

Blendgutachten Solarpark Bollingstedt

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Bollingstedt 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	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Autobahn A7 (1)	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A7 (2).....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Autobahn A7 (3).....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Autobahn A7 (4).....	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Autobahn A7 (5).....	23
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, P7, P8, P9 Autobahn A7	24
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P10, Gebäude	25
4.8	Ergebnisse am Messpunkt P11, Gebäude.....	27
4.9	Ergebnisse am Messpunkt P12, Gebäude	28
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	30
6	Schlussbemerkung	31
7	Anhang (Auszug)	32 - 42

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Bollingstedt

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 900 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Bollingstedt“ für Fahrzeugführer auf angrenzenden Straßen und ggf. für Anwohner der umliegenden 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 „Bollingstedt“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer u.a. auf der A7 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet östlich von Bollingstedt in Schleswig-Holstein. Zwischen den Flächen verläuft die Autobahn A7. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich von Bollingstedt in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	54.600°N, 9.450°O 19 m ü.N.N.
Abstand zur A7	ca. 20 m – 40 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 30 m – 70 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

Detailansicht der PV-Fläche und Umgebung (Bereich Nord).



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

Detailansicht der PV-Fläche (Bereich Süd)



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

Fotos der PV-Flächen. Blick von Süden nach Norden auf das PV-Feld 4.



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

Blick von Süden nach Norden auf das PV-Feld 3. Im Hintergrund die Autobahn A7



Bild 2.1.5 Foto der PV-Fläche (Quelle: SolPEG, Standortbegehung)

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 Teilflächen der PV-Anlage und umliegende Gebäude. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zu den PV-Flächen daher sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage zu erwarten. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



Bild 2.2.1: Gebäude nordwestlich der PV-Anlage (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 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 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:

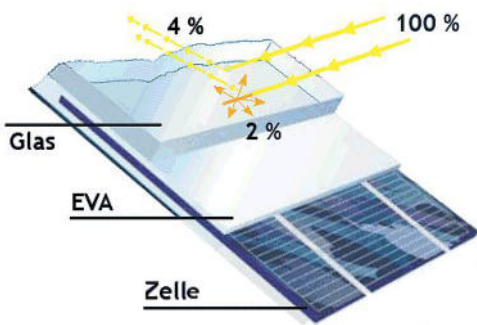


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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:

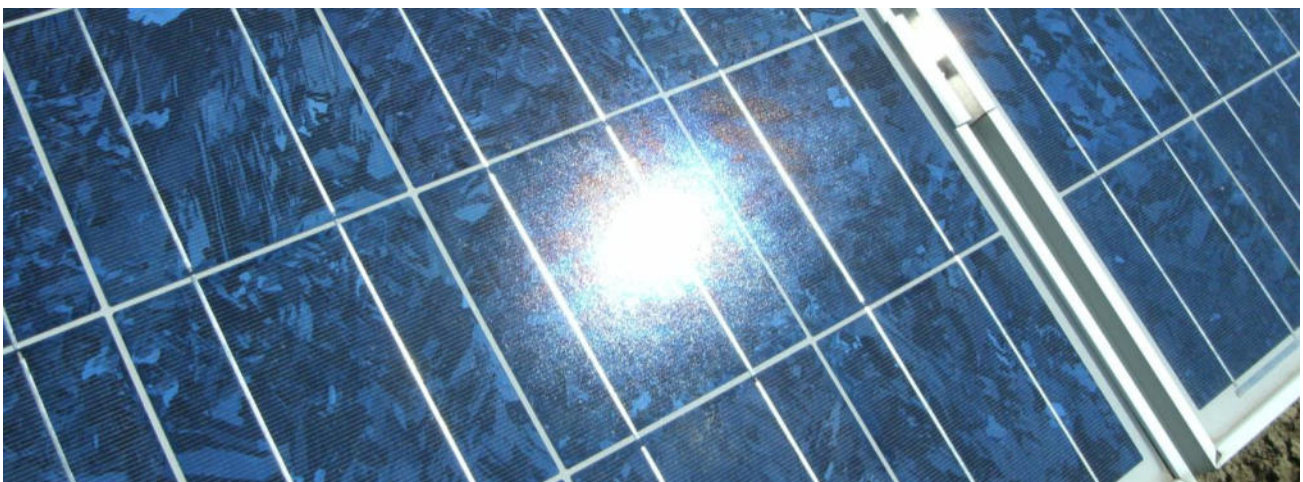


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. 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.

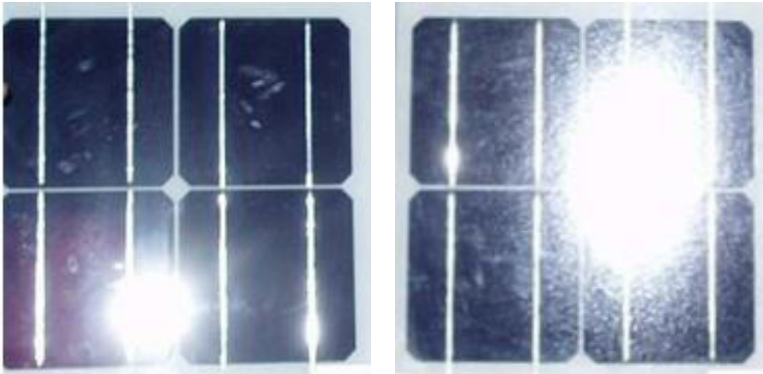


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

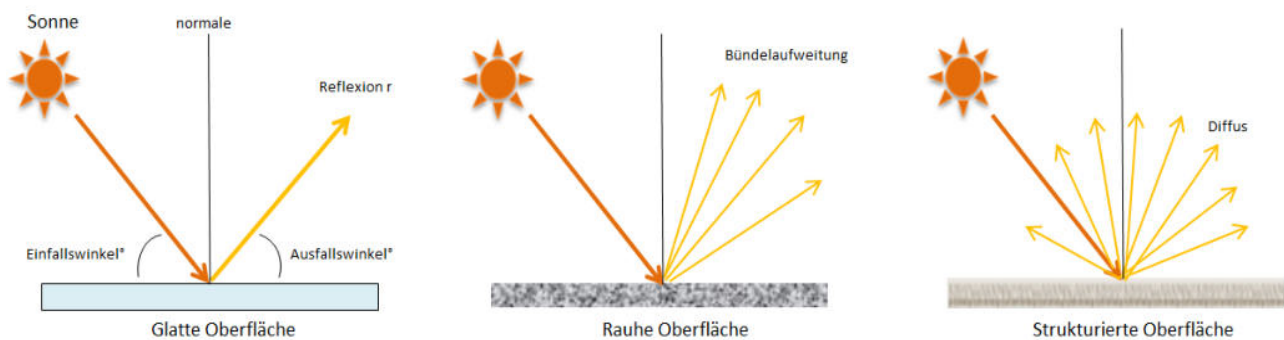


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen kommen PV-Module des Herstellers LONGi 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 Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
Junction Box: IP68, three diodes
Output Cable: 4mm², 300mm in length,
length can be customized
Glass: Dual glass
2.0mm coated tempered glass

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance: ±3%
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating: 25A
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C

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:

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

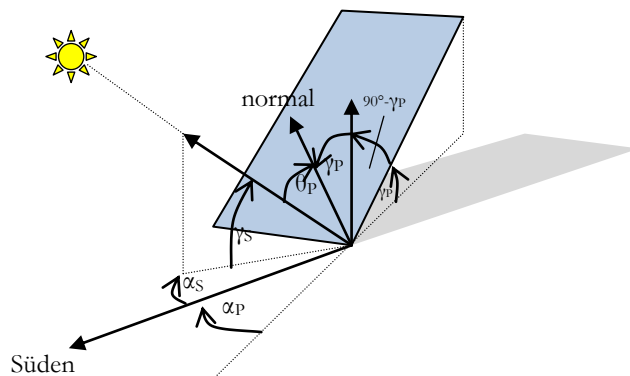


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 **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. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

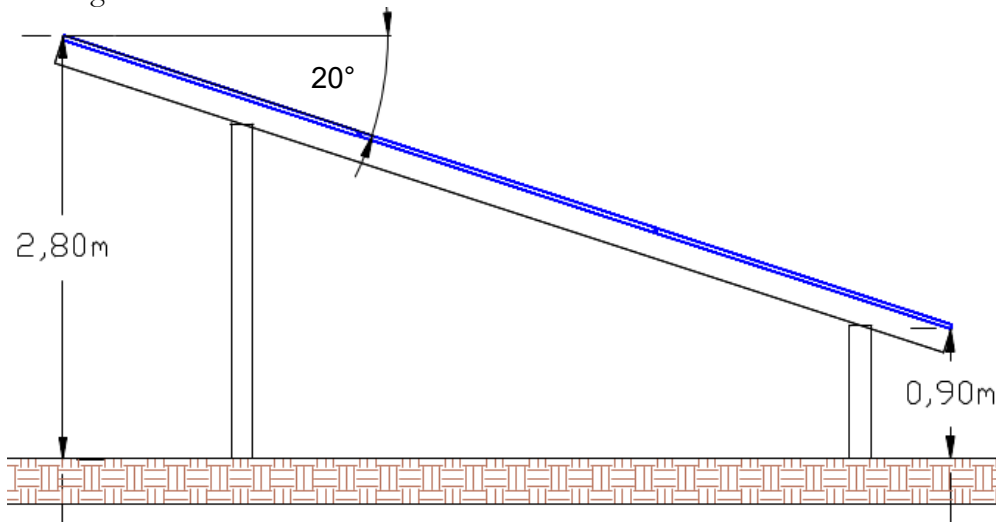


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Bsp.)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV-Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,90 m bis ca. 2,97 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁷)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung +/- 30°, 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 +/- 20° um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen allerdings Einfallswinkel von bis zu +/-30° 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 m ist ein konservativerer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (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, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke 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 Bollingstedt wurden 12 Messpunkte festgelegt. 9 Messpunkte im Verlauf der Autobahn A7, sowie 3 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich in Abschnitt 4.

Weitere Standorte an Gebäuden oder 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



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 LAI 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 Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu +/-30° als relevant angesehen werden. Dieser Wert [vom FBA definiert] wurde allerdings nicht auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um eine Vereinbarung u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen¹⁰ oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden. Obwohl bislang keine belastbaren Quellen vorhanden sind, wird der Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

Höhe der Messpunkte

Für die Analyse von ortsfesten Messpunkten ist eine Höhe von 2,0 m über GOK festgelegt (Person stehend). Für den Straßenverkehr hat das FGSV¹¹ die Augpunkt für PKW mit 1,2 m – 1,4 m angegeben. Der Wert wurde vor über 50 Jahren anhand von damaligen Repräsentativfahrzeugen festgelegt. Zur Höhe des Augpunktes für LKW, Van, SUV, Transporter etc. gibt es keine Hinweise/Vorgaben. Vor diesem Hintergrund wird für PKW und LKW eine gemittelte Höhe von 2,0 m festgelegt. Dies ist ein eher konservativer Ansatz, da bei über 85% der Verkehrsteilnehmer (PKW) der durchschnittliche Augpunkt deutlich tiefer liegt. Kontrollsimulationen mit 2,5 m Höhe (wie vom FBA in Einzelfällen gefordert) zeigen überwiegend keine nennenswert anderen Ergebnisse. Eine Aussage, dass ein höherer Standort mehr Reflexionen erfährt, ist pauschal nicht zulässig.

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ 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)

¹¹ Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen <https://www.fgsv.de>, Richtlinien RAS/RAL/RAA

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "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."

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. Aber auch dieser Wert ist nicht auf Basis von wissenschaftlichen Untersuchungen ermittelt worden und ist daher auch unter Fachleuten umstritten.

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 900 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹² basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹³. 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.

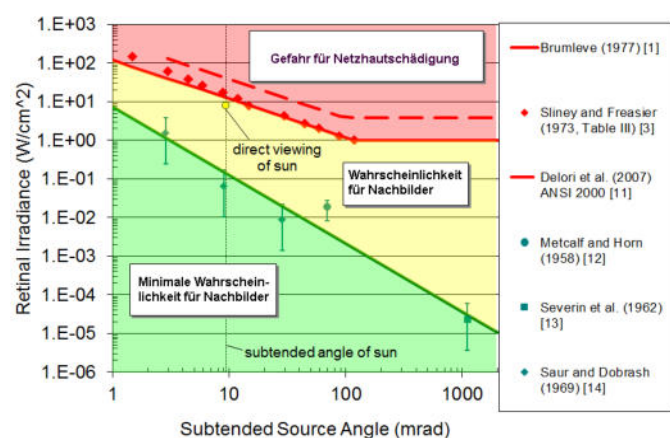


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

¹² <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹³ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

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-Minuten-Schritten 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.

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 2023 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 entsprechender Sonneneinstrahlung. 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 sollen nicht berücksichtigt werden.

Aber auch aufgrund von technischen Limitierungen können diese Daten in der Simulationssoftware nicht berücksichtigt werden und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Vor diesem Hintergrund müssen die rechnerisch ermittelten Ergebnisse 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.

Im Bereich von Autobahnen soll lt. jüngster Vorgabe des Fernstraßenbundesamtes (FBA) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nicht als Sichtschutz berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund, dass in der LAI Lichtleitlinie eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert wird, ist die Vorgabe des FBA unzureichend begründet.

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_2023_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 „Bollingstedt“ wird für 6 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. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2,0 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV ist ein eher konservativer Ansatz, da bei >85% der Verkehrsteilnehmer die übliche Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Darüber hinaus zeigen sich bei einer Sitzhöhe (Augpunkt) von 2,5 m keine nennenswert anderen Ergebnisse.

Das Ergebnis der Simulation 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. 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 wird der 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 aber durch natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. wird eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen vermieden. 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 A7	54.614214	9.444034	20,34	22,84	nicht relevant ^W
P2 A7	54.611471	9.445366	20,5	23	nicht relevant ^W
P3 A7	54.608397	9.447171	20,87	23,37	nicht relevant ^W
P4 A7	54.599736	9.453958	21,56	24,06	nicht relevant ^{WS}
P5 A7	54.594849	9.457924	20,08	22,58	nicht relevant ^{WS}
P6 A7	54.591252	9.460979	22,52	25,02	nicht relevant ^W
P7 A7	54.586425	9.464288	24,43	26,93	nicht relevant ^W
P8 A7	54.583996	9.465718	24,63	27,13	nicht relevant ^{WES}
P9 A7	54.581562	9.466921	20,86	23,36	nicht relevant ^W
P10 Gebäude	54.588989	9.459084	20,8	22,8	nicht relevant ^{SD}
P11 Gebäude	54.589138	9.469174	24,85	26,85	nicht relevant ^{SD}
P12 Gebäude	54.615461	9.447063	20,68	22,68	nicht relevant ^D

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung ^S = Sichtschutz/Geländestruktur, ^D = geringe Dauer

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Autobahn A7 (1)

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 20^\circ$ bzw. $\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein Gefährdungspotenzial vorhanden ist. Lt. Simulation können am Messpunkt P1 auf der A7 im Bereich des Rastplatzes Jalmer Moor West theoretisch Reflexionen durch die PV-Ablage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 16. April - 24. August, zwischen 19:20 - 19:52 Uhr, für max. 12 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Und zwischen dem 28. April - 13. August, morgens zwischen 06:40 - 07:11 Uhr, können für max. 14 Minuten auch Reflexionen aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Potenzielle Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Nordwesten allerdings vollständig außerhalb des relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben) und sind daher im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Süden/Südosten liegen die Einfallswinkel nochmals mehr außerhalb der relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nochmals weniger relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Verlauf der A24 oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

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

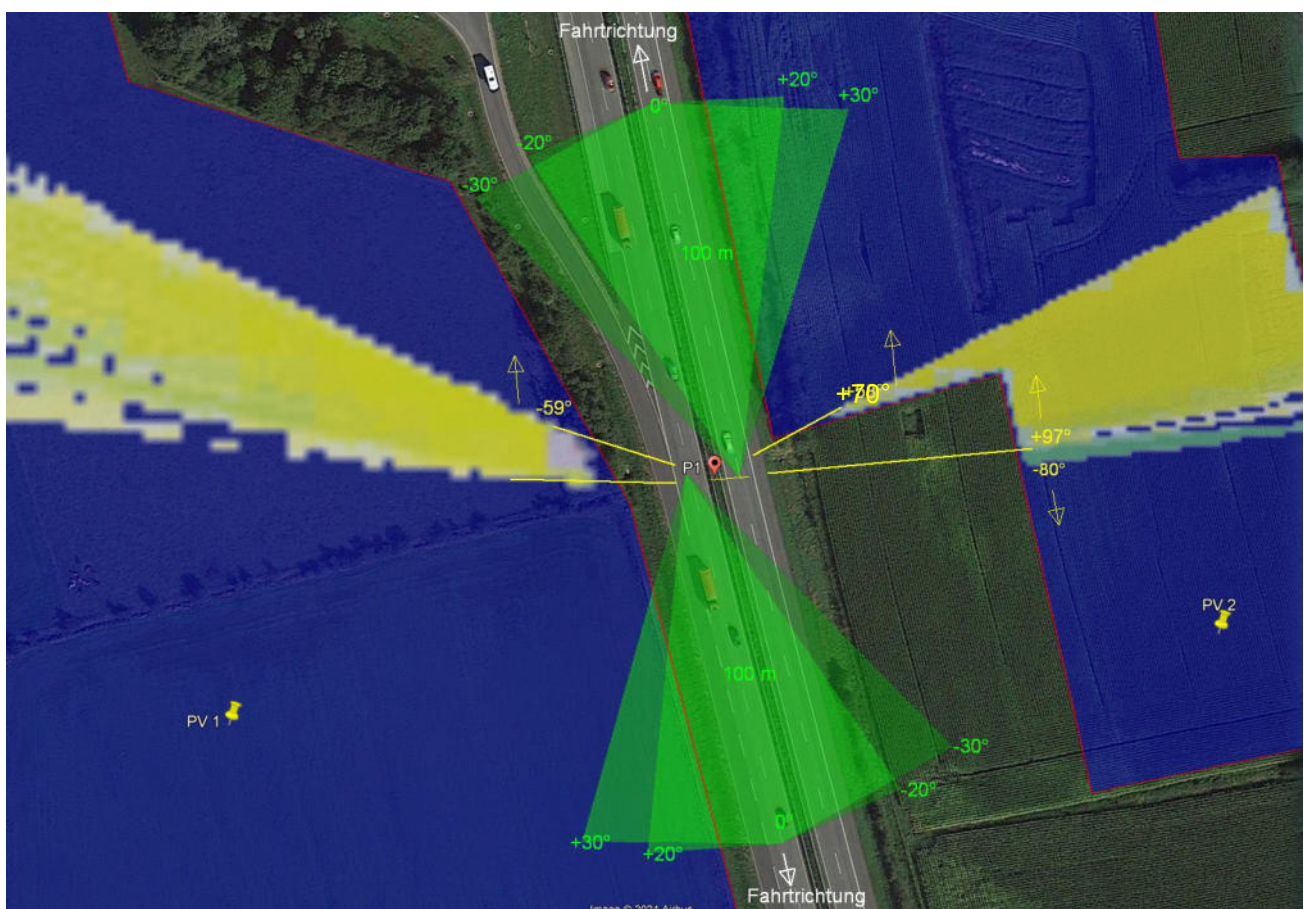


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich, können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Dieser Bereich liegt allerdings deutlich außerhalb relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

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 Norden/Nordwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt.

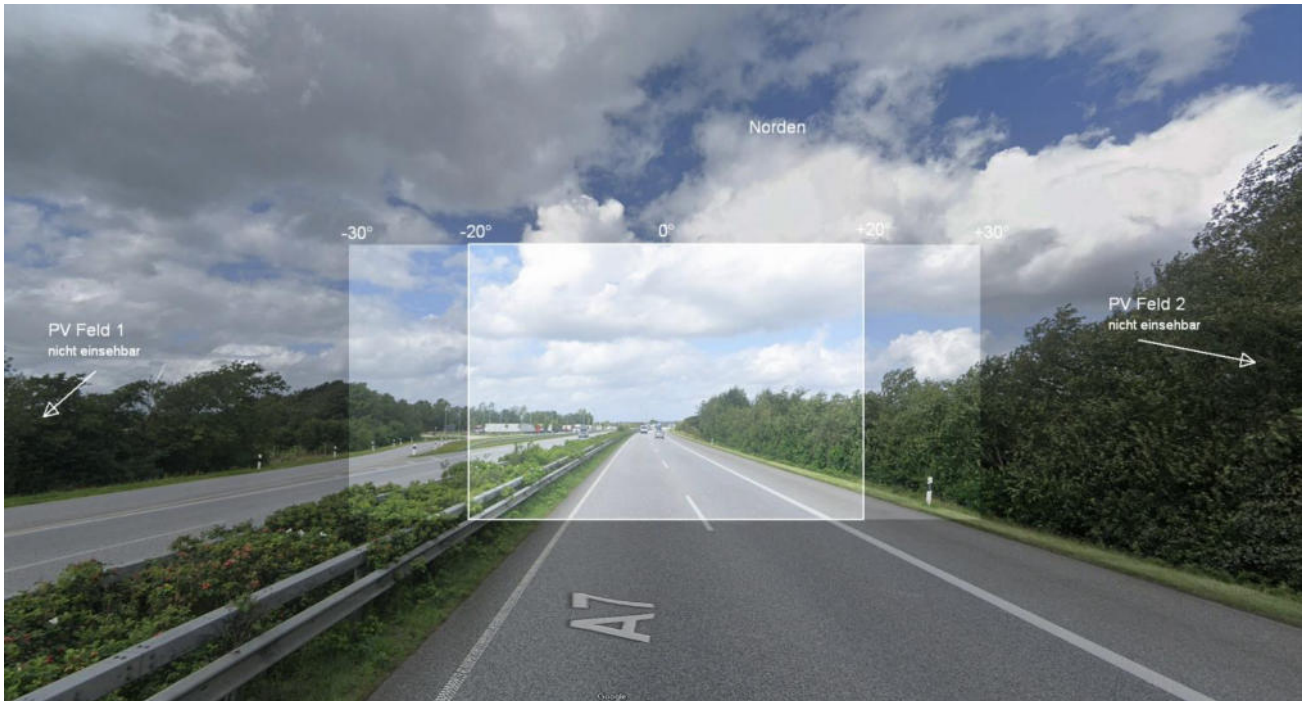


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Aufgrund der ausgeprägten Vegetation im Randbereich (Straßenbegleitgrün) wird in abschbarer Zukunft kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden sein. Lt. jüngsten Vorgaben des FBA soll derartiger natürlicher Sichtschutz allerdings nicht berücksichtigt werden. Aber und selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen aufgrund der Einfallswinkel nicht relevant.

Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁸ erreichen.

Hinweis:

Bei geneigten PV-Installationen erfahren höher gelegene Immissionsorte rein rechnerisch eine höhere Anzahl von Minuten mit Reflexionen pro Jahr – unabhängig vom Einfallswinkel und von der Entfernung zur Immissionsquelle. Zu Kontrollzwecken wurde bei diesem Projekt die Simulation zusätzlich zu der gemittelten Sitzhöhe von 2,0 m auch mit einer erhöhten Sitzposition (Augpunkt) von 2,5 m durchgeführt. Erwartungsgemäß zeigen sich nur geringfügige Abweichungen in den Minutenwerten und dementsprechend ist die üblicherweise verwendete, durchschnittliche Sitzhöhe von 2,0 m als plausibel und ausreichend anzusehen, insbesondere da diese für PKW nicht erreicht werden kann. (Konservativer Ansatz)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Autobahn A7 (2)

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

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 +/-5° zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

Am Messpunkt P2 auf der A7 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 16. April - 24. August, zwischen 19:20 - 19:52 Uhr, für max. 12 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Und zwischen dem 28. April - 13. August, morgens zwischen 06:40 - 07:11 Uhr, können für max. 14 Minuten auch Reflexionen aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 3 auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit -54° links (westlich) bzw. $+75^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Dies gilt umso mehr für die Fahrt Richtung Süden / Südosten.

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

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

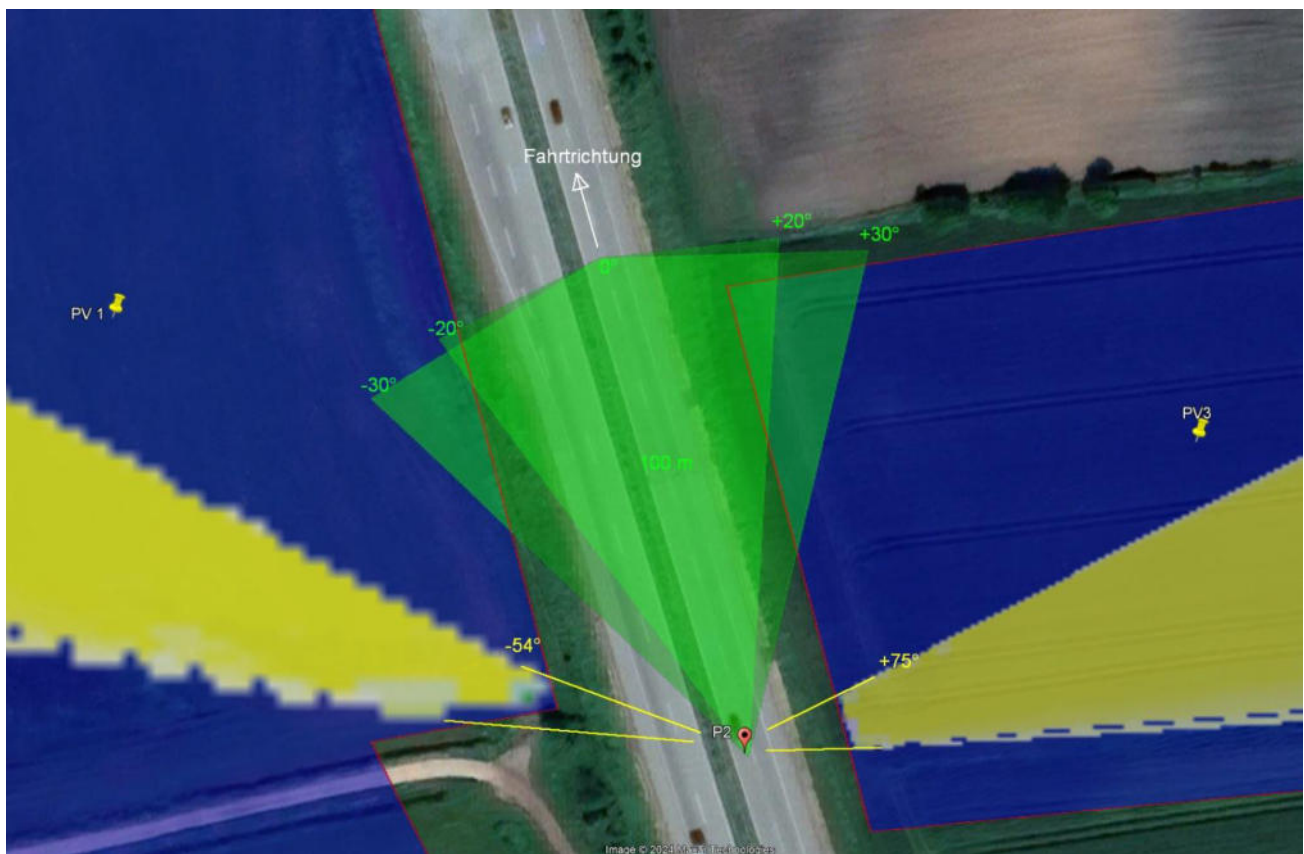


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel ($\pm 30^\circ$ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich, u.a. jenseits der Gegenfahrbahn, könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Die Fahrt Richtung Süden ist nicht skizziert da die Einfallswinkel nochmals mehr außerhalb der relevanten Sichtwinkels liegen.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Norden/Nordwesten. Der relevante Sicht-

winkel ist leicht heller dargestellt. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die Flächen der PV-Anlage teilweise im Randbereich sichtbar sind aber potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sektors und sind daher nicht relevant. Dies gilt gleichermaßen auch für die weitere Fahrt auf der A7.

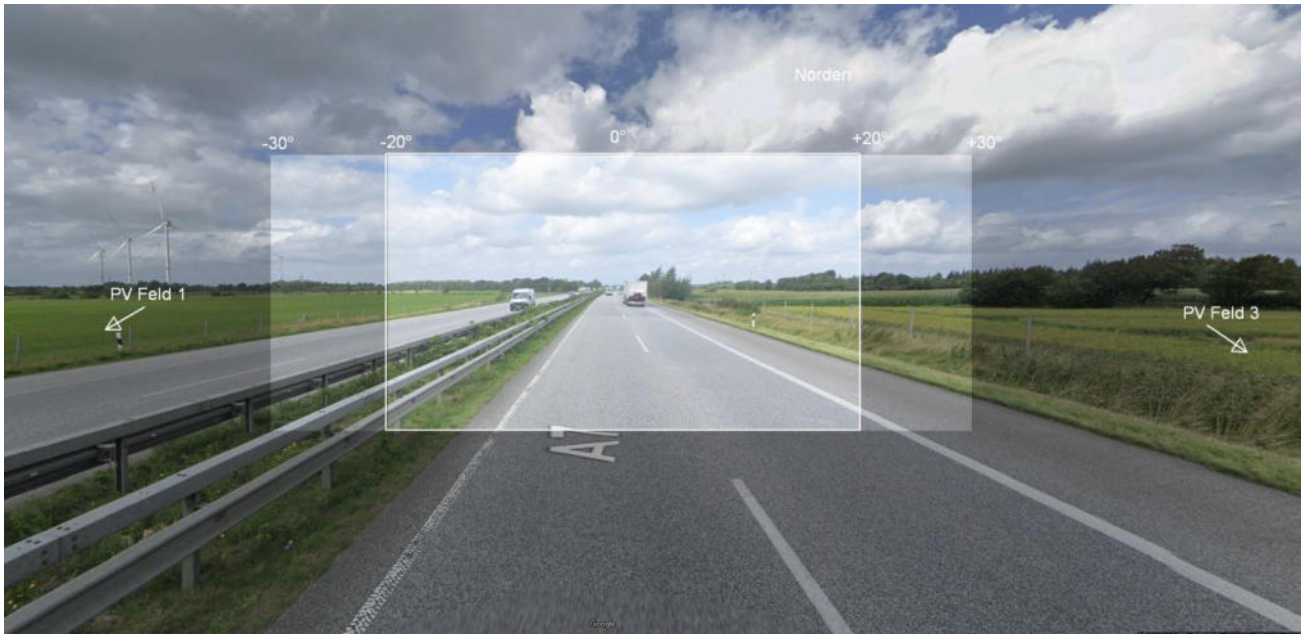


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Autobahn A7 (3)

Da die Fahrbahn der A7 am Messpunkt P3 im ähnlichen Winkel (Azimut) verläuft wie auch am Messpunkt P2, zeigt die Simulation kaum abweichende Ergebnisse. Aufgrund der großen Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.



Bild 4.3.1: Messpunkt P3 und PV-Felder (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Autobahn A7 (4)

Auch am Messpunkt P4 auf der A7 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der Ausrichtung der Fahrbahn liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen bei der Fahrt Richtung Norden auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

Darüber zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV-Anlage ca. 4 m – 6 m tiefer liegt als die Fahrbahn. Auch aus erhöhter Position ist erst in ca. 95 m Entfernung, jenseits der Gegenfahrbahn, der hintere Bereich der Fläche überhaupt sichtbar.

Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV-Fläche.

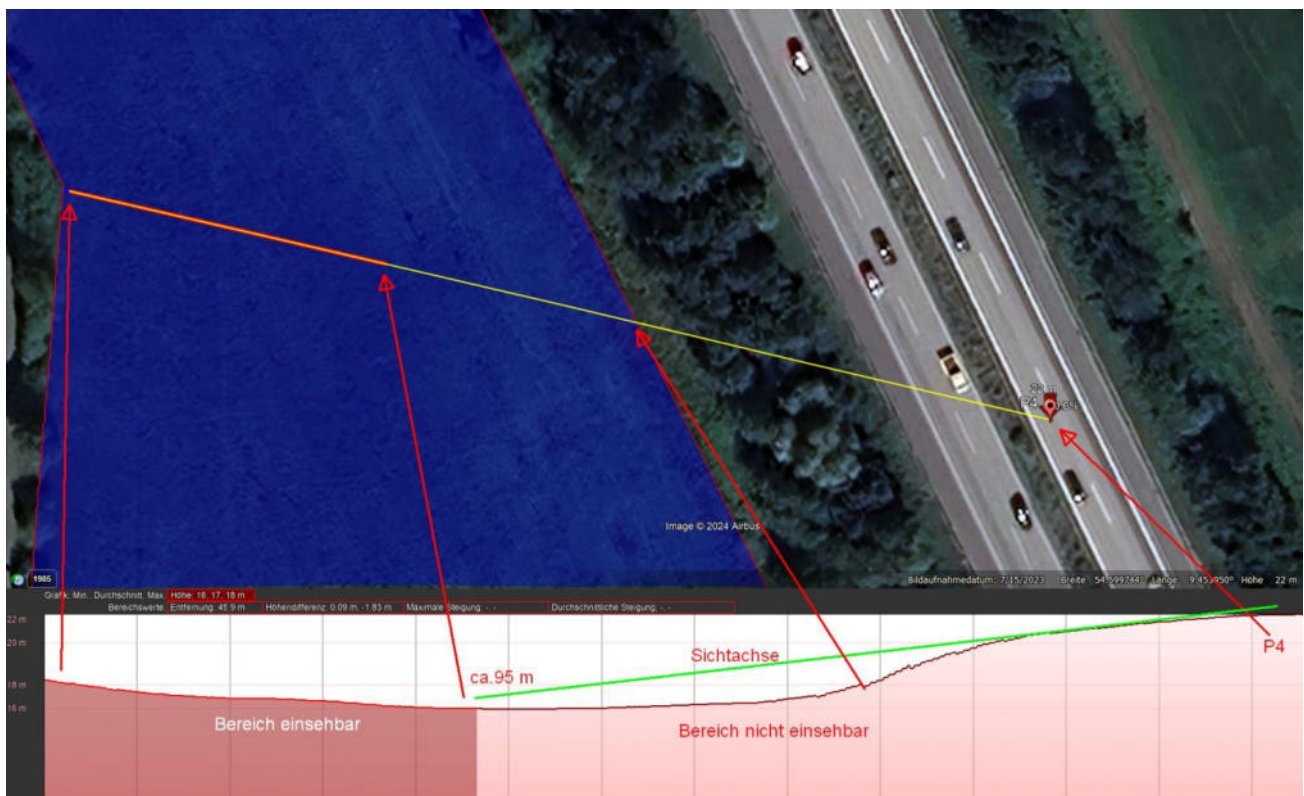


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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 Norden/Nordwesten.



Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Auch dieses Foto zeigt, dass entlang der Fahrbahn ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und vorhanden ist, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Dieser Aspekt wird bei der Bewertung einer potenziellen Blendwirkung nicht berücksichtigt. Der Aspekt ist allerdings ohnehin unerheblich, da die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtwinkels liegen und der überwiegende Teil der PV-Fläche aufgrund der Geländestruktur nicht einsehbar ist.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Autobahn A7 (5)

Am Messpunkt P5 auf der A7 können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der Ausrichtung der Fahrbahn liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+88^\circ$ und bei der Fahrt Richtung Süden mit -68° relativ zur Fahrtrichtung auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

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

Darüber zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass die Fläche der PV-Anlage auch in diesem Abschnitt ca. 4 m – 5 m tiefer liegt als die Fahrbahn. Auch aus erhöhter Position ist erst in ca. 90 m Entfernung der hintere Bereich der Fläche überhaupt sichtbar.

Die folgende Skizze verdeutlicht den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P5 und der PV-Fläche.

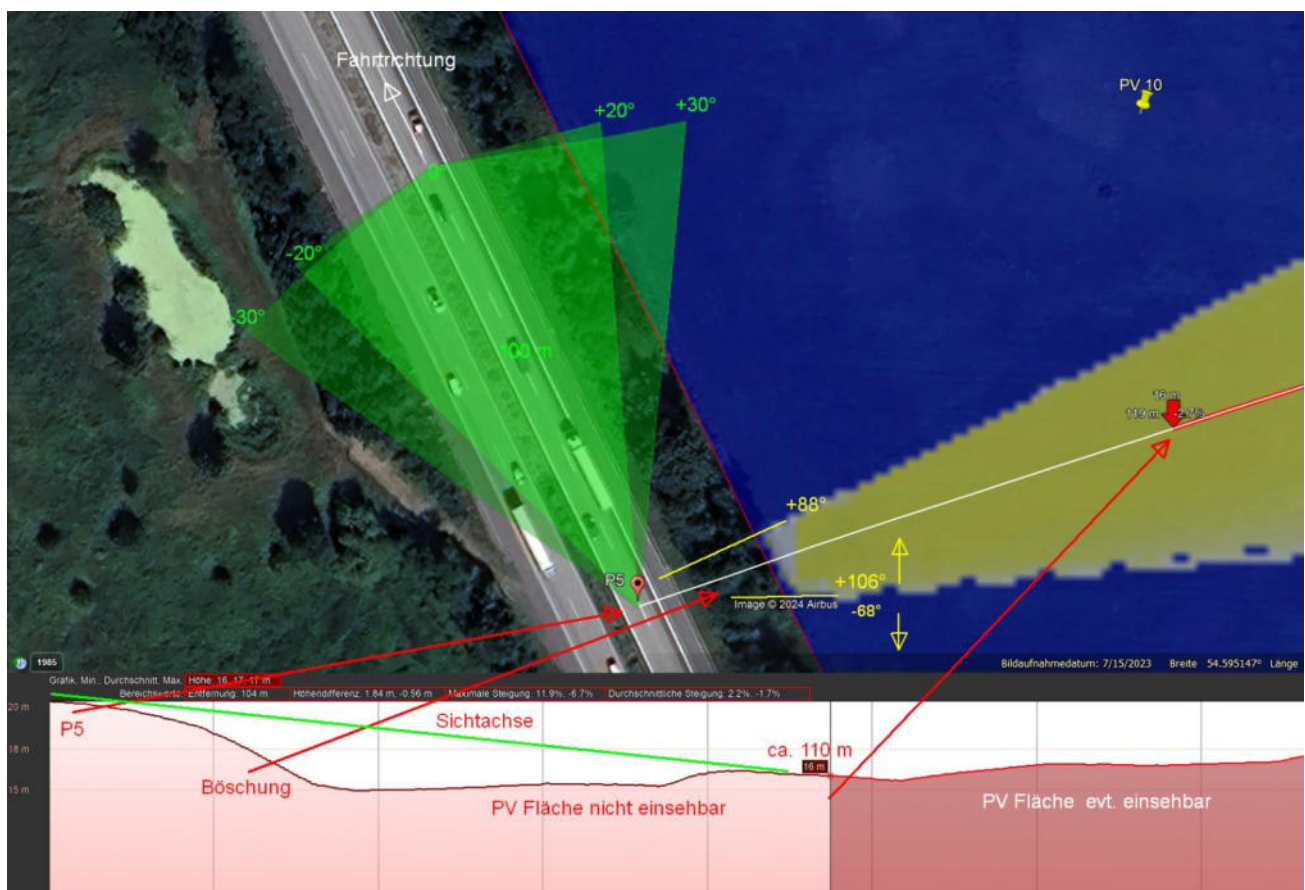


Bild 4.5.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der örtlichen Gegebenheiten sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, P7, P8, P9 Autobahn A7

Die A7 verläuft in diesem Abschnitt über weite Strecken in einem Winkel von ca. 157° bis 162° (Süden) bzw. 337° bis 342° (Norden). Da die PV Anlage auf den jeweiligen PV-Feldern mit 180° (Südausrichtung) realisiert wird, sind die Simulationsergebnisse an den jeweiligen Messpunkten entsprechend ähnlich bzw. übertragbar. Die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen liegen an den untersuchten Messpunkten deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Dies gilt sowohl für die Fahrt Richtung Norden als auch nach Süden.

Messpunkt P8 wurde zu Kontrollzwecken analysiert, da Reflexionen durch die PV-Anlage aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 170 m zu vernachlässigen sind.

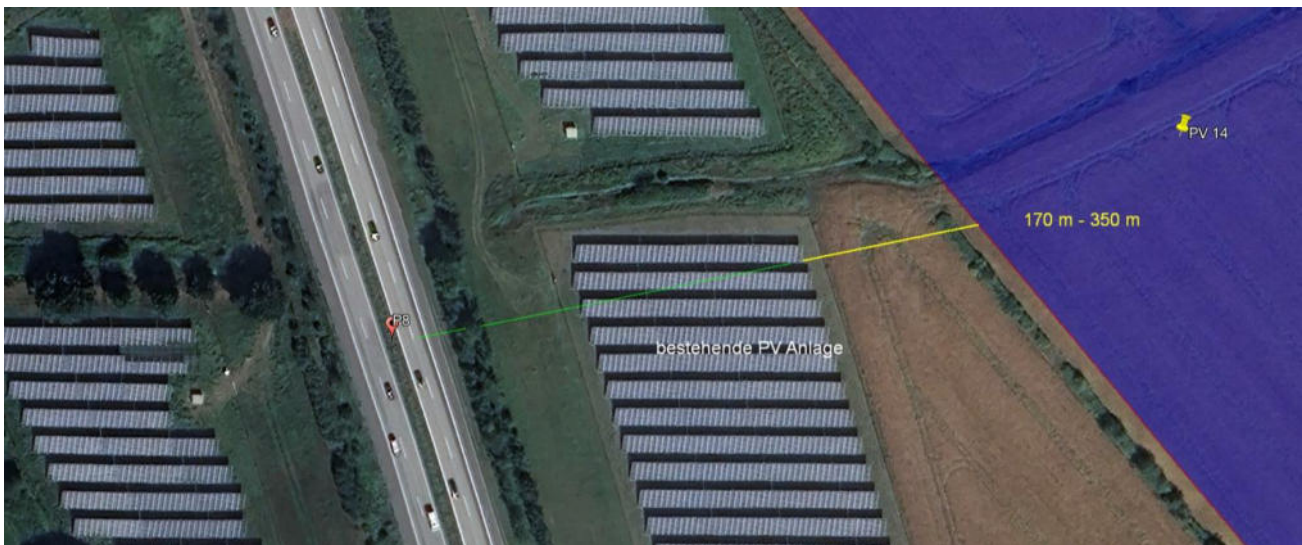


Bild 4.6.1: Messpunkt P8 und bestehende PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Darüber hinaus zeigt das folgende Foto, dass die geplante PV-Anlage durch eine bereits bestehende PV-Anlage verdeckt wird. Wie die hier behandelte geplante PV-Anlage ist auch die bestehende, bereits genehmigte PV-Anlage (mit Südausrichtung der PV-Module), teilweise sichtbar aber potenzielle Reflexionen liegen ebenfalls deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.6.1: Foto am Messpunkt P8, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P10, Gebäude

Am Messpunkt P10 im Bereich der Gebäude an der Adresse Alter Ziegeleiweg 1A können theoretisch an insgesamt 1031 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das östlich gelegene PV-Feld 13 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 22. April - 19. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:48 - 07:19 Uhr, für max. 11 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

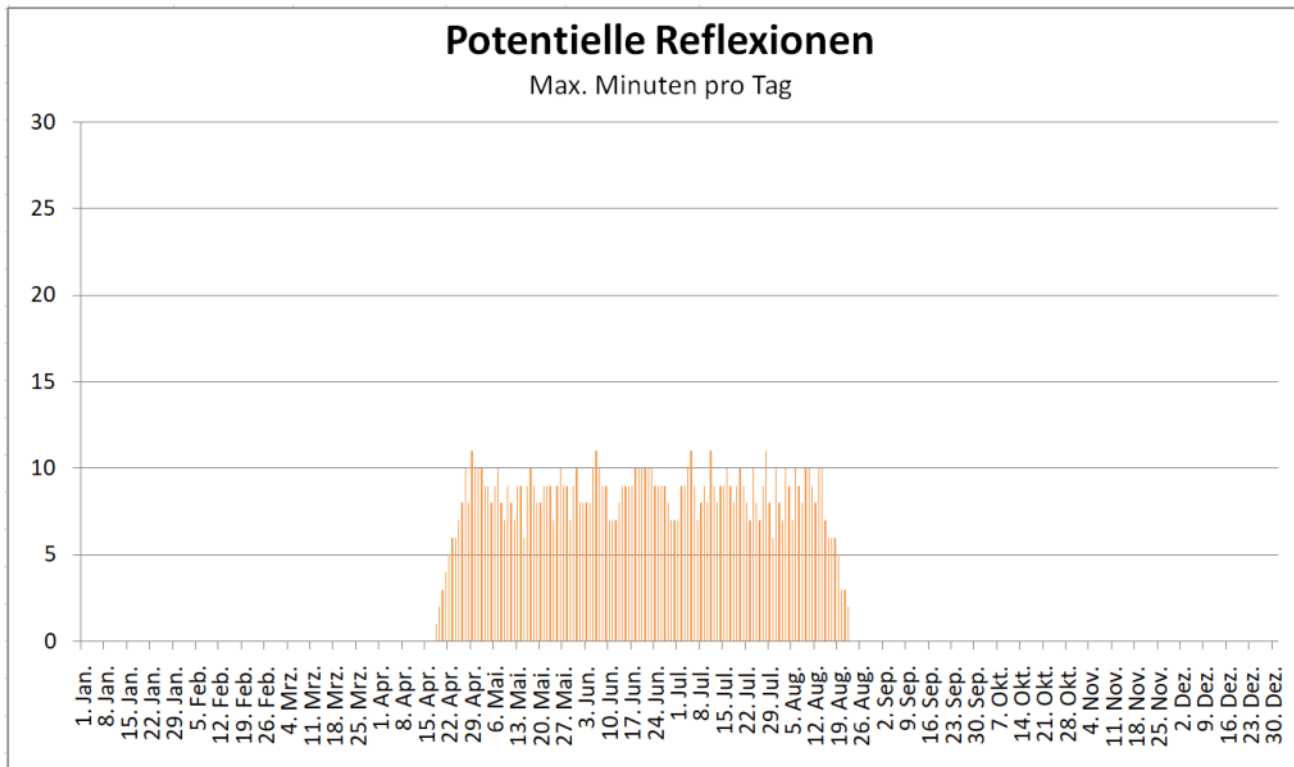


Bild 4.7.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P10 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

U.a. lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁹ ist die LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen, diese wird in der Urteilsbegründung nicht erwähnt.

Im Bereich des Wohngebäudes ist der Blick auf die PV-Anlage von anderen Gebäuden und einem ausgeprägten Bewuchs von Büschen und Bäumen verdeckt, sodass kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

¹⁹ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P10 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

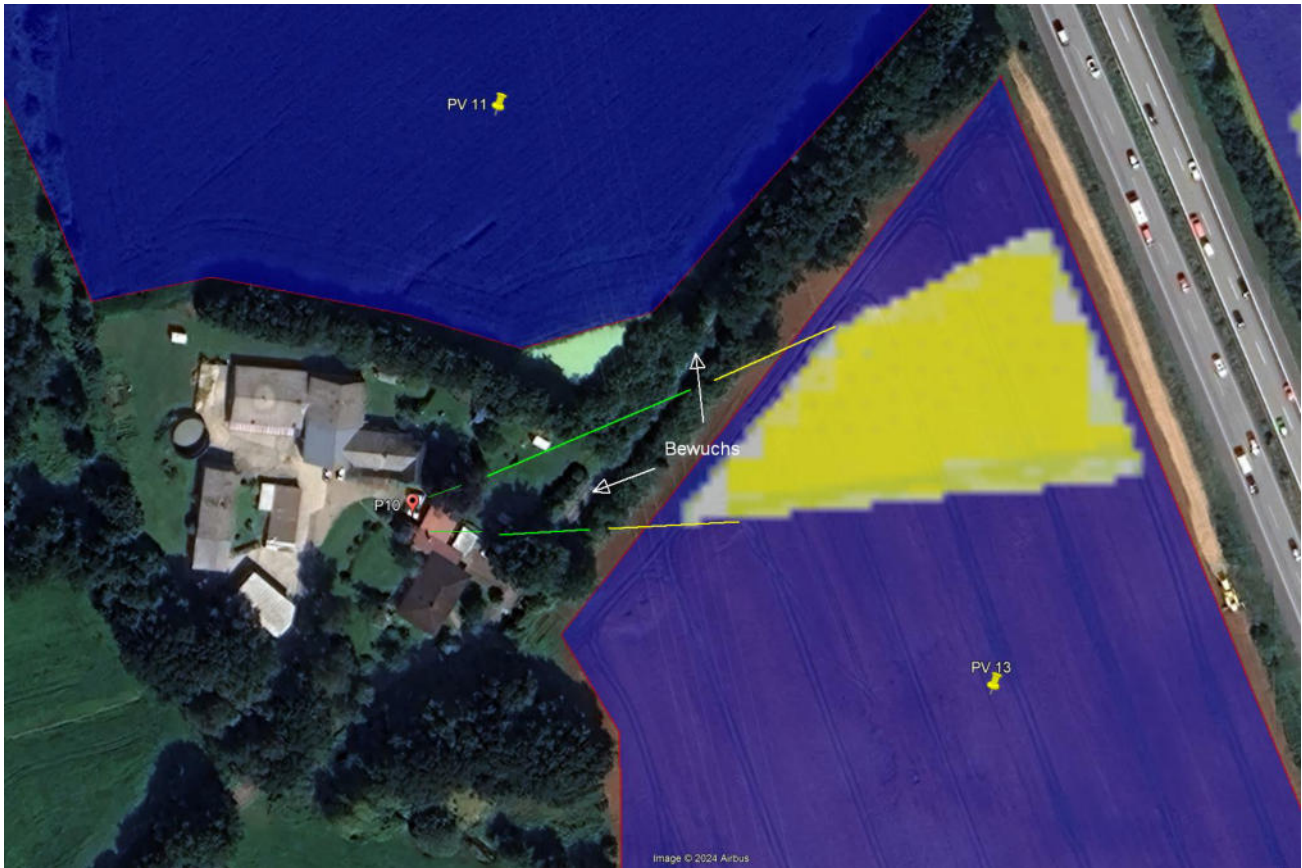


Bild 4.7.2: Simulation am Messpunkt P10 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Rein rechnerisch könnten auch Reflexionen durch das jenseits der A7 gelegene PV-Feld 12 auftreten. Aufgrund des Geländeverlaufes besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur PV-Fläche.

Aufgrund der Lage und Entfernung sind andere Gebäude in der Umgebung nicht von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen.

4.8 Ergebnisse am Messpunkt P11, Gebäude

Am Messpunkt P11 im Bereich der Gebäude an der Adresse Zur Ziegelei 2 können theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 12 auftreten. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P11 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten. Die Skizze verdeutlicht, dass Reflexionen nur in einem sehr spitzen Winkel auf die Fenster des Gebäudes treffen können – sofern diese nicht durch die Garage und Bäume verdeckt werden.



Bild 4.8.1: Simulation am Messpunkt P11 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto am Messpunkt P11 mit Blick Richtung Nordwesten verdeutlicht die Situation.



Bild 4.8.2: Foto am Messpunkt P11, Blick Richtung Nordwesten (Quelle: Google StreetView, Mai 2022, Ausschnitt)

4.9 Ergebnisse am Messpunkt P12, Gebäude

Am Messpunkt P12 im Bereich der Gebäude an der Adresse Lundweg können theoretisch an insgesamt 1382 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das östlich gelegene PV-Feld 2 auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 25. April - 16. August, zwischen 19:34 - 20:07 Uhr, für max. 14 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

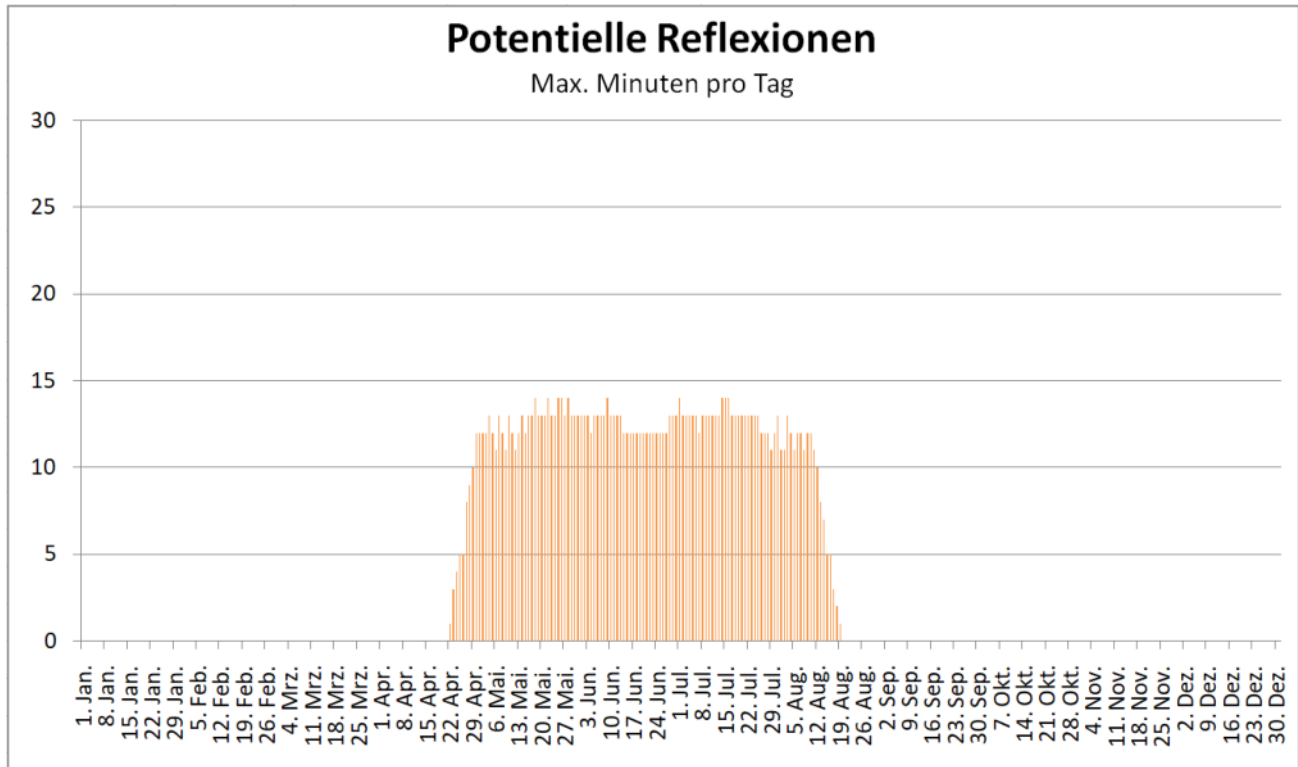


Bild 4.9.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P12 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Im Bereich des Wohngebäudes ist der Blick auf die PV-Anlage von anderen Gebäuden und einem ausgeprägten Bewuchs von Büschen und Bäumen verdeckt, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt

zur PV-Anlage vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht bzw. nur teilweise anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P12 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.9.2: Simulation am Messpunkt P12 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude oder 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 „Bollingstedt“ 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 aufgrund der großen räumlichen Ausdehnung für 12 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die aktuellen/neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Im Verlauf der A7 können theoretisch bzw. rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch Teilfelder der PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors, sodass eine Beeinträchtigung oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden kann. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind für den Gegenverkehr keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Die Sicherheit und Leichtigkeit des fließenden Verkehrs im Verlauf der A7 ist gewährleistet.

Im Bereich der umliegenden Gebäude können in geringem Umfang Reflexionen durch einzelne PV-Felder auftreten aber aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. 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 21.11.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

Bollingstedt

Legende
📍 PVA Bollingstedt



Bollingstedt

PVA Bollingstedt

Google Earth

Image © 2024 Airbus

GAMMELLUND

2 km



Hi-MO X6 Scientist

LR5-72HTH

590-600M

- Geeignet für ultragroße Kraftwerke
- Schlichtes Design verkörpert modernen Stil
- Höchste Effizienz
- Erweiterte Produktgarantie, erweiterter Service



15 Jahre
Produktgarantie



25 Jahre lineare
Leistungsgarantie

Komplette System-
und Produktzertifizierungen

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO-Qualitätsmanagementsystem

ISO14001: 2015: ISO-Umweltmanagementsystem

ISO45001: 2018: Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit

IEC62941: Leitfaden zur Steigerung des Vertrauens bei der Bauarteignung und Bauartzulassung von PV-Modulen

LONGI



23,2 %

MAX. MODULWIRKUNGSGRAD

0-3 %

LEISTUNGSTOLERANZ

<1,5 %

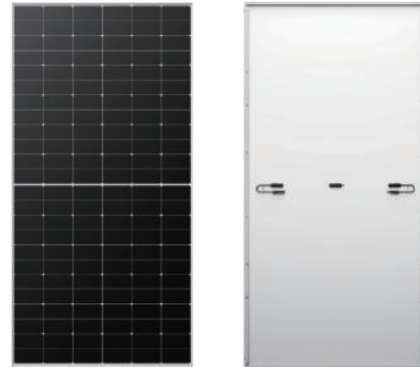
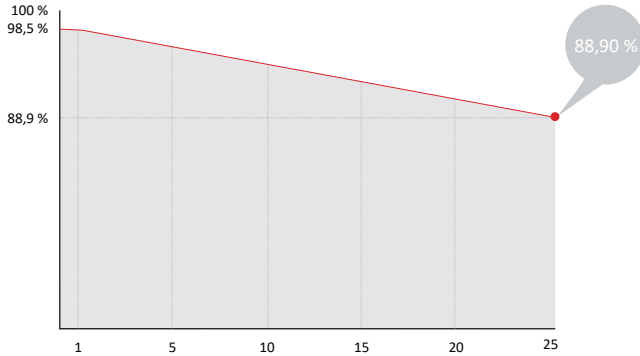
LEISTUNGSDEGRADATION
IM ERSTEN JAHR

0,40 %

LEISTUNGSDEGRADATION
JAHR 2-25

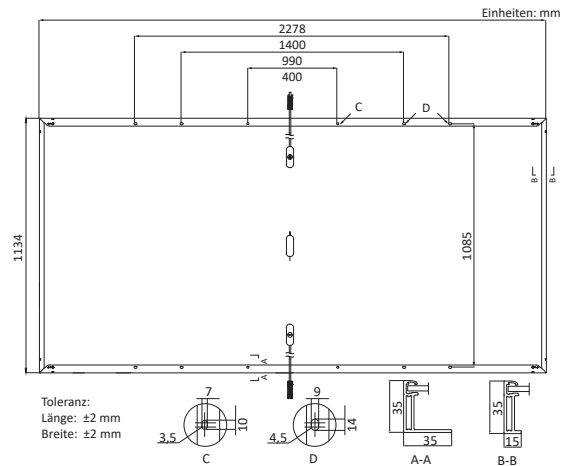
Spezifikationen

25 Jahre Leistungsgarantie



Mechanische Spezifikationen

Anzahl der Zellen	144 Halbzellen (6x24)
Anschlussdose	IP68, mit Bypass-Dioden
Ausgangskabel	4 mm ² , +400, -200 mm/±1400 mm Länge kann angepasst werden
Glas	3,2 mm thermisch vorgespanntes Glas mit AR-Beschichtung
Rahmen	Rahmen aus eloxierter Aluminiumlegierung
Gewicht	27,5 kg
Abmessungen	2278 x 1134 x 35 mm
Verpackung	31 Stck. pro Palette / 155 Stck. pro 20'GP / 620 Stck. pro 40'HC



Elektrische Spezifikationen

STC: AM 1,5 1000 W/m² 25 °C

NOCT: AM 1,5 800 W/m² 20 °C 1 m/s

Messtoleranz für P_{max}: ±3 %

Modultyp	LR5-72HTH-590M		LR5-72HTH-595M		LR5-72HTH-600M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximale Leistung (P _{max} in W)	590	441	595	445	600	448
Leerlaufspannung (V _{oc} in V)	52,51	49,30	52,66	49,44	52,81	49,58
Kurzschlussstrom (I _{sc} in A)	14,33	11,57	14,40	11,63	14,46	11,68
Spannung bei maximaler Leistung (V _{mp} in V)	44,36	40,48	44,51	40,62	44,66	40,75
Strom bei maximaler Leistung (I _{mp} in A)	13,31	10,90	13,37	10,97	13,44	11,00
Moduleffizienz (%)	≥ 22,8		≥ 23,0		≥ 23,2	

Betriebsparameter

Betriebstemperatur	-40 °C - +85 °C
Leistungstoleranz	0 - 3 %
Toleranz Voc und Isc	± 3 %
Maximale Systemspannung	DC 1500 V (IEC/UL)
Rückstrombelastbarkeit	25 A
Zellen-Nennbetriebstemperatur	45±2 °C
Schutzklasse	Klasse II
Brandschutzklasse	UL-Typ 1 oder 2 IEC-Klasse C

Mechanische Belastung

Maximal zulässige Last (Druck)	5400 Pa
Maximal zulässige Last (Zug)	2400 Pa
Hageltest	d = 25 mm, v = 23 m/s

Temperaturwerte (STC)

Temperaturkoeffizient von I _{sc}	+0,050 %/°C
Temperaturkoeffizient von V _{oc}	-0,230 %/°C
Temperaturkoeffizient von P _{max}	-0,290 %/°C

Bollingstedt

Bollingstedt

Created Nov 22, 2024
Updated Nov 22, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 135027.22917

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 7	20.0	180.0	0	0	-
PV Fedl 11	20.0	180.0	1,427	4,650	-
PV Feld 1	20.0	180.0	1,017	3,649	-
PV Feld 10	20.0	180.0	562	2,707	-
PV Feld 12	20.0	180.0	7,366	11,357	-
PV Feld 13	20.0	180.0	2,689	2,995	-
PV Feld 14	20.0	180.0	471	2,484	-
PV Feld 15	20.0	180.0	286	2,227	-
PV Feld 2	20.0	180.0	936	3,084	-
PV Feld 3	20.0	180.0	555	2,699	-
PV Feld 5	20.0	180.0	656	2,892	-
PV Feld 6	20.0	180.0	670	2,863	-
PV Feld 8	20.0	180.0	0	0	-
PV Feld 9	20.0	180.0	2,177	5,537	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 934,881 m²

Name: PV 7

Footprint area: 105,750 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.602028	9.449231	20.56	2.00	22.56
2	54.601990	9.448048	21.23	2.00	23.23
3	54.603433	9.447839	20.73	2.00	22.73
4	54.603728	9.445846	20.84	2.00	22.84
5	54.603984	9.445360	20.52	2.00	22.52
6	54.604247	9.445336	21.04	2.00	23.04
7	54.604657	9.444639	20.53	2.00	22.53
8	54.605025	9.444754	21.07	2.00	23.07
9	54.605339	9.445140	21.12	2.00	23.12
10	54.607005	9.445701	20.31	2.00	22.31
11	54.607015	9.446275	19.85	2.00	21.85
12	54.606703	9.446388	20.20	2.00	22.20
13	54.606768	9.447672	20.03	2.00	22.03
14	54.603337	9.450305	20.96	2.00	22.96

Name: PV Fedl 11

Footprint area: 69,931 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass without AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 6.55 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.592978	9.457170	16.45	0.00	16.45
2	54.593339	9.457942	16.49	0.00	16.49
3	54.593196	9.458715	16.72	0.00	16.72
4	54.590109	9.461112	24.01	0.00	24.01
5	54.589429	9.460136	21.63	0.00	21.63
6	54.589323	9.459482	21.12	0.00	21.12
7	54.589547	9.458361	20.78	0.00	20.78
8	54.589447	9.457711	17.88	0.00	17.88
9	54.590464	9.457191	20.21	0.00	20.21
10	54.592316	9.457781	18.67	0.00	18.67

Name: PV Feld 1

Footprint area: 132,176 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.615969	9.438578	19.86	2.00	21.86
2	54.616330	9.439699	20.56	2.00	22.56
3	54.616218	9.441238	20.60	2.00	22.60
4	54.615202	9.441716	19.51	2.00	21.51
5	54.614938	9.443111	19.93	2.00	21.93
6	54.614196	9.443733	20.10	2.00	22.10
7	54.611577	9.445026	19.99	2.00	21.99
8	54.611512	9.444436	19.53	2.00	21.53
9	54.610573	9.445149	22.59	2.00	24.59
10	54.610297	9.443030	25.10	2.00	27.10
11	54.611319	9.442756	19.59	2.00	21.59
12	54.611142	9.441174	20.03	2.00	22.03
13	54.613832	9.441147	19.51	2.00	21.51
14	54.613686	9.439790	19.10	2.00	21.10

Name: PV Feld 10
Footprint area: 91,832 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.596939	9.456854	16.51	2.00	18.51
2	54.597201	9.457782	15.52	2.00	17.52
3	54.597791	9.458383	15.85	2.00	17.85
4	54.597601	9.461424	17.41	2.00	19.41
5	54.596032	9.461542	20.21	2.00	22.21
6	54.594099	9.461167	19.15	2.00	21.15
7	54.593698	9.459525	18.73	2.00	20.73

Name: PV Feld 12
Footprint area: 144,666 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.590877	9.461633	22.77	2.00	24.77
2	54.591120	9.462722	22.41	2.00	24.41
3	54.589842	9.465769	22.66	2.00	24.66
4	54.588649	9.470093	23.22	2.00	25.22
5	54.588269	9.469722	24.09	2.00	26.09
6	54.588512	9.468998	24.02	2.00	26.02
7	54.588105	9.468489	22.22	2.00	24.22
8	54.587853	9.469336	23.36	2.00	25.36
9	54.586609	9.467791	21.52	2.00	23.52
10	54.585783	9.465211	23.13	2.00	25.13

Name: PV Feld 13
Footprint area: 89,066 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.588705	9.459718	20.95	2.00	22.95
2	54.589963	9.461429	23.34	2.00	25.34
3	54.587157	9.463355	22.33	2.00	24.33
4	54.585363	9.464465	22.17	2.00	24.17
5	54.584750	9.462969	19.68	2.00	21.68
6	54.584735	9.462185	18.64	2.00	20.64
7	54.586006	9.461161	17.81	2.00	19.81
8	54.586267	9.461815	20.29	2.00	22.29
9	54.586743	9.460115	18.43	2.00	20.43
10	54.587237	9.459852	19.11	2.00	21.11
11	54.588235	9.460007	19.98	2.00	21.98

Name: PV Feld 14
Footprint area: 51,336 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.585640	9.466372	21.74	2.00	23.74
2	54.586330	9.468062	21.60	2.00	23.60
3	54.583495	9.472101	20.86	2.00	22.86
4	54.583230	9.469687	20.63	2.00	22.63



Name: PV Feld 15
Footprint area: 40,946 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.582444	9.464023	21.17	2.00	23.17
2	54.582646	9.465948	21.32	2.00	23.32
3	54.580633	9.466906	22.19	2.00	24.19
4	54.580453	9.466737	22.10	2.00	24.10
5	54.580474	9.464621	23.22	2.00	25.22
6	54.580610	9.464484	23.04	2.00	25.04
7	54.580711	9.463290	23.61	2.00	25.61



Name: PV Feld 2
Footprint area: 44,195 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.616021	9.443797	20.79	2.00	22.79
2	54.616518	9.445235	19.97	2.00	21.97
3	54.615903	9.446104	21.43	2.00	23.43
4	54.615804	9.445787	22.09	2.00	24.09
5	54.614943	9.446013	21.94	2.00	23.94
6	54.614971	9.446458	22.36	2.00	24.36
7	54.614210	9.446898	22.05	2.00	24.05
8	54.614564	9.449591	21.83	2.00	23.83
9	54.613850	9.448652	20.94	2.00	22.94
10	54.613508	9.445787	20.71	2.00	22.71
11	54.614533	9.445401	20.89	2.00	22.89
12	54.614369	9.444409	21.30	2.00	23.30



Name: PV Feld 3
Footprint area: 22,330 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.612292	9.445402	20.04	2.00	22.04
2	54.612553	9.448390	19.07	2.00	21.07
3	54.611512	9.448857	18.92	2.00	20.92
4	54.611329	9.445853	20.12	2.00	22.12

Name: PV Feld 5
Footprint area: 16,791 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

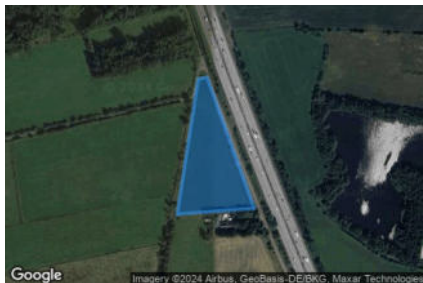
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.609398	9.447060	19.68	2.00	21.68
2	54.609473	9.448444	19.10	2.00	21.10
3	54.609212	9.449023	18.91	2.00	20.91
4	54.608485	9.448605	18.39	2.00	20.39
5	54.607553	9.449120	18.58	2.00	20.58
6	54.607298	9.448433	21.02	2.00	23.02

Name: PV Feld 6
Footprint area: 12,680 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.608881	9.446203	19.14	2.00	21.14
2	54.608906	9.446407	19.38	2.00	21.38
3	54.607166	9.447496	20.59	2.00	22.59
4	54.607087	9.445723	20.14	2.00	22.14

Name: PV Feld 8
Footprint area: 40,379 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.607161	9.448530	21.44	2.00	23.44
2	54.607236	9.448894	18.93	2.00	20.93
3	54.606409	9.450364	18.54	2.00	20.54
4	54.606266	9.451598	20.26	2.00	22.26
5	54.605869	9.451265	17.80	2.00	19.80
6	54.605502	9.452295	17.49	2.00	19.49
7	54.603880	9.451802	20.48	2.00	22.48
8	54.603588	9.451062	21.07	2.00	23.07

Name: PV Feld 9
Footprint area: 72,802 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.601975	9.450202	21.46	2.00	23.46
2	54.602496	9.450360	23.53	2.00	25.53
3	54.602824	9.450727	26.19	2.00	28.19
4	54.602894	9.450936	23.10	2.00	25.10
5	54.599311	9.453737	18.83	2.00	20.83
6	54.599149	9.453710	17.36	2.00	19.36
7	54.597431	9.455252	18.92	2.00	20.92
8	54.597272	9.455014	15.83	2.00	17.83
8	54.597272	9.455014	15.83	2.00	17.83
9	54.597448	9.451519	20.06	2.00	22.06
10	54.600011	9.451842	17.71	2.00	19.71

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.614214	9.444034	20.34	2.50	22.84
OP 2	54.611471	9.445366	20.50	2.50	23.00
OP 3	54.608397	9.447171	20.87	2.50	23.37
OP 4	54.599736	9.453958	21.56	2.50	24.06
OP 5	54.594849	9.457924	20.08	2.50	22.58
OP 6	54.591252	9.460979	22.52	2.50	25.02
OP 7	54.586425	9.464288	24.43	2.50	26.93
OP 8	54.583996	9.465718	24.63	2.50	27.13
OP 9	54.581562	9.466921	20.86	2.50	23.36
OP 10	54.588989	9.459084	20.80	2.00	22.80
OP 11	54.589138	9.469174	24.85	2.00	26.85
OP 12	54.615461	9.447063	20.68	2.00	22.68

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 7	20.0	180.0	0	0	-	-
PV Fedl 11	20.0	180.0	1,427	4,650	-	
PV Feld 1	20.0	180.0	1,017	3,649	-	
PV Feld 10	20.0	180.0	562	2,707	-	
PV Feld 12	20.0	180.0	7,366	11,357	-	
PV Feld 13	20.0	180.0	2,689	2,995	-	
PV Feld 14	20.0	180.0	471	2,484	-	
PV Feld 15	20.0	180.0	286	2,227	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	936	3,084	-	
PV Feld 3	20.0	180.0	555	2,699	-	
PV Feld 5	20.0	180.0	656	2,892	-	
PV Feld 6	20.0	180.0	670	2,863	-	
PV Feld 8	20.0	180.0	0	0	-	-
PV Feld 9	20.0	180.0	2,177	5,537	-	

Distinct glare per month

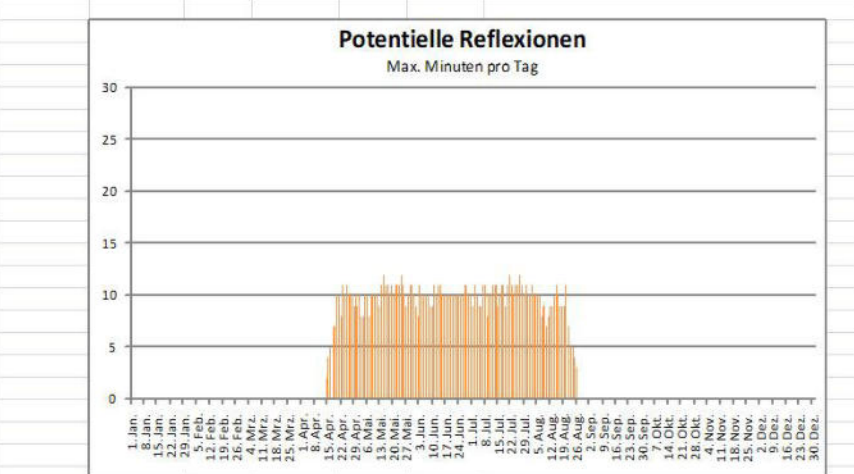
Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-fedl-11 (green)	0	0	41	205	286	281	290	243	81	0	0	0
pv-fedl-11 (yellow)	0	0	48	823	897	843	875	944	220	0	0	0
pv-feld-1 (green)	0	0	0	164	199	206	199	234	15	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	476	816	827	837	650	43	0	0	0
pv-feld-10 (green)	0	0	2	92	109	118	111	102	28	0	0	0
pv-feld-10 (yellow)	0	0	0	434	556	555	563	537	62	0	0	0
pv-feld-12 (green)	0	0	423	820	1114	1263	1194	919	594	32	0	0
pv-feld-12 (yellow)	0	0	384	1818	1650	1433	1575	1881	855	0	0	0
pv-feld-13 (green)	0	0	0	168	541	663	679	252	7	0	0	0
pv-feld-13 (yellow)	0	0	0	267	645	660	651	456	8	0	0	0
pv-feld-14 (green)	0	0	3	79	92	97	96	81	23	0	0	0
pv-feld-14 (yellow)	0	0	0	406	506	502	510	489	71	0	0	0
pv-feld-15 (green)	0	0	0	55	53	56	53	55	14	0	0	0
pv-feld-15 (yellow)	0	0	0	358	457	449	462	447	54	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	160	209	154	190	223	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	338	701	770	734	541	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	8	92	107	109	109	95	35	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	3	457	540	525	547	533	94	0	0	0
pv-feld-5 (green)	0	0	15	101	124	129	131	113	43	0	0	0
pv-feld-5 (yellow)	0	0	11	501	570	559	570	555	126	0	0	0
pv-feld-6 (green)	0	0	18	109	123	130	125	115	50	0	0	0
pv-feld-6 (yellow)	0	0	12	513	558	530	557	562	131	0	0	0
pv-feld-9 (green)	0	0	173	330	350	357	358	346	263	0	0	0
pv-feld-9 (yellow)	0	0	152	991	1008	934	990	1058	404	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity γ	Reflected Irradiance	Subtended Glare	Sat. Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2024-04-02 19:17:00	0,00756	616,1193	1	0,376155	0,013145	0,027513	5,2	271	-0,996	0,017	0,091	0,996	-0,071	0,059	14. Apr.	2	19:20	19:21
2024-04-02 19:18:00	0,008099	614,082	1	0,384368	0,013387	0,032343	5,1	271,2	-0,996	0,02	0,088	0,996	-0,072	0,055	15. Apr.	4	19:20	19:23
2024-04-03 19:17:00	0,006618	619,1545	1	0,367449	0,012904	0,016115	5,5	271,2	-0,995	0,021	0,097	0,995	-0,078	0,061	16. Apr.	5	19:20	19:24
2024-04-03 19:18:00	0,00789	617,1337	1	0,37547	0,013142	0,031624	5,4	271,4	-0,995	0,024	0,094	0,995	-0,079	0,057	17. Apr.	6	19:20	19:25
2024-04-03 19:19:00	0,008739	615,1089	2	0,383664	0,013385	0,039397	5,3	271,6	-0,995	0,028	0,092	0,995	-0,08	0,052	18. Apr.	7	19:21	19:28
2024-04-03 19:20:00	0,008957	613,0801	2	0,392036	0,013632	0,039975	5,1	271,8	-0,996	0,031	0,089	0,996	-0,081	0,048	19. Apr.	7	19:21	19:30
2024-04-04 19:18:00	0,007768	620,1501	1	0,366817	0,012902	0,031892	5,7	271,6	-0,995	0,028	0,1	0,995	-0,086	0,058	20. Apr.	10	19:21	19:31
2024-04-04 19:19:00	0,008737	618,1417	2	0,374819	0,013141	0,041041	5,6	271,8	-0,995	0,032	0,097	0,995	-0,087	0,054	21. Apr.	10	19:21	19:33
2024-04-04 19:20:00	0,008643	616,1293	2	0,382995	0,013384	0,038406	5,4	272	-0,995	0,035	0,095	0,995	-0,088	0,05	22. Apr.	8	19:21	19:33
2024-04-04 19:21:00	0,009189	614,1128	2	0,391348	0,013631	0,042286	5,3	272,2	-0,995	0,039	0,092	0,995	-0,089	0,046	23. Apr.	11	19:21	19:32
2024-04-04 19:22:00	0,00863	612,0923	2	0,399882	0,013883	0,034895	5,1	272,4	-0,995	0,042	0,09	0,995	-0,09	0,041	24. Apr.	10	19:22	19:34
2024-04-05 19:18:00	0,006942	623,1323	1	0,358404	0,012667	0,022798	6	271,9	-0,994	0,032	0,105	0,994	-0,092	0,06	25. Apr.	11	19:22	19:34
2024-04-05 19:19:00	0,007677	621,1402	1	0,36622	0,012902	0,030784	5,9	272,1	-0,994	0,036	0,103	0,994	-0,093	0,056	26. Apr.	10	19:21	19:34
2024-04-05 19:20:00	0,009039	619,144	2	0,374206	0,013141	0,044071	5,7	272,3	-0,994	0,039	0,1	0,994	-0,094	0,052	27. Apr.	10	19:22	19:34
2024-04-05 19:21:00	0,009348	617,1438	2	0,382364	0,013384	0,045416	5,6	272,5	-0,994	0,043	0,098	0,994	-0,095	0,047	28. Apr.	10	19:22	19:34
2024-04-05 19:22:00	0,009381	615,1397	2	0,390698	0,013631	0,044118	5,5	272,7	-0,994	0,046	0,095	0,994	-0,097	0,043	29. Apr.	9	19:22	19:35
2024-04-05 19:23:00	0,009845	613,1315	2	0,399213	0,013883	0,046748	5,3	272,9	-0,994	0,05	0,093	0,994	-0,098	0,039	30. Apr.	10	19:23	19:35
2024-04-05 19:24:00	0,009932	611,1194	2	0,407911	0,014139	0,045923	5,2	273,1	-0,995	0,053	0,09	0,995	-0,099	0,035	1. Mai.	9	19:23	19:35
2024-04-05 19:25:00	0,009906	609,1034	2	0,416797	0,014399	0,04409	5	273,3	-0,995	0,057	0,088	0,995	-0,1	0,031	2. Mai.	10	19:22	19:35
2024-04-06 19:18:00	0,00791	627,841	1	0,357862	0,012743	0,034755	6,2	272,3	-0,993	0,04	0,108	0,993	-0,1	0,057	3. Mai.	8	19:23	19:35
2024-04-06 19:19:00	0,008619	625,8735	2	0,365662	0,01298	0,040929	6,1	272,5	-0,993	0,043	0,106	0,993	-0,101	0,053	4. Mai.	8	19:23	19:34
2024-04-06 19:20:00	0,00896	623,902	2	0,37363	0,013221	0,042747	5,9	272,7	-0,994	0,047	0,103	0,994	-0,102	0,049	5. Mai.	10	19:23	19:36
2024-04-06 19:21:00	0,009311	621,9265	2	0,381771	0,013467	0,044531	5,8	272,9	-0,994	0,05	0,101	0,994	-0,103	0,045	6. Mai.	10	19:24	19:36
2024-04-06 19:22:00	0,008834	619,9471	2	0,390087	0,013716	0,038159	5,6	273,1	-0,994	0,054	0,098	0,994	-0,104	0,041	7. Mai.	8	19:24	19:36
2024-04-06 19:23:00	0,010065	617,9637	2	0,398582	0,01397	0,048123	5,5	273,3	-0,994	0,057	0,096	0,994	-0,105	0,036	8. Mai.	10	19:24	19:37
2024-04-06 19:24:00	0,009225	615,9764	2	0,407261	0,014228	0,038761	5,3	273,5	-0,994	0,061	0,093	0,994	-0,106	0,032	9. Mai.	10	19:25	19:37
2024-04-06 19:25:00	0,010364	613,9851	2	0,416126	0,014491	0,047489	5,2	273,7	-0,994	0,064	0,091	0,994	-0,107	0,028	10. Mai.	10	19:25	19:37
2024-04-06 19:26:00	0,010005	611,9899	2	0,425183	0,014758	0,042779	5,1	273,9	-0,994	0,068	0,088	0,994	-0,109	0,024	11. Mai.	10	19:25	19:37
2024-04-07 19:18:00	0,007282	630,7374	1	0,349739	0,012512	0,028666	6,5	272,5	-0,993	0,043	0,114	0,993	-0,106	0,059	12. Mai.	10	19:25	19:38
2024-04-07 19:19:00	0,007876	628,7857	1	0,357359	0,012745	0,034345	6,4	272,7	-0,993	0,047	0,111	0,993	-0,107	0,055	13. Mai.	9	19:26	19:38
2024-04-07 19:20:00	0,009122	626,83	2	0,365143	0,012982	0,045945	6,2	272,9	-0,993	0,051	0,109	0,993	-0,109	0,051	14. Mai.	11	19:26	19:38
2024-04-07 19:21:00	0,009379	624,8704	2	0,373094	0,013223	0,046769	6,1	273,1	-0,993	0,054	0,106	0,993	-0,11	0,046	15. Mai.	12	19:26	19:39
2024-04-07 19:22:00	0,008892	622,9068	2	0,381217	0,013468	0,040411	5,9	273,3	-0,993	0,058	0,104	0,993	-0,111	0,042	16. Mai.	11	19:26	19:39
2024-04-07 19:23:00	0,010178	620,9392	2	0,389516	0,013718	0,050675	5,8	273,5	-0,993	0,061	0,101	0,993	-0,112	0,038	17. Mai.	11	19:27	19:39
2024-04-07 19:24:00	0,010266	618,9678	2	0,397992	0,013972	0,049807	5,7	273,7	-0,993	0,065	0,099	0,993	-0,113	0,034	18. Mai.	10	19:27	19:39
2024-04-07 19:25:00	0,009329	616,9924	2	0,40652	0,014231	0,039772	5,5	273,9	-0,993	0,068	0,096	0,993	-0,114	0,03	19. Mai.	11	19:27	19:40
2024-04-07 19:26:00	0,009174	615,0132	2	0,415497	0,014494	0,036568	5,4	274,1	-0,993	0,072	0,094	0,993	-0,115	0,026	20. Mai.	10	19:27	19:40
2024-04-07 19:27:00	0,009084	613,03	2	0,424533	0,014761	0,033953	5,2	274,3	-0,993	0,075	0,091	0,993	-0,116	0,021	21. Mai.	11	19:28	19:40
2024-04-07 19:28:00	0,009627	611,043	2	0,433763	0,015033	0,037639	5,1	274,5	-0,993	0,079	0,089	0,993	-0,117	0,017	22. Mai.	11	19:28	19:40
2024-04-08 19:18:00	0,006334	633,6038	1	0,341848	0,012285	0,016663	6,8	272,7	-0,992	0,047	0,119	0,992	-0,113	0,061	23. Mai.	11	19:28	19:41
2024-04-08 19:19:00	0,007612	631,6677	1	0,349292	0,012514	0,032861	6,7	272,9	-0,992	0,051	0,117	0,992	-0,114	0,057	24. Mai.	12	19:28	19:41
2024-04-08 19:20:00	0,008714	629,7276	2	0,356896	0,012747	0,043523	6,5	273,1	-0,992	0,054	0,114	0,992	-0,115	0,052	25. Mai.	11	19:28	19:41
2024-04-08 19:21:00	0,008716	627,7836	2	0,364064	0,012984	0,0419	6,4	273,3	-0,992	0,058	0,112	0,992	-0,116	0,048	26. Mai.	10	19:30	19:42
2024-04-08 19:22:00	0,008879	625,8357	2	0,3726	0,013226	0,041912	6,3	273,5	-0,992	0,061	0,109	0,992	-0,117	0,044	27. Mai.	9	19:30	19:42
2024-04-08 19:23:00	0,009072	623,8838	2	0,380706	0,013471	0,04219	6,1	273,7	-0,992	0,065	0,106	0,992	-0,118	0,04	28. Mai.	10	19:30	19:43
2024-04-08 19:24:00	0,010235	621,9281	2	0,388987	0,013721	0,051094	6	274	-0,992	0,069	0,104	0,992	-0,119	0,036	29. Mai.	11	19:30	19:43
2024-04-08 19:25:00	0,008706	619,9685	2	0,397445	0,013976	0,03509	5,8	274,2	-0,992	0,072	0,101	0,992	-0,12	0,031	30. Mai.	11	19:30	19:43
2024-04-08 19:26:00	0,008881	618,005	2	0,406085	0,014234	0,035236	5,7	274,4	-0,992	0,076	0,099	0,992	-0,122	0,027	31. Mai.	10	19:31	19:43
2024-04-08 19:27:00	0,00923	616,0376	2	0,414911	0,014497	0,037101	5,5	274,6	-0,992	0,079	0,096	0,992	-0,123	0,023	1. Jun.	9	19:31	19:43

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt #1
16. April	24. August	12	1282	19:20	19:52	



Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt #1
1. Jun.	9. Jun.	9	19:31	19:43		