

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Amsham

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
im Ortsteil Amsham / Egglham in Niederbayern**

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	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, PAN6 nordwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, PAN6 westlich	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, PAN6 westlich	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordwestlich	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 32

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Amsham

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 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Amsham“ 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 „Amsham“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen 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 Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südöstlich von Amsham, einem Ortsteil von Eggtham in Niederbayern. Westlich der Flächen verläuft die PAN6. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südöstlich von Amsham in Niederbayern. Die Flächen sind leicht hügelig.
Koordinaten (Mitte)	48.510°N, 13.076°O, 400 m – 420 m ü.N.N.
Abstand zur PAN6	ca. 12 m – 115 m (Baugrenze)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 100 m (nördlich, nicht relevant)

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

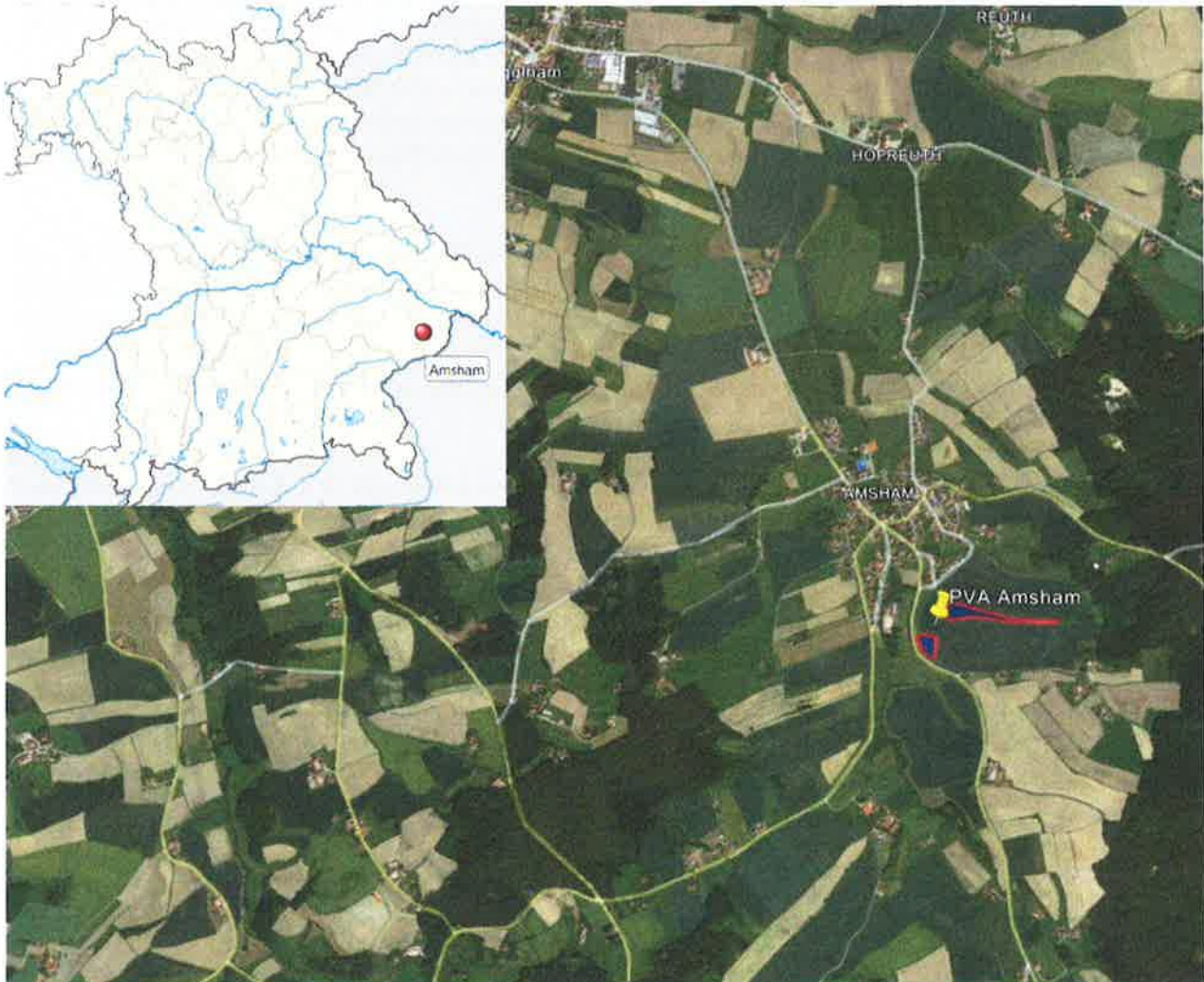


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung



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



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

Fotos von der Fläche der PV-Anlage. Blick von Westen nach Osten auf das PV-Feld 1 (auf dem Hügel).



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juli 2023, Ausschnitt)

Blick von Südwesten nach Osten auf das PV-Feld 2.



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juli 2023, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt das PV-Feld 1 und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können die westlich gelegenen Gebäude theoretisch von potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden aber aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle und insbesondere aufgrund des Geländeverlaufs sind diese nicht relevant. Die Standorte werden zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: PV-Anlage und Gebäude westlich (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:

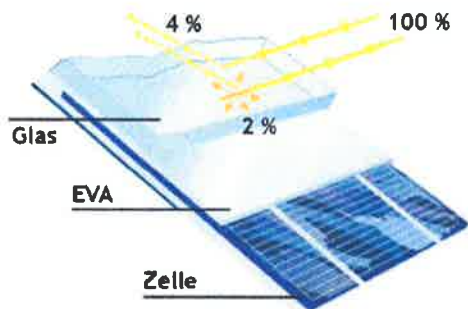


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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 direktem 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.

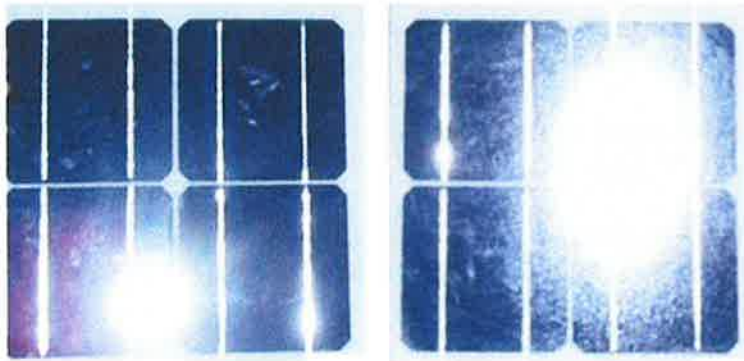


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

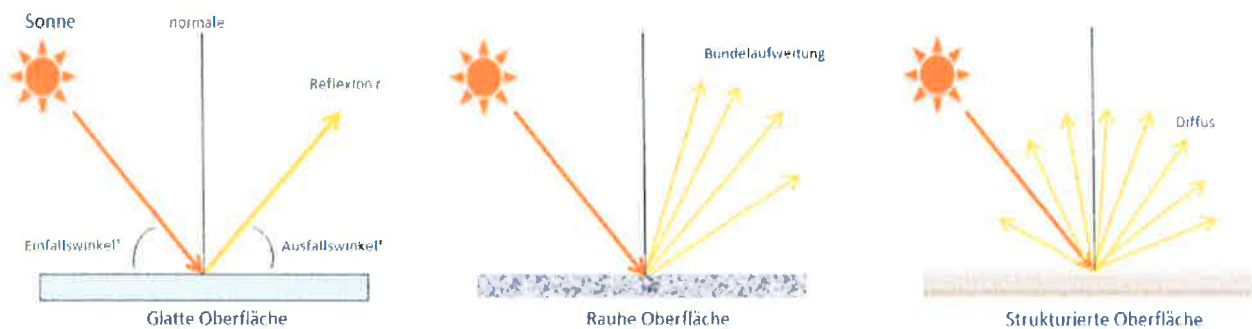


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers Risen mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers (z.B. Trina Solar, Jinko, JA Solar) 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 configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	37kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, AR Coated Heat Strengthened Glass
Substrate	Heat Strengthened Glass
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² , Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)

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, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21 ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV-Moduls (Neigung: γ_P , Azimut α_P) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_P) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

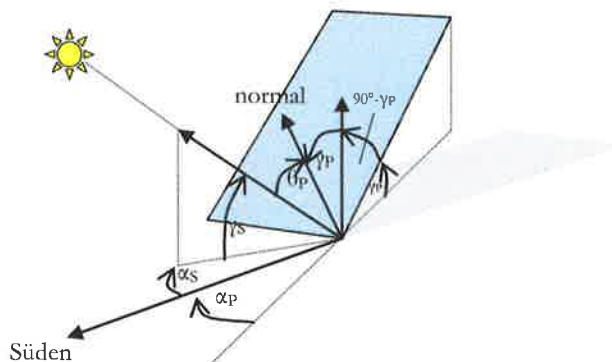


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Modulinstallation.

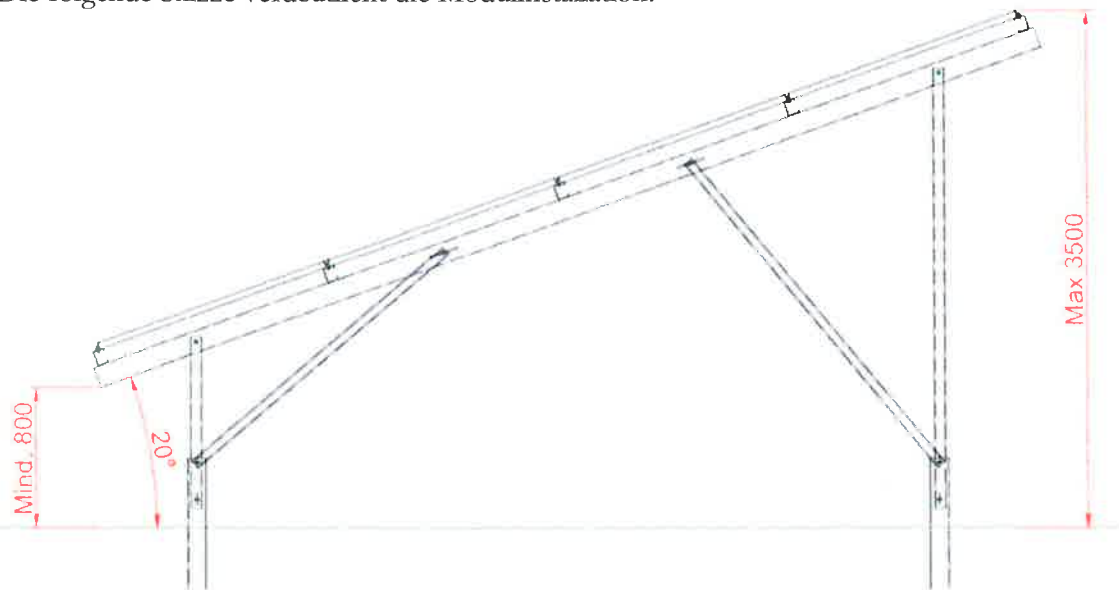


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber und Beispielbild)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Risen Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	PV Feld 1: 183° (180° = Süden), PV Feld 2: 176°
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m – 3,1 m (max. 3,5 m)
Höhe Messpunkte über GOK	2 m (PKW, Transporter, LKW gemittelt ⁷)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 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. 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 Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (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 Amsham wurden 3 Messpunkte im Verlauf der PAN6 festgelegt sowie 2 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder 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 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 Schärffpunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 800 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. 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.

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

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

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

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 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

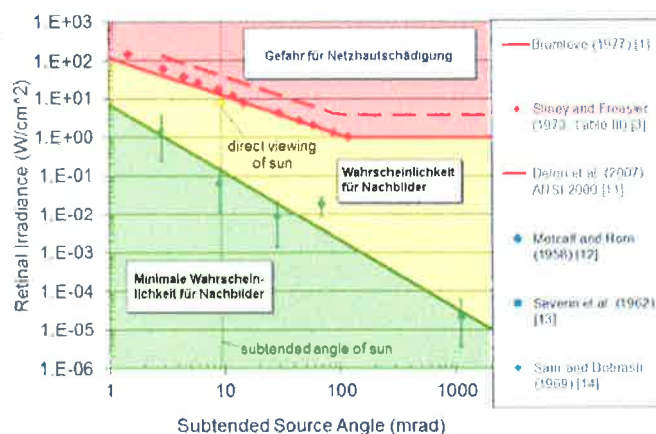


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rec_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rec_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage „Amsham“ wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Sitzhöhe von über 2,5 m liegt außerhalb des Median.

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. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung 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 und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 PAN6 nordwestlich	48.510498	13.075231	391,29	393,29	-
P2 PAN6 westlich	48.509322	13.074911	393,81	395,81	nicht relevant ^{WS}
P3 PAN6 südwestlich	48.508538	13.075240	392,73	394,73	nicht relevant ^W
P4 Gebäude westlich	48.509972	13.074138	385,63	387,63	-
P5 Gebäude nordwestlich	48.510909	13.075853	394,98	396,98	-

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

¹⁴ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, PAN6 nordwestlich

Am Messpunkt P1 auf der PAN6 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, PAN6 westlich

Am Messpunkt P2 auf der PAN6 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 08. Mai - 01. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:21 - 06:48 Uhr, für 5 bis max. 17 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+56^\circ$ bis $+65^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 20^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer aber und aufgrund der großen 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.

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

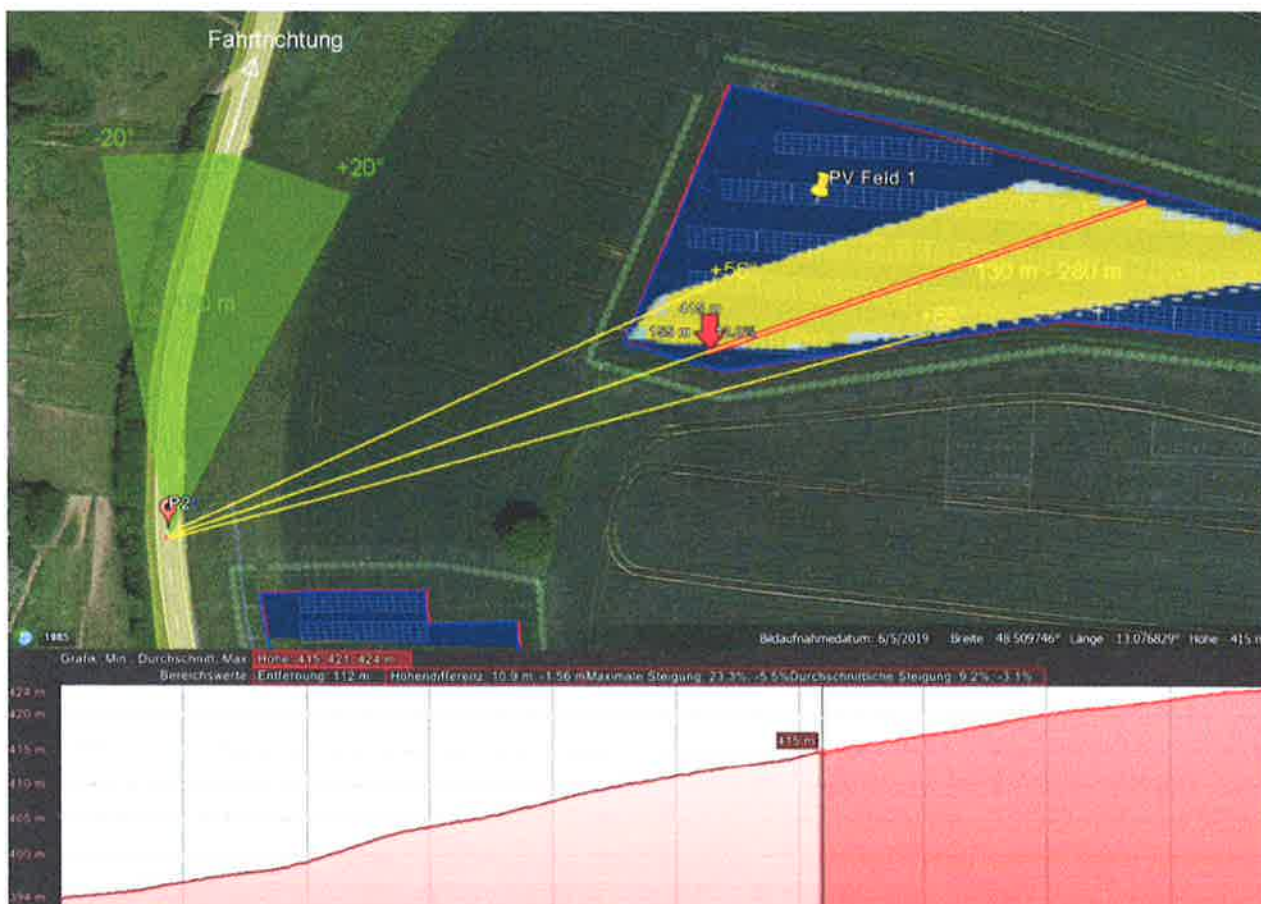


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich in Skizze 4.2.1 symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler. Die Skizze zeigt auch den Geländeverlauf zwischen der PAN6 und der PV-Fläche und verdeutlicht den Höhenunterschied von ca. 20 m - 30 m. Von der PAN6 aus wäre die PV-Anlage nur im Randbereich sichtbar – wenn überhaupt.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche nicht einsehbar oberhalb des Hügels liegt.

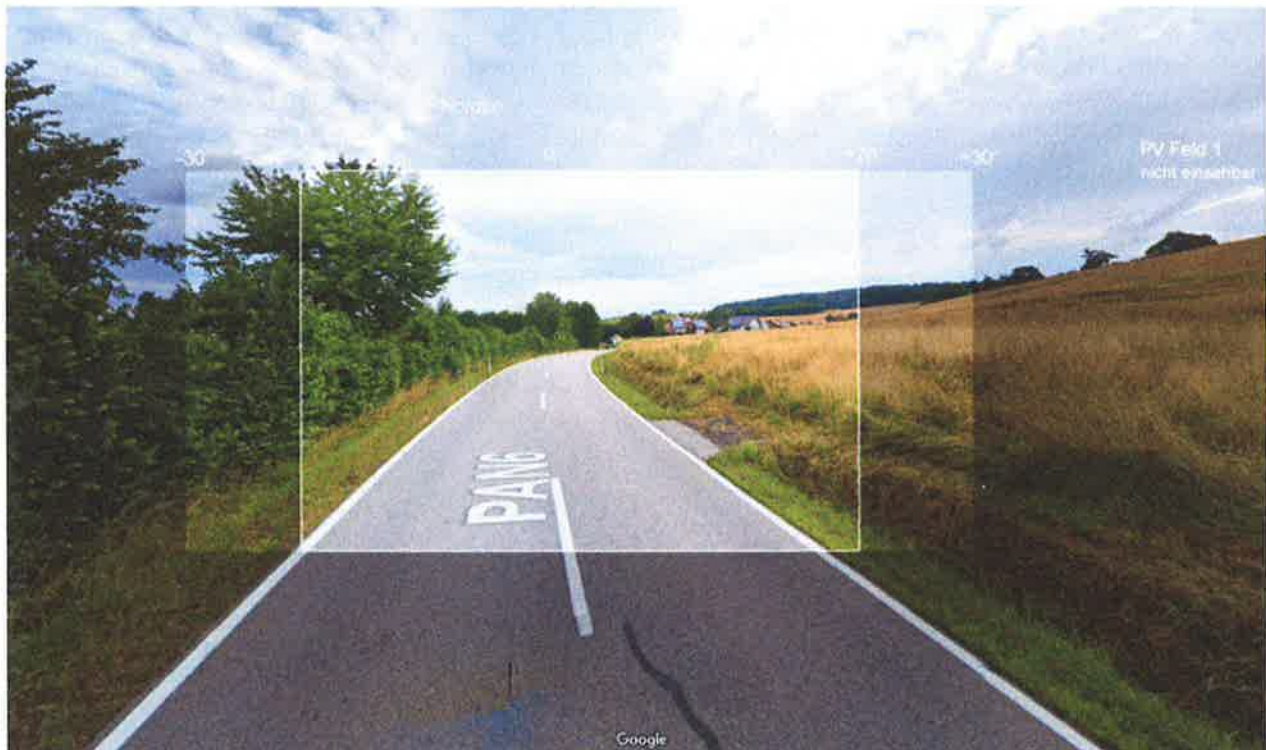


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, Juli 2023, Ausschnitt)

Bei der Fahrt in Gegenrichtung (Süden) liegen die Einfallswinkel nochmals mehr außerhalb des relevanten Sichtwinkels und dementsprechend sind potenzielle Reflexionen nochmals weniger relevant – sofern diese überhaupt wahrnehmbar sind. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁵ erreichen.

¹⁵ 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.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, PAN6 westlich

Am Messpunkt P3 auf der PAN6 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 05. Mai - 05. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:10 - 06:53 Uhr für 5 bis max. 32 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden mit ca. $+68^\circ$ bis $+79^\circ$ rechts (östlich) 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.

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



Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Norden aus Sicht des Fahrzeugführers aus etwas erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, Juli 2023, Ausschnitt)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude an der Adresse Am Bachstraße 11A (Reit- und Fahrverein Amsham e.V.) wurde zu Kontrollzwecken analysiert da aufgrund der örtlichen Gegebenheiten in diesem Bereich (Höhenunterschied) kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keinen Ergebnisse und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern/Gästen durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude nordwestlich

Auch Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude an der Adresse Alte Kreisstraße 22 wurde zu Kontrollzwecken analysiert da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keinen Ergebnisse und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude u.a. an der Adresse Franz-Plattner-Straße 8.

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 „Amsham“ 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 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Im Verlauf der PAN6 können zwar rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die geplante PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs im Verlauf der PAN6 ist gewährleistet. Darüber hinaus sind die PV-Flächen aufgrund der Geländeverläufe teilweise nicht einsehbar und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Im Bereich der westlich und nordwestlich gelegenen Gebäude sind keine relevanten 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.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

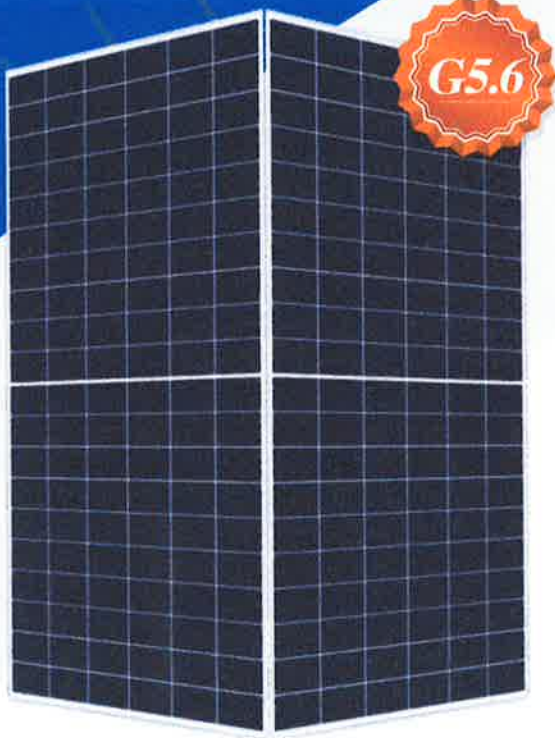
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 12.06.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



HIGH PERFORMANCE BIFACIAL PERC MONOCRYSTALLINE MODULE



RSM120-8-580BMDG-605BMDG

120 CELL Mono PERC Module	580-605Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.4% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 30%)
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive power tolerance of 0~+3%
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - ◆ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ◆ ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ◆ ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ◆ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



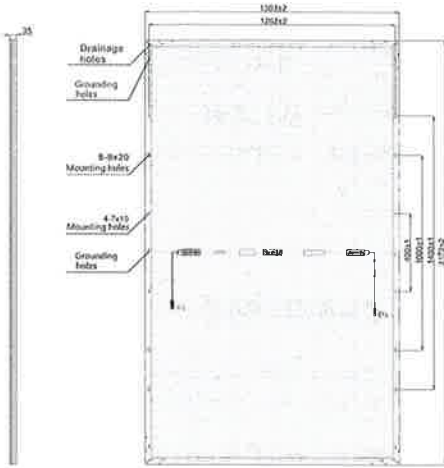
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY 12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-580BMDG	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG	RSM120-8-605BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.90	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90
Short Circuit Current-Isc(A)	18.06	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.04	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98
Maximum Power Current-Imp(A)	17.05	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 70%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	RSM120-8-580BMDG	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG	RSM120-8-605BMDG
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	638	644	649	655	660	666
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.90	41.10	41.30	41.50	41.70	41.90
Short Circuit Current-Isc(A)	19.87	19.92	19.98	20.03	20.09	20.15
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.04	34.22	34.42	34.60	34.80	34.98
Maximum Power Current-Imp(A)	18.76	18.81	18.87	18.92	18.98	19.03

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM120-8-580BMDG	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG	RSM120-8-605BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	439.5	443.1	447.0	450.7	454.6	458.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	38.04	38.22	38.41	38.60	38.78	38.97
Short Circuit Current-Isc (A)	14.81	14.85	14.89	14.93	14.97	15.02
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.59	31.76	31.94	32.11	32.29	32.46
Maximum Power Current-Imp (A)	13.91	13.95	13.99	14.04	14.08	14.12

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	37kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

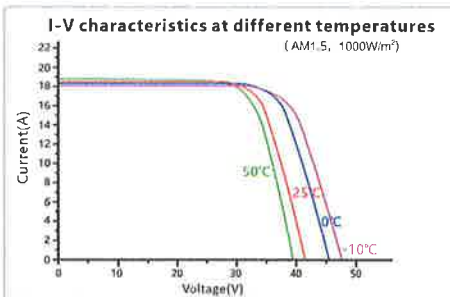
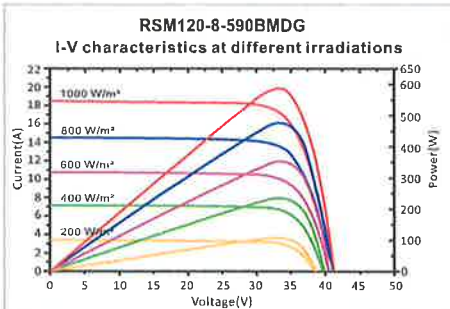
TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2310
Box gross weight[kg]	1190

CAUTION! READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT!
©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.



Our Partners:

Amsham

Amsham

Created Jun 12, 2024
 Updated Jun 12, 2024
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC2
 Minimum sun altitude 8.0 deg
 Site ID 121506.20871

Project type Basic
 Project status: active
 Category 500 kW to 1 MW
 (1,000 kW / 32,400 m² limit)



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 1	20.0	180.0	1,743	1,224	-
PV Feld 2	20.0	174.0	851	2,196	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 20,480 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 16,052 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	48.510397	13.076923	408.23	2.00	410.23
2	48.509761	13.076488	410.47	2.00	412.47
3	48.509736	13.077014	416.93	2.00	418.93
4	48.509821	13.077819	423.69	2.00	425.69
5	48.509579	13.079798	428.77	2.00	430.77
6	48.509469	13.082368	429.66	2.00	431.66
7	48.509675	13.082459	431.98	2.00	433.98
8	48.509832	13.080045	428.57	2.00	430.57
9	48.510265	13.078119	421.63	2.00	423.63
10	48.510397	13.077534	416.14	2.00	418.14

Name: PV Feld 2
Footprint area: 4,427 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 174.0 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	48.509156	13.075287	396.00	2.00	398.00
2	48.509199	13.075893	403.31	2.00	405.31
3	48.509064	13.075914	402.01	2.00	404.01
4	48.509060	13.076177	403.85	2.00	405.85
5	48.508385	13.076241	396.00	2.00	398.00
6	48.508406	13.075850	395.18	2.00	397.18
7	48.508612	13.075517	394.81	2.00	396.81

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.510498	13.075231	391.29	2.00	393.29
OP 2	48.509322	13.074911	393.81	2.00	395.81
OP 3	48.508538	13.075240	392.73	2.00	394.73
OP 4	48.509972	13.074138	385.63	2.00	387.63
OP 5	48.510909	13.075853	394.98	2.00	396.98

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	20.0	180.0	1,743	1,224	-	
PV Feld 2	20.0	174.0	851	2,196	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	0	45	143	90	0	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	0	1	5	2	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	17	227	289	233	85	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	0	489	925	732	50	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	278	1224
OP: OP 3	1465	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

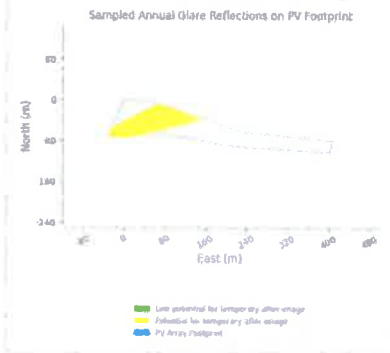
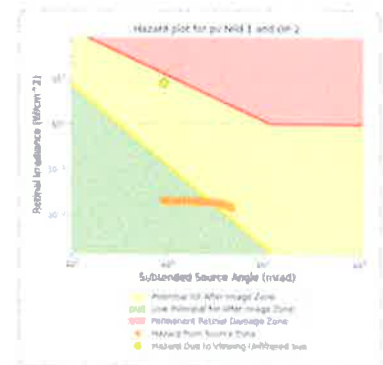
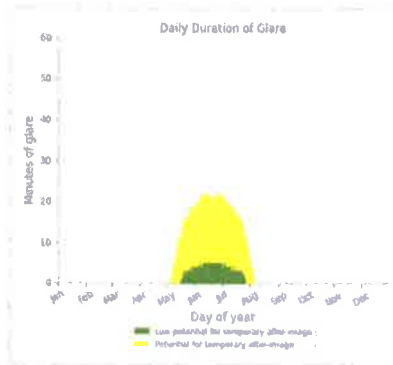
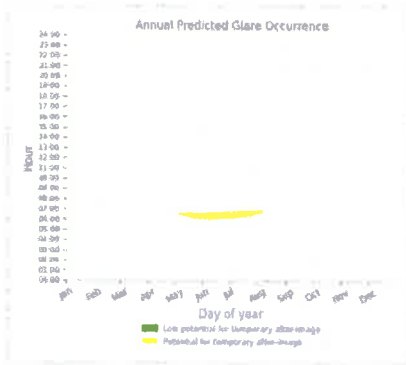
PV Feld 1: OP 1

No glare found

PV Feld 1: OP 2

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

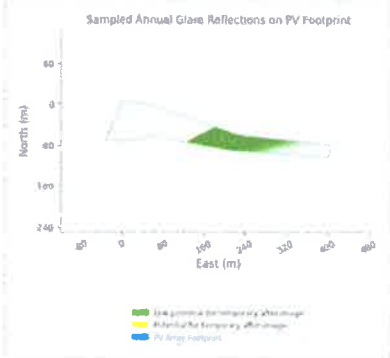
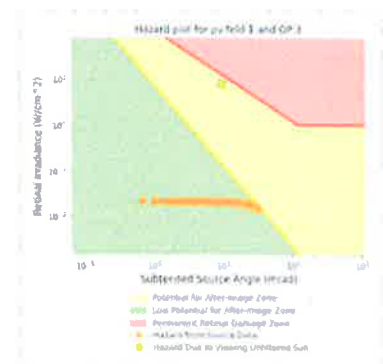
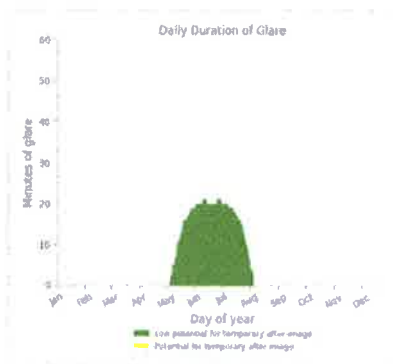
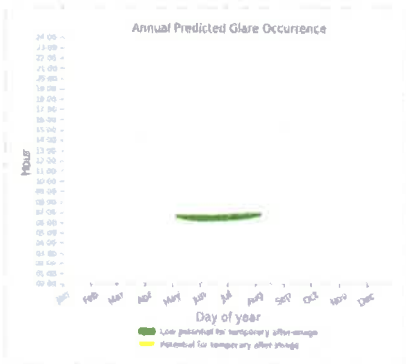
- 278 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,224 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 3

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

- 1,465 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1: OP 4

No glare found

PV Feld 1: OP 5

No glare found

PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	851	2196
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld 2: OP 1

No glare found

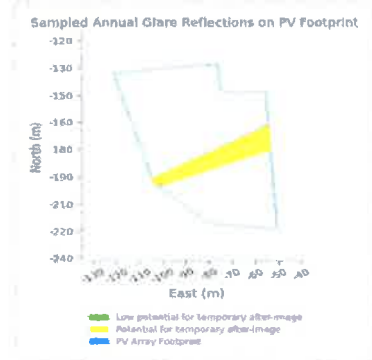
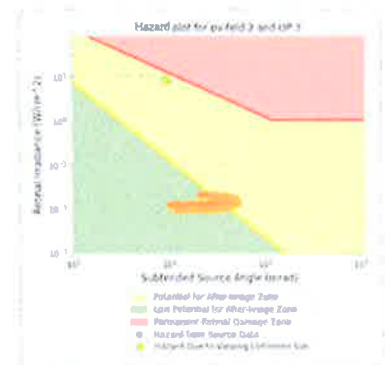
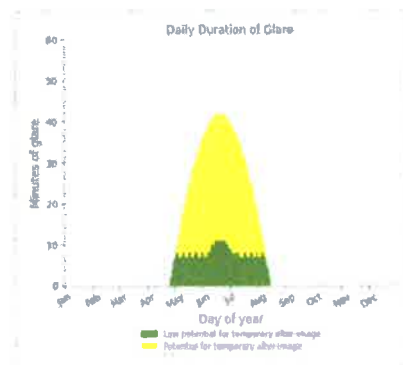
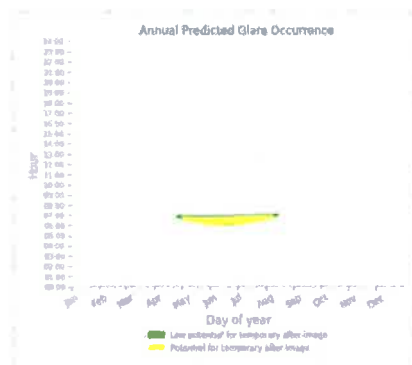
PV Feld 2: OP 2

No glare found

PV Feld 2: OP 3

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

- 851 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,196 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 4

No glare found

PV Feld 2: OP 5

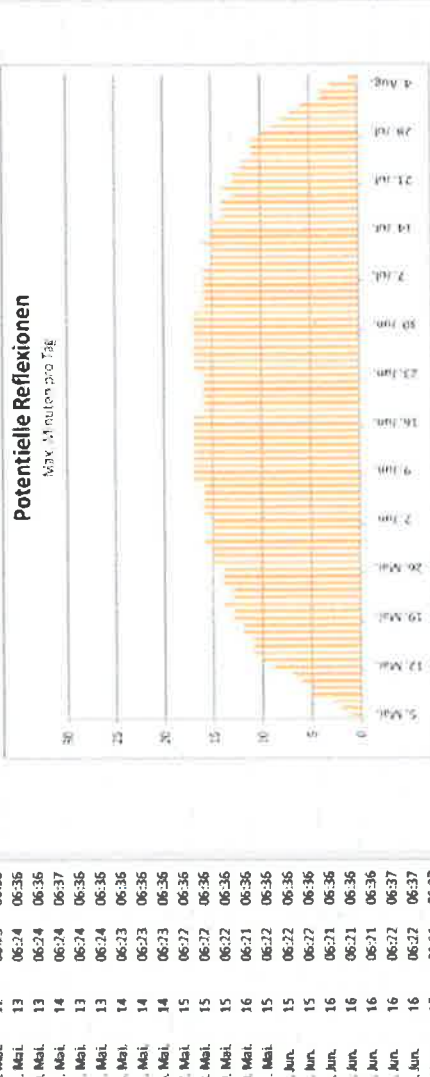
No glare found

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.

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
 1206 Minuten pro Jahr (Sommerzeit)
 923 Minuten im Juli-August
 280 Minuten im Oktober-Mai ohne Schutz durch Blattwerk
 17 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Berechnung (Drehwert mit 150 Einträgen / 278):
 1. Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
 2. Sonnenhöhe über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
 3. Dauer der Reflexionen ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



Comex Irradiance (W/m²)	Hazard #	Activity	Irradiance	Substr.	Glare Angle	Azimuth	Position	Sun Position	Position	Sun Vector	Reflect Sun Vector	Reflect Sun Vector
2024-05-05 06:39:00	0.010851	0.017325	0.035585	8	74.3	0.953	0.268	0.14	-0.953	-0.295	-0.066	06:39
2024-05-06 06:38:00	0.010981	0.017494	0.035797	8.1	73.9	0.951	0.275	0.141	-0.951	-0.301	-0.069	06:38
2024-05-07 06:37:00	0.010849	0.017389	0.035645	8.2	74.1	0.952	0.271	0.143	-0.952	-0.3	-0.065	06:38
2024-05-08 06:36:00	0.011044	0.017576	0.035893	8.1	73.5	0.949	0.281	0.141	-0.949	-0.306	-0.072	06:38
2024-05-09 06:35:00	0.010933	0.017242	0.035728	8.3	73.7	0.95	0.278	0.144	-0.95	-0.305	-0.068	06:38
2024-05-10 06:34:00	0.010769	0.016914	0.035707	8.4	73.9	0.95	0.274	0.147	-0.95	-0.305	-0.064	06:37
2024-05-11 06:33:00	0.011277	0.018095	0.034715	8	73	0.947	0.29	0.139	-0.947	-0.312	-0.079	06:37
2024-05-12 06:32:00	0.011107	0.017752	0.035449	8.2	73.2	0.947	0.287	0.142	-0.947	-0.311	-0.075	06:37
2024-05-13 06:31:00	0.011024	0.017415	0.035688	8.3	73.3	0.948	0.284	0.145	-0.948	-0.31	-0.071	06:37
2024-05-14 06:30:00	0.010868	0.017084	0.035702	8.5	73.5	0.948	0.278	0.148	-0.948	-0.31	-0.067	06:37
2024-05-15 06:29:00	0.010924	0.017397	0.035917	8.7	73.7	0.949	0.277	0.15	-0.949	-0.309	-0.063	06:36
2024-05-16 06:28:00	0.011078	0.017659	0.035857	8.1	72.6	0.945	0.296	0.14	-0.945	-0.317	-0.083	06:36
2024-05-17 06:27:00	0.011395	0.018075	0.035457	8.2	72.8	0.945	0.293	0.143	-0.945	-0.316	-0.079	06:36
2024-05-18 06:26:00	0.011134	0.017551	0.035767	8.4	73	0.946	0.279	0.146	-0.946	-0.315	-0.074	06:36
2024-05-19 06:25:00	0.011021	0.017218	0.035719	8.5	73.2	0.947	0.286	0.148	-0.947	-0.315	-0.07	06:36
2024-05-20 06:24:00	0.010891	0.016891	0.035322	8.7	73.3	0.947	0.283	0.151	-0.947	-0.314	-0.066	06:36
2024-05-21 06:23:00	0.010668	0.016401	0.034978	8.1	72.3	0.943	0.302	0.141	-0.943	-0.322	-0.086	06:37
2024-05-22 06:22:00	0.011385	0.018473	0.034181	8.1	72.3	0.943	0.299	0.144	-0.944	-0.321	-0.082	06:36
2024-05-23 06:21:00	0.011186	0.017733	0.034625	8.4	72.6	0.944	0.295	0.146	-0.944	-0.32	-0.078	06:36
2024-05-24 06:20:00	0.011133	0.017397	0.035754	8.6	72.8	0.945	0.292	0.149	-0.945	-0.32	-0.074	06:36
2024-05-25 06:19:00	0.011017	0.017067	0.035832	8.7	73	0.945	0.289	0.152	-0.945	-0.319	-0.07	06:36
2024-05-26 06:18:00	0.010976	0.016881	0.035902	8.9	73.2	0.946	0.286	0.155	-0.946	-0.319	-0.065	06:36
2024-05-27 06:17:00	0.010883	0.016743	0.035998	8.1	71.9	0.941	0.307	0.142	-0.941	-0.327	-0.089	06:37
2024-05-28 06:16:00	0.011407	0.018577	0.033726	8.3	72.1	0.942	0.304	0.144	-0.942	-0.326	-0.085	06:36
2024-05-29 06:15:00	0.01136	0.018344	0.033647	8.5	72.3	0.942	0.301	0.147	-0.942	-0.325	-0.081	06:36
2024-05-30 06:14:00	0.011274	0.017878	0.034226	8.6	72.4	0.943	0.298	0.15	-0.943	-0.325	-0.077	06:36
2024-05-31 06:13:00	0.011207	0.01754	0.034734	8.8	72.6	0.943	0.295	0.153	-0.943	-0.324	-0.073	06:35
2024-06-01 06:12:00	0.0111	0.017208	0.034304	8.8	72.6	0.943	0.295	0.153	-0.943	-0.324	-0.073	06:35
2024-06-02 06:11:00	0.010976	0.016881	0.035165	8.9	72.8	0.944	0.292	0.155	-0.944	-0.323	-0.069	06:36
2024-06-03 06:10:00	0.010976	0.016881	0.035165	9.1	73	0.944	0.289	0.158	-0.944	-0.323	-0.065	06:36
2024-06-04 06:09:00	0.010837	0.016561	0.035905	8	71.4	0.938	0.316	0.139	-0.938	-0.332	-0.096	06:36
2024-06-05 06:08:00	0.011428	0.019083	0.031385	8	71.6	0.939	0.313	0.142	-0.939	-0.331	-0.092	06:36
2024-06-06 06:07:00	0.010976	0.016881	0.035165	8.3	71.7	0.94	0.31	0.145	-0.94	-0.331	-0.088	06:37
2024-06-07 06:06:00	0.011359	0.018179	0.034716	8.5	71.9	0.94	0.307	0.148	-0.94	-0.33	-0.084	06:37
2024-06-08 06:05:00	0.011277	0.017687	0.034199	8.6	72.1	0.941	0.301	0.153	-0.941	-0.329	-0.076	06:37
2024-06-09 06:04:00	0.011176	0.017352	0.034161	8.8	72.3	0.941	0.301	0.153	-0.941	-0.329	-0.072	06:37
2024-06-10 06:03:00	0.011062	0.017034	0.034964	9	72.5	0.942	0.298	0.156	-0.942	-0.328	-0.068	06:37
2024-06-11 06:02:00	0.010931	0.016701	0.035962	9.1	72.6	0.942	0.295	0.159	-0.942	-0.328	-0.068	06:37
2024-06-12 06:01:00	0.010786	0.016443	0.040147	9.3	72.8	0.943	0.292	0.161	-0.943	-0.327	-0.064	06:38
2024-06-13 06:00:00	0.01065	0.0160581	0.035693	8	71	0.936	0.322	0.14	-0.936	-0.337	-0.1	06:38
2024-06-14 06:59:00	0.011455	0.01929	0.035053	8	71.2	0.937	0.319	0.143	-0.937	-0.336	-0.096	06:38
2024-06-15 06:58:00	0.011465	0.01929	0.035053	8.4	71.4	0.938	0.316	0.145	-0.938	-0.335	-0.092	06:38
2024-06-16 06:57:00	0.011465	0.01929	0.035053	8.4	71.6	0.938	0.313	0.148	-0.938	-0.335	-0.087	06:38
2024-06-17 06:56:00	0.011465	0.01929	0.035053	8.5	71.6	0.938	0.313	0.148	-0.938	-0.335	-0.087	06:38
2024-06-18 06:55:00	0.011465	0.01929	0.035053	8.7	71.8	0.939	0.31	0.151	-0.939	-0.334	-0.079	06:39
2024-06-19 06:54:00	0.011416	0.01879	0.036754	8.7	71.8	0.939	0.306	0.154	-0.939	-0.334	-0.079	06:39
2024-06-20 06:53:00	0.01134	0.018223	0.035614	8.8	71.8	0.939	0.303	0.154	-0.939	-0.334	-0.079	06:39
2024-06-21 06:52:00	0.011165	0.01771	0.036822	9	72.1	0.94	0.303	0.156	-0.94	-0.333	-0.075	06:39
2024-06-22 06:51:00	0.011165	0.01771	0.036822	9.1	72.3	0.94	0.3	0.159	-0.94	-0.332	-0.071	06:39
2024-06-23 06:50:00	0.011043	0.016885	0.035959	9.1	72.3	0.941	0.297	0.162	-0.941	-0.332	-0.067	06:39
2024-06-24 06:49:00	0.010906	0.016401	0.040167	9.3	72.5	0.941	0.294	0.164	-0.941	-0.331	-0.063	06:39
2024-06-25 06:48:00	0.010756	0.01625	0.040637	9.5	72.6	0.941	0.294	0.164	-0.941	-0.331	-0.063	06:39
2024-06-26 06:47:00	0.011445	0.019455	0.022969	8.1	70.7	0.934	0.377	0.14	-0.934	-0.341	-0.103	06:39

Tag	Minuten	Anfang	Ende
5. Mai	1	06:39	06:39
6. Mai	2	06:38	06:39
7. Mai	3	06:36	06:38
8. Mai	5	06:34	06:38
9. Mai	6	06:33	06:37
10. Mai	5	06:32	06:37
11. Mai	7	06:31	06:37
12. Mai	9	06:29	06:37
13. Mai	10	06:28	06:37
14. Mai	11	06:27	06:36
15. Mai	11	06:26	06:36
16. Mai	11	06:26	06:36
17. Mai	12	06:25	06:36
18. Mai	12	06:25	06:36
19. Mai	13	06:24	06:36
20. Mai	13	06:24	06:36
21. Mai	14	06:24	06:37
22. Mai	13	06:24	06:36
23. Mai	13	06:24	06:36
24. Mai	14	06:23	06:36
25. Mai	14	06:23	06:36
26. Mai	15	06:22	06:36
27. Mai	15	06:22	06:36
28. Mai	15	06:22	06:36
29. Mai	16	06:22	06:36
30. Mai	16	06:22	06:36
31. Mai	15	06:22	06:35
1. Jun	15	06:22	06:36
2. Jun	15	06:22	06:36
3. Jun	16	06:21	06:36
4. Jun	16	06:21	06:36
5. Jun	16	06:21	06:36
6. Jun	16	06:22	06:37
7. Jun	16	06:22	06:37
8. Jun	17	06:21	06:37
9. Jun	17	06:21	06:37
10. Jun	17	06:21	06:37
11. Jun	17	06:22	06:38
12. Jun	17	06:22	06:38
13. Jun	17	06:22	06:38
14. Jun	17	06:22	06:38
15. Jun	17	06:23	06:39
16. Jun	17	06:23	06:39
17. Jun	17	06:23	06:39
18. Jun	16	06:23	06:38
19. Jun	16	06:23	06:38
20. Jun	16	06:24	06:39
21. Jun	16	06:24	06:39
22. Jun	16	06:24	06:39

Tag	Minuten	Anfang	Ende
23. Mai	13	06:24	06:36
24. Mai	14	06:23	06:36
25. Mai	14	06:23	06:36
26. Mai	15	06:22	06:36
27. Mai	15	06:22	06:36
28. Mai	15	06:22	06:36
29. Mai	16	06:22	06:36
30. Mai	16	06:22	06:36
31. Mai	15	06:22	06:35
1. Jun	15	06:22	06:36
2. Jun	15	06:22	06:36
3. Jun	16	06:21	06:36
4. Jun	16	06:21	06:36
5. Jun	16	06:21	06:36
6. Jun	16	06:22	06:37
7. Jun	16	06:22	06:37
8. Jun	17	06:21	06:37
9. Jun	17	06:21	06:37
10. Jun	17	06:21	06:37
11. Jun	17	06:22	06:38
12. Jun	17	06:22	06:38
13. Jun	17	06:22	06:38
14. Jun	17	06:22	06:38
15. Jun	17	06:23	06:39
16. Jun	17	06:23	06:39
17. Jun	17	06:23	06:39
18. Jun	16	06:23	06:38
19. Jun	16	06:23	06:38
20. Jun	16	06:24	06:39
21. Jun	16	06:24	06:39
22. Jun	16	06:24	06:39

