld: OP 1

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

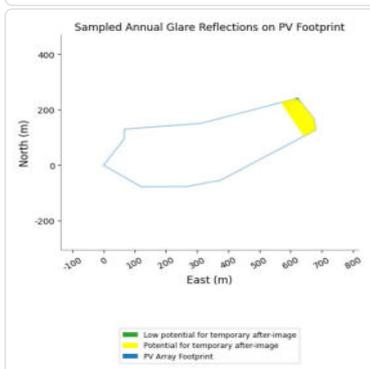
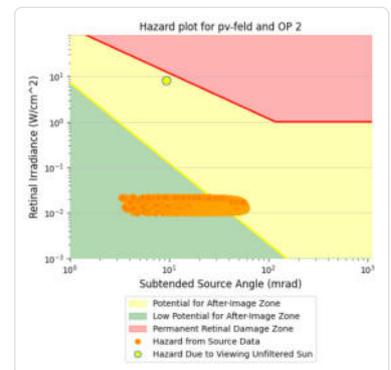
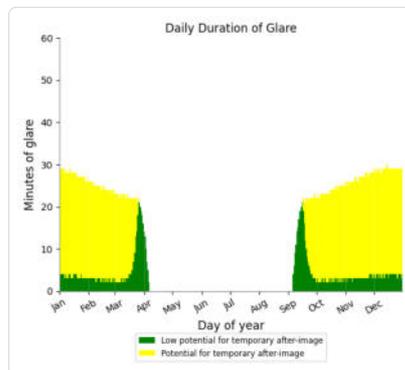
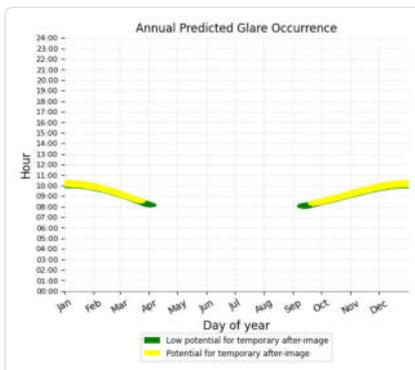
- 2,111 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6,604 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 2

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

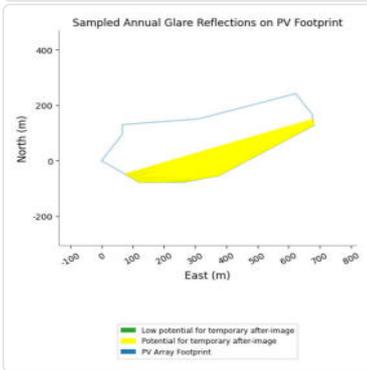
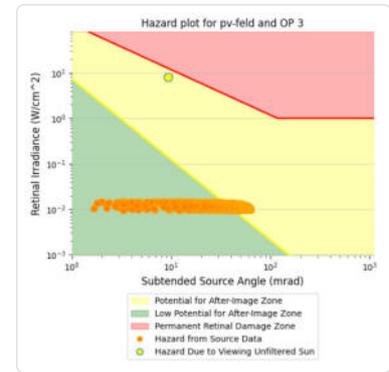
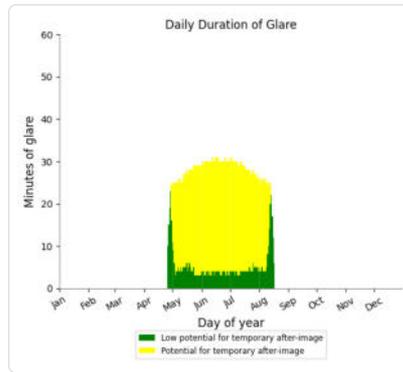
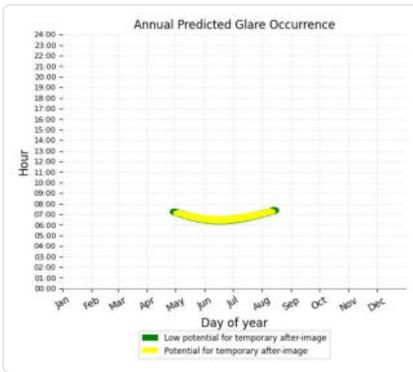
- 1,006 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,168 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 3

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

- 612 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,500 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: 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 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.

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	10.0	90.0	777	3,424	-	

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)	77	68	200	18	0	0	0	0	159	115	61	79
pv-feld (yellow)	701	535	222	0	0	0	0	0	83	489	660	734

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	0
OP: OP 2	777	3424
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

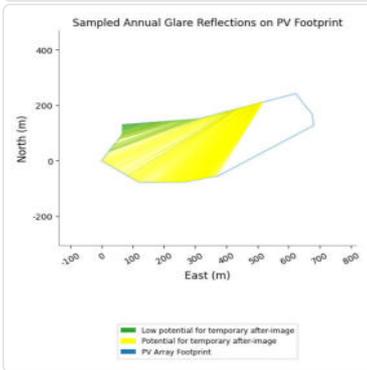
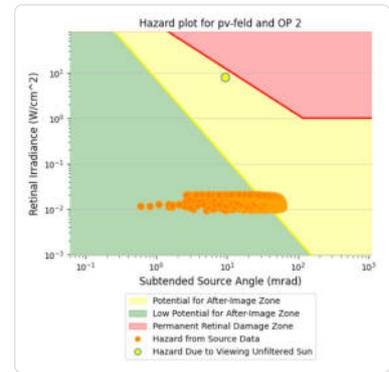
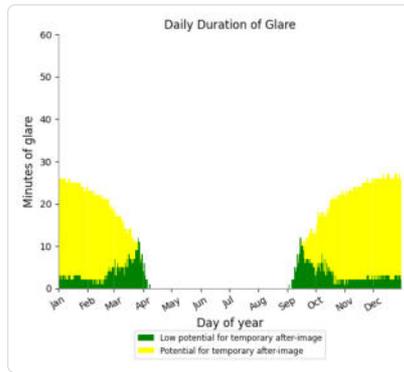
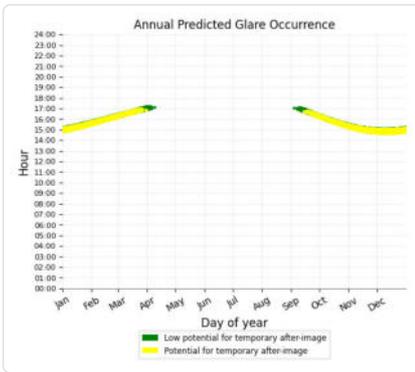
PV Feld: OP 1

No glare found

PV Feld: OP 2

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

- 777 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,424 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld: OP 3

No glare found

PV Feld: 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 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.

