

SolPEG Blendgutachten Solarpark Melsdorf

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage in der Nähe von Melsdorf 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	Au	ttrag	3
	1.1	Beauftragung	3
	1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Sys	stembeschreibung	4
	2.1	Standort Übersicht	4
	2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Em	mittlung der potentiellen 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	14
4	Erg	gebnisse	18
	4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, P2 und P3, Bahnstrecke	19
	4.2	Ergebnisse am Messpunkt P4, Autobahn A210	20
	4.3	Ergebnisse am Messpunkt P5, Autobahn A210	21
	4.4	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude Quarnbeker Weg / Kiesschacht	22
	4.5	Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude westlich	23
5	Zu	sammenfassung der Ergebnisse	25
6	Scł	nlussbemerkung	25
7	An	hang (Auszug)2	26 - 40

(+49 40 79 69 59 36 (a) +49 40 79 69 59 38 (a) info@solpeg.com (b) www.solpeg.com

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Melsdorf

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage "Melsdorf" für die Bahnstrecke Kiel–Osterrönfeld, für die Autobahn A210 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Bahnstrecke, die A210 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. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

¹ Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI Lichtleitlinie 2012.pdf

(+49 40 79 69 59 36 (+49 40 79 69 59 38 (info@solpeg.com

www.solpeg.com

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südwestlich der Ortschaft Melsdorf in Schleswig-Holstein, ca. 8 km östlich von Kiel. Die Flächen befinden sich nördlich der A210 und südlich der Bahnstrecke Kiel-Osterrönfeld. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südwestlich der Ortschaft Melsdorf in Schleswig-Holstein, ca. 8 km östlich von Kiel. Die Flächen sind leicht hügelig
Koordinaten (Mitte)	54.312°N, 10.015 °O 23 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 780 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 25 m - 30 m
Abstand zur A210	ca. 60 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 100 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

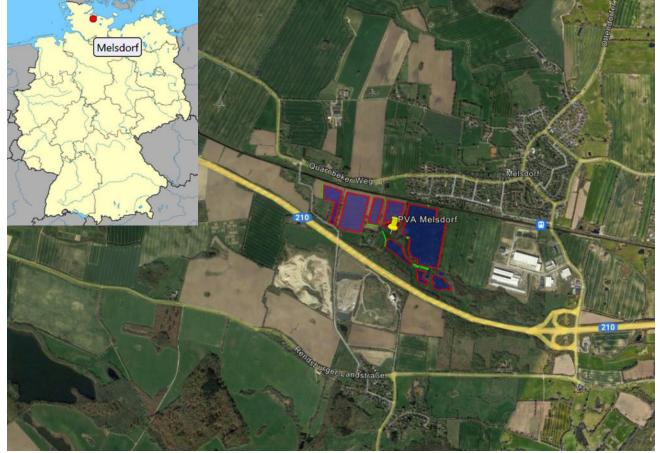


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

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

- **(**) +49 40 79 69 59 36
- +49 40 79 69 59 38
- info@solpeg.com
- www.solpeg.com

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht

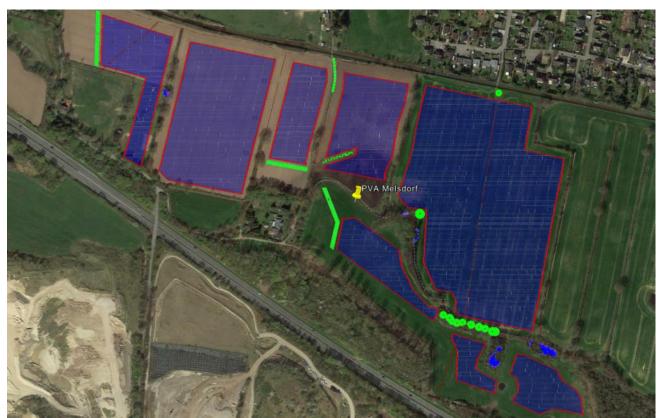
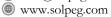


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)



Fotos der PV Flächen. Östliche Fläche, Blick Richtung Westen.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Westen (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt bearbeitet)

Mittlere Fläche, Blick Richtung Westen.



Bild 2.1.5: Blick Richtung Westen (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt bearbeitet)

(\$\bigcup +49 40 79 69 59 36 (\$\bigcup +49 40 79 69 59 38 (\$\overline{0}\) info@solpeg.com (\$\overline{0}\) www.solpeg.com

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und westlich gelegene Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden allerdings befinden sie sich hinter Bäumen/Knick, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Die Standorte werden dennoch untersucht. Andere Gebäude in der weiteren Umgebung werden nicht weiter untersucht da aufgrund des Einfallswinkels und/oder aufgrund der Entfernung nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen ist.



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



3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im überragenden 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 Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

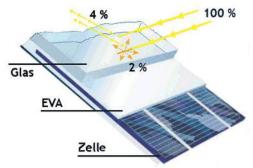


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:

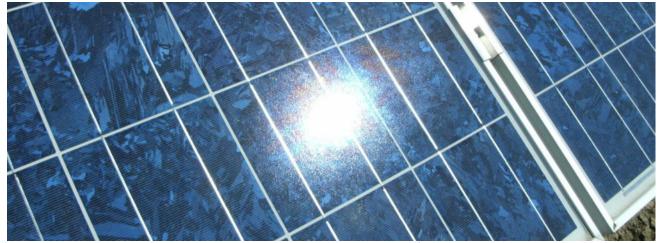


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.

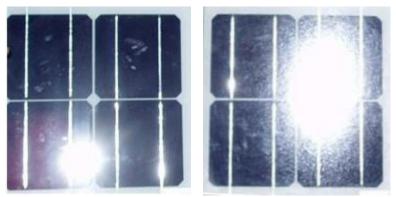


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

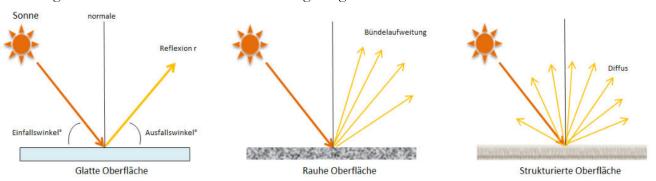


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers LONGi Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGI LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang



\(\) +49 40 79 69 59 36 \(\) +49 40 79 69 59 38 \(\) info@solpeg.com \(\) www.solpeg.com

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 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:

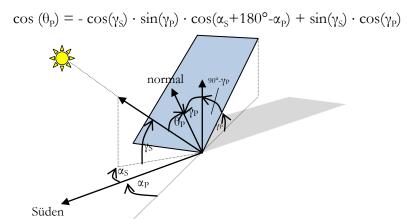


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. auf die 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. Die folgenden Skizzen verdeutlichen die Konstruktion der Modulinstallation.

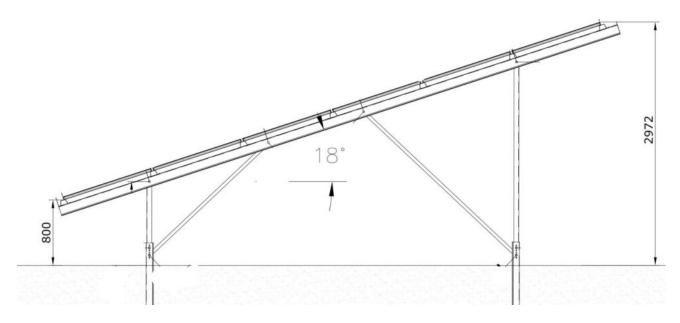


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,98 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte auf der Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte A210	2 Messpunkte
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt oder auch aufgrund von konkreten Anforderungen. Objekte im Süden von PV Anlagen können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Melsdorf wurden einzelne Teilflächen zusammengefasst und insgesamt 7 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte auf der Autobahn A210, sowie 2 Messpunkte im Bereich der westlich gelegenen Gebäude. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

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



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

In SolPEG Blendgutachten werden üblicherweise Flugplätze und andere besondere Zonen im Umkreis von 10 km um die PV Anlage untersucht. Der Flughafen Kiel Holtenau (ICAO-Code EDHK) befindet sich ca. 12 km nordwestlich der PV Anlage und somit außerhalb einer relevanten Entfernung. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle ist eine Blendwirkung durch die PV Anlage im Verlauf der Landeanflüge nicht wahrscheinlich und daher wird der Flugplatz nicht weiter analysiert. Darüber hinaus befinden sich im Umfeld des Flugplatzes einige Gewässer, sodass davon ausgegangen werden kann, dass Reflexionen keine ungewöhnliche Herausforderung für die Piloten darstellen.

Die folgende Skizze gibt einen ungefähren Überblick über die Entfernungen.

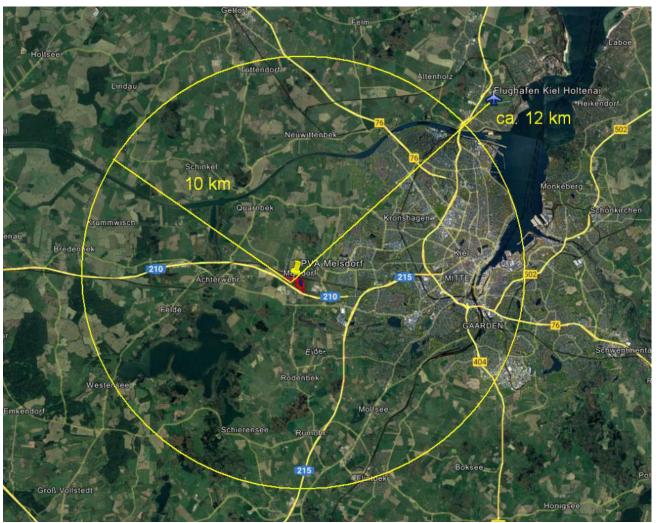


Bild 3.5.2: Übersicht über die PV Anlage und umliegende Flugplätze (Quelle: Google Earth/SolPEG)

(\$\ +49 40 79 69 59 36 (\$\mathbb{m}\) +49 40 79 69 59 38 (@) info@solpeg.com (\$\mathbb{m}\) www.solpeg.com

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 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Lichtleitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

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

Entfernung zur Immissionsquelle

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

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

 $^{^{7}}$ Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22



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. TMY⁸) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ von ca. 68 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

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

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Labortories (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.

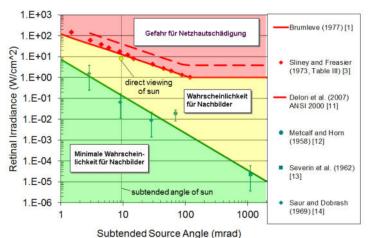


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁸ Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf

⁹ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm int_cfc.html Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

Q +49 40 79 69 59 36

(a) +49 40 79 69 59 38

info@solpeg.comwww.solpeg.com

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.







Bild 3.6.2: Fensterfront einiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.





Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

(\$\\$\ +49 40 79 69 59 36 (\$\\$\\$\ +49 40 79 69 59 38 (@) info@solpeg.com (@) www.solpeg.com

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Melsdorf wird für 7 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. 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 It. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im "nächtlichen Zeitfenster" von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie "Gelb" vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie , Minuten pro Jahr]

Maganunlit	PV Feld	PV Feld	PV Feld	PV Feld	PV Feld
Messpunkt	1	2	3	4	5
P1 Bahnstrecke nordöstlich	-	-	-	-	-
P2 Bahnstrecke nördlich	-	-	-	-	-
P3 Bahnstrecke nordöstlich	-	-	-	-	-
P4 Autobahn A210 südwestlich	648 ^{GW}	1133 ^{GW}	-	-	-
P5 Autobahn A210 südöstlich	-	-	-	-	-
P6 Gebäude Quarnbeker Weg / Kiesschacht	-	-	1864 ^{GE}	-	-
P7 Gebäude Ins Fegefeuer	1885 ^G	-	-	-	-

W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, P2 und P3, Bahnstrecke

Die Messpunkte P1, P2 und P3 auf der Bahnstrecke nördlich der PV Anlage wurden zu Kontrollzwecken untersucht, da in diesem Bereich kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Die Simulation zeigt am Messpunkt P1 nur an insgesamt 151 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 2, nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Einzelne PV Felder sind im Verlauf der Bahnstrecke zwar teilweise (von hinten) sichtbar aber aufgrund der Neigung und Ausrichtung der PV Module können relevante Reflexionen die Bahnstrecke nicht erreichen. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer und insbesondere aufgrund der großen Entfernung von ca. 200 m – 330 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Das folgende Foto zeigt beispielhaft die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Westen. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt.



Bild 4.1.1: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video, Rail-Riders, Minute 07:27, Ausschnitt bearbeitet)

Aufgrund der leicht hügeligen Geländestruktur ist der westliche Teil von PV Feld 2 nicht einsehbar.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P4, Autobahn A210

Am Messpunkte P4 auf der A210 südwestlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 10. Mai und dem 07. August, morgens zwischen 06:32 - 07:04 Uhr für 5 bis max. 10 Minuten aus östlicher Richtung (PV Feld 1) auftreten. Theoretisch sind auch Reflexionen durch das weiter nordöstlich gelegene PV Feld 2 möglich, aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von 320 m – 570 m sind diese allerdings zu vernachlässigen.

Die Einfallswinkel der Reflexionen liegen mit -54° bis -72° links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtfeldes¹⁰ (Fahrtrichtung +/- 20°, Sichtweite ca. 100 m) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist zwischen der A210 und der PV Anlage ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass ein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage verhindert ist.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P4 bei der Fahrt Richtung Südosten.

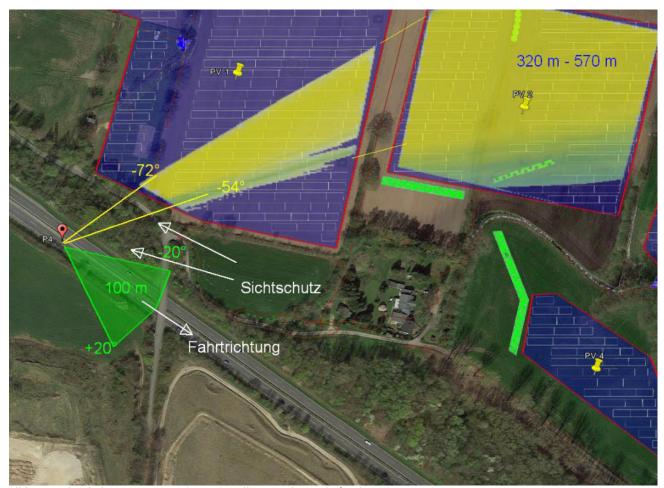


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P4 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

¹⁰ Das relevante Sichtfeld ist der Teil des binokularen Gesichtsfeldes in dem Reflexionen als Beeinträchtigung empfunden werden.



Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P4. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt (hier 761 Minuten), die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

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

PV 1 - OP Receptor (OP 4)

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

- 1,011 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 761 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

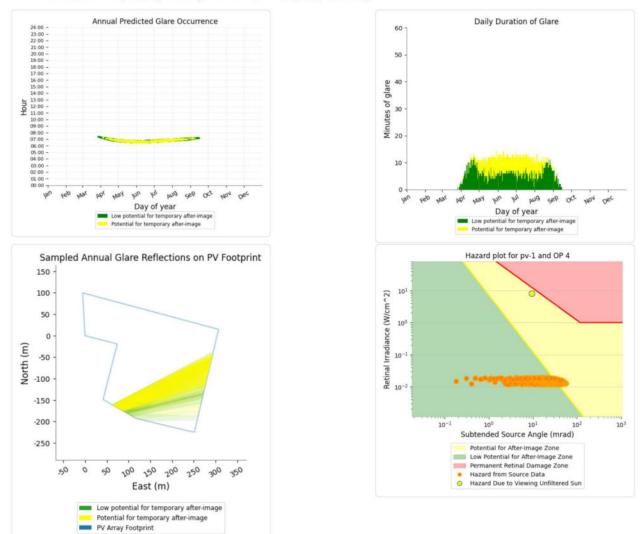


Bild 4.2.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P5, Autobahn A210

Messpunkte P4 auf der A210 südöstlich der PV Anlage kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.



(a) +49 40 79 69 59 36 (a) +49 40 79 69 59 38 (e) info@solpeg.com (e) www.solpeg.com

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude Quarnbeker Weg / Kiesschacht

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Quarnbeker Weg / Kiesschacht können theoretisch an insgesamt 1864 Minuten pro Jahr Reflexion durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 26. April und dem 17. August zwischen 06:35 - 07:11 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Die Gebäude sind allerdings von Büschen und Bäumen umgeben, sodass kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Darüber sind auch verschiedene Knicks vorhanden, sodass die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur teilweise anwendbar sind. Auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 230 m – 500 m sind potentielle Reflexion zu vernachlässigen – sofern diese aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überhaupt sichtbar sind.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine "erhebliche Belästigung" im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P6



Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

\(\) +49 40 79 69 59 36 \(\) +49 40 79 69 59 38 \(\) info@solpeg.com \(\) www.solpeg.com

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude westlich

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Gebäude Ins Fegefeuer können theoretisch an insgesamt 1885 Minuten pro Jahr Reflexion durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 18. April und dem 24. August zwischen 06:48 - 07:24 Uhr für 5 bis max. 16 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum April – August.

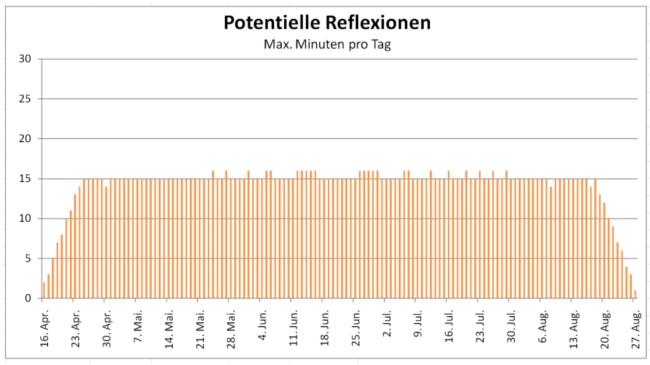


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings auch hier der Umstand entscheidend, dass auch hier die Gebäude von einem ausgeprägten Bewuchs von Büschen und Bäumen umgeben sind, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist.

Es handelt sich hier zwar um alten Baumbestand aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nur bedingt anwendbar.

- **(**) +49 40 79 69 59 36
- (a) +49 40 79 69 59 38
- info@solpeg.com
- www.solpeg.com

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P7

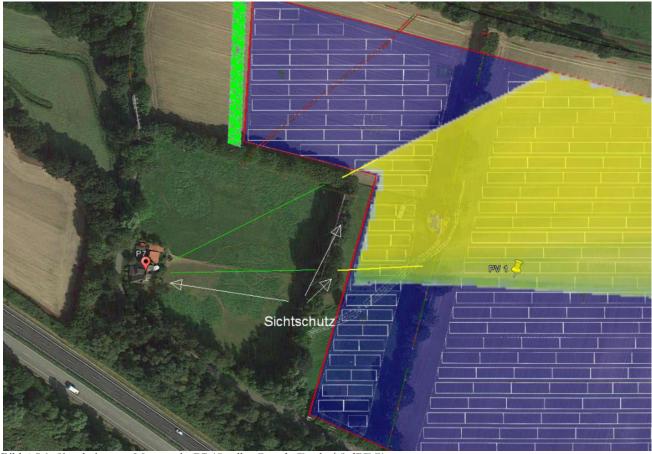


Bild 4.5.2: Simulation am Messpunkt P7 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die östlich von PV Feld 3 gelegenen Gewerbebetriebe in der Otto-Flath-Straße sind nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage betroffen, da auch hier kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Auf weitere Analysen kann daher verzichtet werden. Die folgende Skizze zeigt den Bereich.



Bild 4.5.3: Übersicht über den östlichen Teil der PV Anlage und Gewerbegebiet (Quelle: Google Earth / SolPEG)

\(\) +49 40 79 69 59 36 \(\hat{\alpha} \) +49 40 79 69 59 38 \(\hat{\alpha} \) info@solpeg.com \(\hat{\alpha} \) www.solpeg.com

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Melsdorf kann als "geringfügig" klassifiziert¹¹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese "vernachlässigbar". Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

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

Die Analyse von 7 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt für die nördlich verlaufende Bahnstrecke Kiel-Rendsburg keine relevanten Reflexionen. Auch auf der südlich verlaufenden Autobahn A210 sind die rechnerisch ermittelten Reflexionen zu vernachlässigen. Die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und darüber hinaus ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung des fließenden Verkehrs durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Im Bereich der Gebäude an der Straße "Ins Fegefeuer" und "Quarnbeker Weg" können rein rechnerisch in moderaten Umfang Reflexionen durch eines der PV Felder auftreten aber auch hier ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine "erhebliche Belästigung" im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

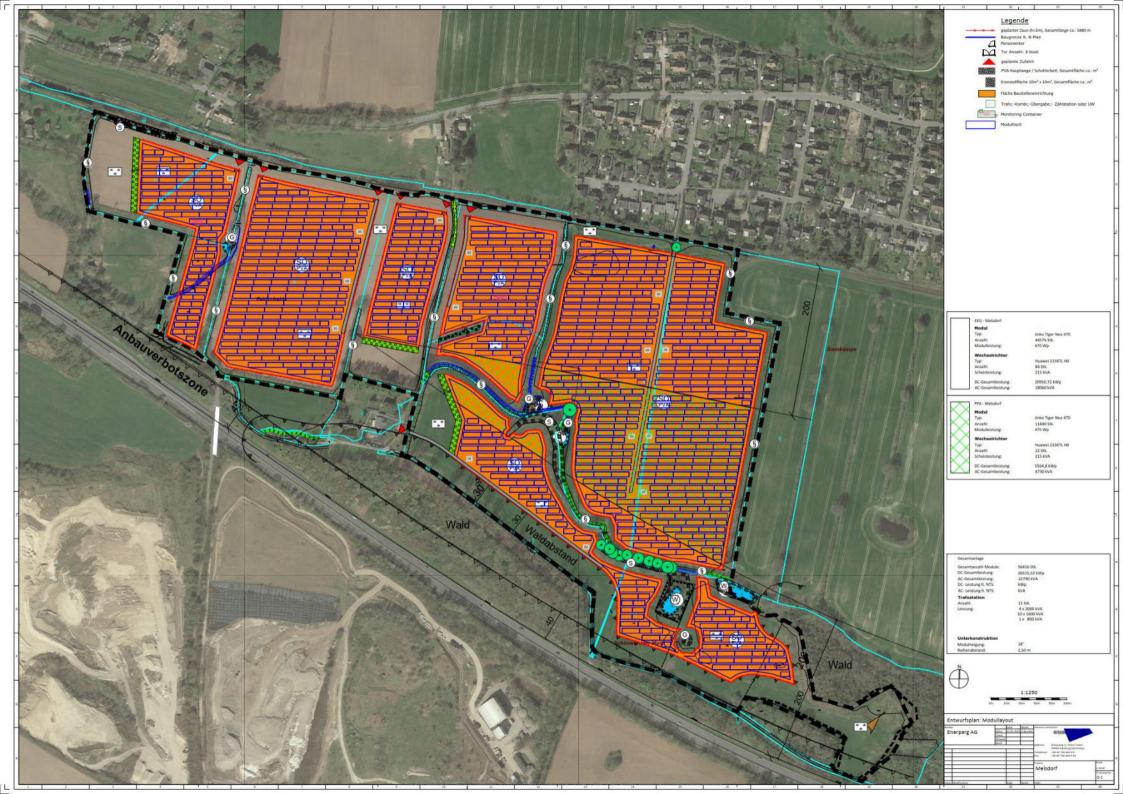
6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 04.01.2023

Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse





LR5-72HIBD 530~550M

- · Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- · Advanced module technology delivers superior module efficiency

• M10 Gallium-doped Wafer • Integrated Segmented Ribbons • 9-busbar Half-cut Cell

- · Globally validated bifacial energy yield
- · High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and **Product Certifications**

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

|SO14001: 2015: |SO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval











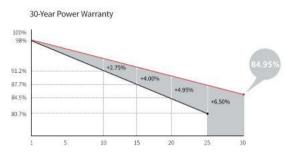
LR5-72HIBD 530~550M

21.3% MAX MODULE EFFICIENCY 0~3%

<2% FIRST YEAR OWER DEGRADATION 0.45% YEAR 2-30 POWER DEGRADATION

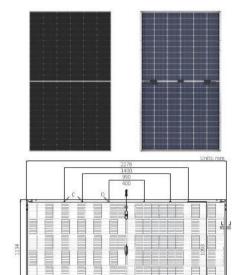
HALF-CELL Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics STC: AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmacc ±39k

Module Type	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46,68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13,99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41,35	38,58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39,00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	2	0.5	2	0.7	2	0.9	2	1.1	2	1.3

Electrical characteristics With different rear side power gain (reference to 540W front)

Pmax/W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C	
Power Output Tolerance	0 - 3%	
Voc and Isc Tolerance	±3%	
Maximum System Voltage	DC1500V (EC/UL)	
Maximum Series Fuse Rating	30A	
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C	
Protection Class	Class II	
Bifaciality	70±5%	
Fire Rating	UL type 29	
riteraung	IEC Class C	

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa		
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa		
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s		

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.

Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20220410PreliminaryW01) G2



ForgeSolar

Melsdorf

Melsdorf

Created Jan. 3, 2023 Updated Jan. 3, 2023 Time-step 1 minute Timezone offset UTC2 Site ID 81824.14474

Project type Advanced Project status: active Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m^2 peak) Ocular transmission coefficient: 0.5 Pupil diameter: 0.002 m Eye focal length: 0.017 m Sun subtended angle: 9.3 mrad Analysis Methodology: **Version 2**Enhanced subtended angle calculation: **On**

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	Orientation "Green" Glare		Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV 1	18.0	180.0	2,895	3,508	-
PV 2	18.0	180.0	3,869	1,731	-
PV 3	18.0	180.0	2,191	2,503	-
PV 4	18.0	180.0	84	0	-
PV 5	18.0	180.0	0	0	-

1 von 21 © Capyright Information | Document reference: 20230104.19225903 | Diebo Secold / SciPEG Gridht | Copy, transfer, extract without written nectice prohibited 03.01.2023, 20:55

PV Array(s)

Total PV footprint area: 214,773 m^2

Name: PV 1

Footprint area: 62,224 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 deg Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material : Smooth glass with AR coatingVary 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	54.314362	10.008896	25.89	2.00	27.89
2	54.315257	10.008811	28.40	2.00	30.40
3	54.314494	10.013617	23.32	2.00	25.32
4	54.312341	10.012759	24.51	2.00	26.51
5	54.312629	10.010699	26.28	2.00	28.28
6	54.313026	10.009535	24.24	2.00	26.24
7	54.314187	10.010034	22.76	2.00	24.76

Name: PV 2

Footprint area: 39,949 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 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	54.314423	10.014039	24.14	2.00	26.14
2	54.314035	10.017408	22.23	2.00	24.23
3	54.312420	10.016700	21.42	2.00	23.42
4	54.312846	10.013481	25.73	2.00	27.73

Name: PV 3

Footprint area: 82,409 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 deg Orientation: 180.0 deg

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	54.313972	10.017794	23.09	2.00	25.09
2	54.313635	10.020734	20.94	2.00	22.94
3	54.312934	10.020519	23.88	2.00	25.88
4	54.312808	10.021528	22.65	2.00	24.65
5	54.310180	10.020498	25.61	2.00	27.61
6	54.310455	10.018459	26.71	2.00	28.71
7	54.310755	10.018352	24.93	2.00	26.93
8	54.310818	10.017880	27.63	2.00	29.63
9	54.311281	10.017558	27.32	2.00	29.32
10	54.312145	10.017837	23.01	2.00	25.01
11	54.312182	10.016979	23.31	2.00	25.31

Footprint area: 11,013 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 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	54.311913	10.015541	26.88	2.00	28.88
2	54.311913	10.016056	25.90	2.00	27.90
3	54.311394	10.017033	27.81	2.00	29.81
4	54.310712	10.017483	27.55	2.00	29.55
5	54.310468	10.017987	27.78	2.00	29.78
6	54.310442	10.017419	27.74	2.00	29.74
7	54.311363	10.015402	27.02	2.00	29.02

Name: PV 5

Footprint area: 19,178 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 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	Latitude Longitude Ground e		Height above ground	nd Total elevation		
	deg	deg	m	m	m		
1	54.310061	10.018417	26.74	2.00	28.74		
2	54.309842	10.020101	24.85	2.00	26.85		
3	54.309516	10.021346	24.71	2.00	26.71		
4	54.309291	10.021453	25.30	2.00	27.30		
5	54.309116	10.021925	25.02	2.00	27.02		
6	54.308784	10.022097	25.55	2.00	27.55		
7	54.308784	10.020841	24.82	2.00	26.82		
8	54.309122	10.019393	24.49	2.00	26.49		
9	54.309259	10.018588	25.19	2.00	27.19		

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.313976	10.020591	21.51	2.50	24.01
OP 2	54.314546	10.015709	21.47	2.50	23.97
OP 3	54.315315	10.009986	27.47	2.50	29.97
OP 4	54.312524	10.008592	24.44	2.00	26.44
OP 5	54.308029	10.020784	26.35	2.00	28.35
OP 6	54.311790	10.013747	26.34	2.00	28.34
OP 7	54.313639	10.007896	27.57	2.00	29.57

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 1	18.0	180.0	2,895	3,508	-	
PV 2	18.0	180.0	3,869	1,731	-	
PV 3	18.0	180.0	2,191	2,503	-	
PV 4	18.0	180.0	84	0	-	
PV 5	18.0	180.0	0	0	-	

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-1 (green)	0	0	150	472	266	677	410	407	285	0	0	0
pv-1 (yellow)	0	0	154	480	664	654	691	560	305	0	0	0
pv-2 (green)	0	0	170	356	489	814	694	232	388	0	0	0
pv-2 (yellow)	0	0	66	43	386	207	329	185	74	0	0	0
pv-3 (green)	0	0	147	124	100	79	92	126	186	0	0	0
pv-3 (yellow)	0	0	1	329	525	527	538	470	48	0	0	0
pv-4 (green)	0	0	1	40	0	0	0	9	34	0	0	0
pv-4 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	250	0
OP: OP 2	351	1
OP: OP 3	88	0
OP: OP 4	1011	761
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	650	0
OP: OP 7	545	2746

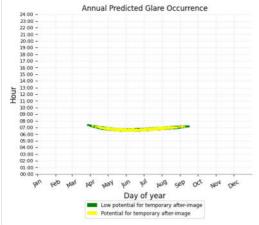
5 von 21 © Copyright Information | Document reference: 20230104.19235903 | Dielos Jacobs / SofFEG Gridht | Copy, transfer, extract without written nocitice prohibited 03.01.2023, 20:55

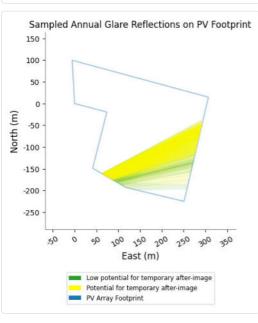
PV 1 - OP Receptor (OP 4)

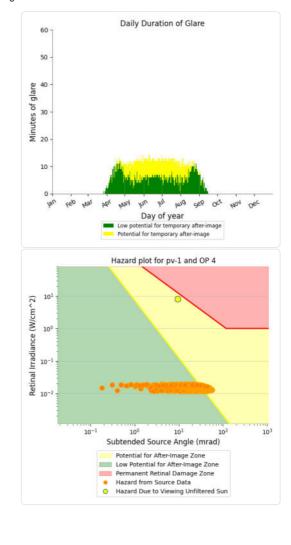
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

 1,011 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

 761 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV 1 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

9 von 21

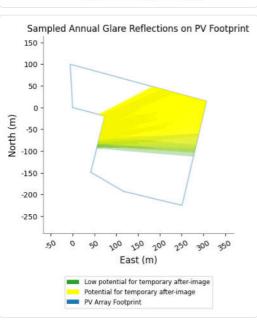
PV 1 - OP Receptor (OP 7)

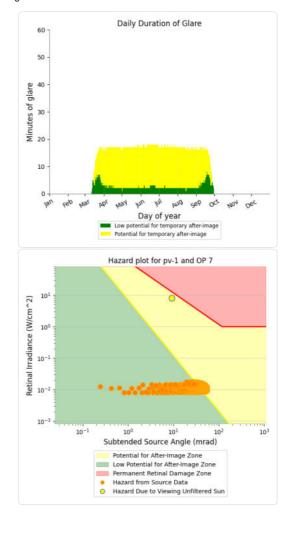
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

 545 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

 2,746 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	661	151
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1062	1580
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	1405	0
OP: OP 7	741	0

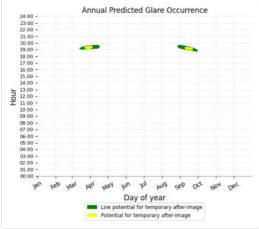
11 von 21 03.01.2023, 20:55

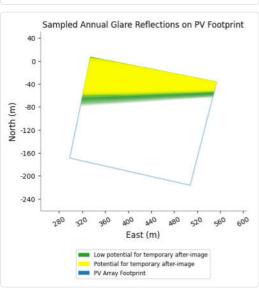
PV 2 - OP Receptor (OP 1)

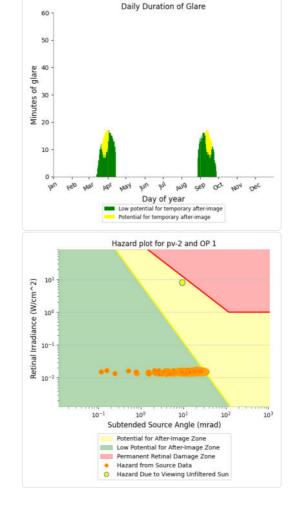
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

 661 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

 151 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV 2 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV 2 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

12 von 21

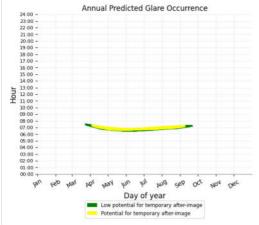
PV 2 - OP Receptor (OP 4)

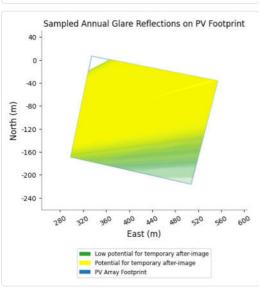
Melsdorf Site Config | ForgeSolar

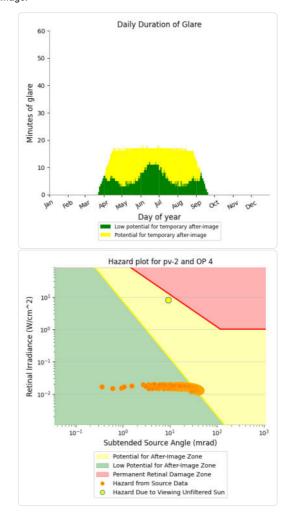
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

 1,062 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

 1,580 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







PV 2 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

13 von 21 03.01.2023, 20:55

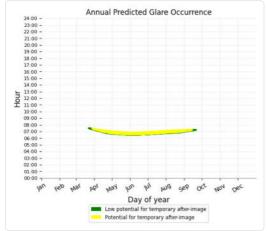
PV 3 - OP Receptor (OP 6)

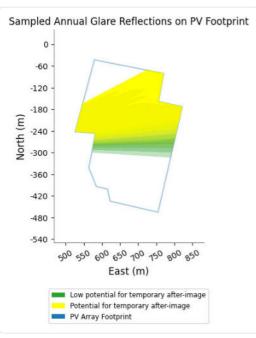
Melsdorf Site Config | ForgeSolar

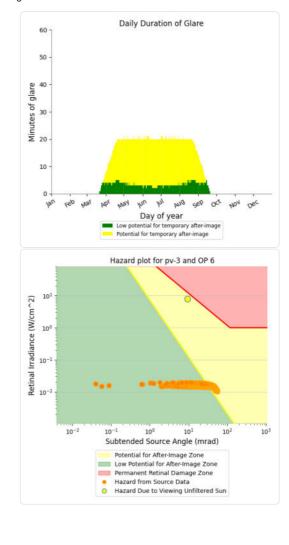
- PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

 621 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.

 2,503 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.







18 von 21 03.01.2023, 20:55

	Comeal	DNI		Reflectivity		Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	25 110 197		Reflected Se	0	Anzahl				Minuter											
			Hazard#			Glare Angle	Altitude	Azimuth	-	Position				Sun Vector L		Minuten	Anfang			Zeitraum Ende pro Tag	Zeitraum			Letzte 2		Messpu	nkt OP 4				
2023-03-27 07:23:00			1			0,009169	1,2	88,2	0,999	0,031	0,021	-0,999	-0,038	-0,001	29. Apr.	2	06:53	06:58	02. Mai	02. Mai	5	5	06:47		:56						
	0,008943		1	0,555802			1,7	87,5	0,999	0,043	0,03	-0,999	-0,052	-0,001	30. Apr.	3	06:52	06:55	04. Mai	06. Mai	5	15	06:42		5:55						
2023-03-30 07:20:00		566,8488	1	0,553706			1,9	87,1	0,998	0,05	0,033	-0,998	-0,06	-0,003	1. Mai.	2	06:49	06:51	08. Mai	08. Mai	5	5	06:43		:50						
2023-03-31 07:17:00	0,009126	and the second state of the second	1	0,575445			1,8	86,3	0,997	0,065	0,031	-0,997	-0,071	-0,013	2. Mai.	5	06:47	06:56	10. Mai	07. August	10	607	06:32		:04						
2023-03-31 07:18:00	0,00861		1	0,563419			1,9	86,5	0,998	0,062	0,033	-0,998	-0,069	-0,009	3. Mai.	3	06:45	06:50	09. August	09. August	6	6	06:54		:01						
2023-04-01 07:16:00	0,008969	100 S 100 S 100 S 100 S	1	0,573315			2	85,8	0,997	0,073	0,034	-0,997	-0,079	-0,015	4. Mai.	5	06:45	06:55	11. August	11. August	5	5	06:59	1 27	7:05						
	0,008814		1	0,561341			2,1	86	0,997	0,069	0,037	-0,997	-0,077	-0,011	5. Mai.	5	06:42	06:49	13. August	13. August	5	5	07:00	07	:06						
	0,008694		1	0,538131		Marin Standard and Marin Marin	2,4	86,4	0,997	0,062	0,042	-0,997	-0,075	-0,003	6. Mai.	5	06:44	06:51						227							
	0,009712		1	0,571223			2,1	85,4	0,996	0,08	0,037	-0,996	-0,087	-0,017	7. Mai.	4	06:41	06:45			Potentiell			Dally San							
2023-04-02 07:17:00		576,953	1	0,547625			2,4	85,8	0,996	0,073	0,042	-0,996	-0,084	-0,009	8. Mai.	5	06:43	06:50						ro Jahr (Su	100						
		573,194	1	0,569172		100000000000000000000000000000000000000	2,3	35	0,995	0,088	0,04	-0,995	-0,095	-0,019	9. Mai.	4	06:41	06:53						n Juni-Sep							
2023-04-03 07:15:00		577,432	1	0,545675			2,6		0,996	0,081	0,045	-0,996	-0,092	-0,011	10. Mai.	6	06:40	06:49						Oktober		nne Sicht	schutz di	urch Blatt	werk		
	0,009455		1	0,567164			2,5	70.00	0,995	0,095	0,043	-0,995	-0,102	-0,021	11. Mai.	7	06:39	06:47				10 M	inuten pr	ro Tag (M	ax)						
2023-04-04 07:13:00 2023-04-04 07:15:00			1	0,555345			2,6	225	0,995	0,092	0,046	-0,995	-0,101	-0,017	12, Mai. 13, Mai.	6	06:39 06:38	06:48 06:48				0-		Ella Datas	Donala	ID		14 4 777	Flashi and	/ 1011)	
	0,010586		1	0,532431			2,9		0,995	0,085	0,051	-0,995 -0,995	-0,098	-0,009		6	06:38	06:48						für Daten					Eintragen	/-1011):	
2023-04-04 07:16:00 2023-04-05 07:10:00	0,008302		1	0,521327			3,1 2,5	100000	0,995	0,081	0,053	-0,993	-0,097 -0,112	-0,004 -0,027	14. Mai. 15. Mai.	8	06:38	06:31						n ab 05:4				All Language	in 10*)		
	0,009148		1	0,565202			2,7	5777.00	0,994	0,103	0,044	-0,994	-0,112	-0,027	16. Mai.	9	06:37	06:47						stand übe						in. 5 Minuter	nl
		582,4306	1	0,553434			2,7	223.33	0,994	0,103	0,049	-0,994	-0,119	-0,023	17. Mai.	5	06:37	06:50				3.	. Dauer u	er Kellexi	IOH ISL II	nin. 3 ivii	nuten pr	n rag (sta	muaru. mi	n. 5 Minutei	11)
	0,007971	CONTRACTOR STATE		0,533434			2,0	84,5	0,994	0,096	0,043	-0,994	-0,103	-0,015	18. Mai.	6	06:36	06:45													
		586,581	2	0,530617			2,5	84.7	0,994	0,092	0,054	-0,994	-0,106	-0,013	19. Mai.	7	06:37	06:49								•					7
2023-04-06 07:09:00	0.009266		1	0.563288			2.8	83.7	0,993	0,11	0.049	-0,993	-0,118	-0.025	20. Mai.	8	06:36	06:49				Po	tenti	elle R	effex	tione	n				
	0,009337		î	0,540093			3,1	800000	0,993	0,103	0,054	-0,993	-0,115	-0,017	21. Mai.	5	06:35	06:43					Max.	. Minute	n pro T	ag					
2023-04-06 07:12:00	0,008049		1	0,528851		Control of the Control of the Control	3.3	100	0,993	0,1	0,057	-0,993	-0,114	-0,013	22. Mai.	8	06:35	06:48		30											-
	0,009186		1	STREET	0,017301		3.4	-	0,994	0,096	0,059	-0,994	-0,113	-0,008	23. Mai.	8	06:35	06:48													
2023-04-06 07:14:00		591,096	1	0,507055			3.6	84,7	0,994	0,093	0,062	-0,994	-0,111	-0,004	24. Mai.	7	06:34	06:47		25											-
	0,009034		1	0,573336	0,0189	market bearing the second	2.9	83	0,991	0,121	0,05	-0,991	-0,127	-0,031	25. Mai.	8	06:34	06:44													
	0,009303		1	0,561425			3	83,2	0,992	0,118	0,052	-0,992	-0,126	-0,027	26. Mai.	6	06:34	06:43		20											-
	0,008554		1	0,549757			3,1	83,4	0,992	0,114	0,055	-0,992	-0,125	-0,023	27. Mai.	8	06:33	06:47													
	0,009811		1	0,538329	0.017934	0.022612	3,3	83,6	0,992	0,111	0,057	-0,992	-0,123	-0,019	28. Mai.	7	06:33	06:41		15											-
2023-04-07 07:12:00	0,009343	591,4657	1	0,516168	0,017316	0,021247	3,6	84	0,993	0,104	0,062	-0,993	-0,12	-0,01	29. Mai.	8	06:33	06:43													
2023-04-07 07:13:00	0,009385	593,5051	1	0,505428	0,017014	0,023437	3,7	84,2	0,993	0,1	0,065	-0,993	-0,119	-0,006	30. Mai.	6	06:33	06:41		10								- 15			
2023-04-08 07:07:00	0,008258	587,6391	1	0,559615	0,018652	0,000486	3,2	82,8	0,991	0,125	0,055	-0,991	-0,134	-0,029	31. Mai.	8	06:33	06:47		10	1		. 1			d.	0.000	ye .		1	
2023-04-08 07:08:00	0,009791	589,6702	1	0,547997	0,018328	0,020246	3,3	83	0,991	0,121	0,058	-0,991	-0,132	-0,025	1. Jun.	6	06:33	06:41		a din		1.1.11	ladli.	null r	Har	tallla:	11.111.1	. III	H.	Her	
2023-04-08 07:09:00	0,008517	591,6976	1	0,536616	0,018009	0,007644	3,5	83,2	0,991	0,118	0,06	-0,991	-0,131	-0,021	2. Jun.	7	06:33	06:42		5		Ш			Ш	1111111			т		
2023-04-08 07:10:00	0,007888	593,7213	1	0,525469	0,017695	0,001244	3,6	83,4	0,991	0,114	0,063	-0,991	-0,13	-0,016	3. Jun.	7	06:33	06:42												dillihi.	
2023-04-08 07:11:00	0,009859	595,7412	1	0,514549	0,017386	0,026147	3,7	83,6	0,992	0,111	0,065	-0,992	-0,128	-0,012	4. Jun.	5	06:32	06:40		0 1	***************************************	ши	шини	шини	щии	щии	,,,,,,,,,,,		шини	44444	L
2023-04-08 07:12:00	0,008363	597,7574	1	0,503852	0,017082	0,011292	3,9	83,8	0,992	0,107	0,068	-0,992	-0,127	-0,008	5. Jun.	8	06:33	06:47		Apr. Mai.	20.	un.	O. Jun.	in.	4. Jun.	1. Jul.	8. Jul. 8	22. Jul.	29. Jul.	lug.	
2023-04-08 07:13:00	0,008334	599,7697	1	0,493375	0,016784	0,012776	4	84	0,992	0,104	0,07	-0,992	-0,125	-0,004	6. Jun.	6	06:33	06:41		6.8		6	10.	17. Jun	24.	ri .	8 5	22	29.	10	
	0,009199		1	0,569669	0,018933	0,010497	3,2	82,2	0,989	0,136	0,056	-0,989	-0,143	-0,035	7. Jun.	6	06:33	06:42				_		.43					0.00		_
2023-04-09 07:05:00	0,008826	588,0075	1	0,55786	0,018605	0,00797	3,3	82,4	0,989	0,132	0,058	-0,989	-0,141	-0,031	8. Jun.	6	06:33	06:42													
	0,009614		1	0,546292			3,5	82,6	0,99	0,129	0,061	-0,99	-0,14	-0,027	9. Jun.	9	06:32	06:45													
2023-04-09 07:07:00	0,008862		1	0,534959			3,6		0,99	0,125	0,063	-0,99	-0,139	-0,022	10. Jun.	8	06:32	06:45													
	0,010642		2	0,523857		*Chrome von der eine	3,8	83	0,99	0,122	0,066	-0,99	-0,137	-0,018	11. Jun.	8	06:33	06:47													
	0,009492		1	0,512982			3,9	110000	0,991	0,118	0,068	-0,991	-0,136	-0,014	12. Jun.	7	06:33	06:47													
	0,008972		1	0,491894		a facility of the property of	4,2	83,6	0,991	0,111	0,073	-0,991	-0,133	-0,006	13. Jun.	6	06:33	06:41													
	0,008533	STATE STATE OF THE STATE OF	1	0,544644			3,6		0,989	0,136	0,064	-0,989	-0,148	-0,029	14. Jun.	6	06:33	06:42													
	0,009064		1	0,522302			3,9	82,6	0,989	0,129	0,069	-0,989	-0,145	-0,02	15. Jun.	6	06:33	06:42													
2023-04-10 07:09:00	0,010764	600,3663	2	0,500861	0,017055	0,036294	4,2	83	0,99	0,122	right 0,074		-0,142	4.190,012	16. Jun.	SmbH 6 opy, tr	06:34	06:42	noctice prohibited												

	Comeal	DNI	V. 2	Reflectivity		Subtended	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	25 110 120		Reflected Se	(Anzahl				Minute	n Minuten im
			Hazard #		Irradiance	Glare Angle	Altitude	Azimuth	-	Position	-	Sun Vector	Sun Vector S	Sun Vector L	Tag	Minuten	Anfang		Zeitraum Start	Zeitraum Ende pro Tag	Zeitraum Erste Zeit Letzte Zeit Messpunkt OP 7
2023-03-12 07:54:00	0,007042	541,7293	1	0,481076	0,014781	0,008423	0,1	97	0,993	-0,122	0,001	-0,993	0,098	0,073	16. Apr.	2	07:21	07:22	18. April	24. August	16 1885 06:48 07:24
2023-03-13 07:52:00	0,008319	542,3856	1	0,489381	0,015055	0,023611	0,1	96,4	0,994	-0,111	0,002	-0,994	0,089	0,067	17. Apr.	3	07:19	07:21			
2023-03-13 07:53:00	0,007484		1	0,479186		in-this contract of the	0,3		0,993	-0,115	0,005	-0,993	0,09	0,071	18. Apr.	5	07:17	07:21			Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 7:
2023-03-14 07:48:00	0,009408	540,5832	1	0,508442	0,015589		0	95,5	0,995	-0,096	0	-0,995	0,078	0,057	19. Apr.	7	07:15	07:21			1885 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
2023-03-14 07:49:00	0,009123		1	0,497836			0,1	95,7	0,995	-0,1	0,003	-0,995	0,079	0,061	20. Apr.	8	07:12	07:19			1261 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
2023-03-14 07:50:00	0,008628		1	0,487454			0,3	95,9	0,995	-0,103	0,005	-0,995	0,081	0,065	21. Apr.	10	07:10	07:19			624 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
2023-03-14 07:51:00			1	0,477291			0,4	3350	0,994	-0,107	0,008	-0,994	0,082	0,069	22. Apr.	11	07:08	07:18			16 Minuten pro Tag (Max)
2023-03-14 07:52:00			1	0,467342		Andrew Trees and the second	0,6		0,994	-0,11	0,01	-0,994	0,083	0,073	23. Apr.	13	07:06	07:18			
2023-03-15 07:46:00	0,009689			0,517243			0	94,9	0,996	-0,085	0,001	-0,996	0,069	0,051	24. Apr.	14	07:04	07:17			Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3292 Einträgen /-545):
2023-03-15 07:47:00	0,009532		2	0,506443			0,2	95,1	0,996	-0,089	0,003	-0,996	0,07	0,055	25. Apr.	15	07:02	07:16			1.: Zeitraum ab 05:45 Uhr bis Sonnenuntergang
2023-03-15 07:48:00	0,009292	and the second second second	1	0,495871			0,3	0000	0,996	-0,092	0,006	-0,996	0,071	0,059	26. Apr.	15	07:01	07:15			2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8" (Standard: min. 10")
2023-03-15 07:49:00	0,008893	and the second	1	0,485523			0,5		0,995	-0,096	0,008	-0,995	0,073	0,063	27. Apr.	15	07:01	07:15			Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2023-03-15 07:50:00		THE RESERVE THE PERSON NAMED IN	1	0,475392			0,6	95,7	0,995	-0,099	0,011	-0,995	0,074	0,067	28. Apr.	15	07:00	07:14			
			1	0,465475			0,8	2000	0,995	-0,103	0,013	-0,995	0,075	0,071	29. Apr.	15	07:00	07:14			
2023-03-16 07:44:00	0,00988			0,526201			0,1		0,997	-0,074	0,001	-0,997	0,059	0,045	30. Apr.	14	07:00	07:13			Potentielle Reflexionen
2023-03-16 07:45:00	0,009786	- 1373 F3 55 55 55 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		0,515205			0,2	94,5	0,997	-0,078	0,004	-0,997	0,061	0,049	1. Mai.	15	06:58	07:12			Max. Minuten pro Tag
2023-03-16 07:46:00	0,009645			0,504442			0,4	533733	0,997	-0,081	0,006	-0,997	0,062	0,053	2. Mai.	15	06:58	07:12		30 T	Wax. Willaten pro Tag
2023-03-16 07:47:00	0,009436		2	0,493905			0,5		0,996	-0,085	0,009	-0,996	0,063	0,057	3. Mai.	15	06:57	07:11		0.00	
2023-03-16 07:48:00	0,009111		1		0,01513	and the state of the state of	0,7	95,1	0,996	-0,088	0,011	-0,996	0,065	0,061	4. Mai.	15	06:57	07:11		25	
2023-03-16 07:49:00	0,00856		1	0,473492			0,8	95,3	0,996	-0,092	0,014	-0,996	0,066	0,065	5. Mai.	15	06:56	07:10		20	
2023-03-16 07:50:00	0,00775		1	0,463608			0,9	0.07577	0,995	-0,095	0,017	-0,995	0,067	0,069	6. Mai.	15	06:56	07:10		20	
2023-03-16 07:51:00	0,006635		1	0,453932			1,1	95,7	0,995	-0,099	0,019	-0,995	0,069	0,074	7. Mai.	15	06:55	07:09		20	
2023-03-17 07:42:00	0,010008			0,535319	and the same of the same of the	and the second second second	0,1	93,6	0,998	-0,063	0,002	-0,998	0,05	0,039	8. Mai.	15	06:55	07:09			
2023-03-17 07:43:00	0,009967			0,524125			0,3	93,8	0,998	-0,067	0,004	-0,998	0,051	0,043	9. Mai.	15	06:55	07:09		15	
2023-03-17 07:44:00				0,513167			0,4	94	0,998	-0,07	0,007	-0,998	0,053	0,047	10. Mai.	15	06:54	07:08		7	
2023-03-17 07:45:00						0,034959	0,5	94,2	0,997	-0,074	0,01	-0,997	0,054	0,051	11. Mai.	15	06:54	07:08		10	
2023-03-17 07:46:00	0,009562			0,491938			0,7	94,4	0,997	-0,077	0,012	-0,997	0,055	0,055	12. Mai.	15	06:53	07:07			
2023-03-17 07:47:00		554,6571	200	0,481658			0,8	94,6	0,997	-0,081	0,015	-0,997	0,057	0,059	13. Mai.	15	06:53	07:07		5	
2023-03-17 07:48:00		557,0459	1	0,471594		0,030497	1	94,8	0,996	-0,084	0,017	-0,996	0,058	0,063	14. Mai.	15	06:53	07:07	_		
2023-03-17 07:49:00	0,008126	559,43	1	0,461743		Carlotte Car	1,1	95	0,996	-0,088	0,02	-0,996	0,059	0,068	15. Mai.	15	06:52	07:06		0	
2023-03-17 07:50:00	0,007169	and the second of the second	1	0.000	0,014406	Control of the Control of the	1,3	95,2	0,996	-0,091	0,022	-0,996	0,061	0,072	16. Mai.	15	06:52	07:06		2 2 2	
2023-03-18 07:38:00			1			0,023833	0	92,8	0,999	-0,048	0	-0,999	0,039	0,028	17. Mai.	15	06:52	07:06		Apr	7. Mai. 144. 28. 28. 28. 3. 28. 4. Jun. 11. Jun. 2. Jul. 25. Jul. 16. Jul. 16. Jul. 16. Jul. 16. Jul. 16. Jul. 13. 23. Jul. 13. 23. 23. 25. 20. 25. 27. 27. 27. 27. 27. 27. 27. 27. 27. 27
2023-03-18 07:39:00			1		0,016783		0,1	93	0,999	-0,052	0,003	-0,999	0,04	0,033	18. Mai.	15	06:51	07:05		16.	7. 23. 23. 23. 25. 25. 6. 6. 6.
2023-03-18 07:40:00	0,010085			0,533205			0,3	93,2	0,998	-0,055	0,005	-0,998	0,042	0,037	19. Mai.	15	06:51	07:05			
2023-03-18 07:41:00			2		0,016229		0,4	1000	0,998	-0,059	0,008	-0,998	0,043	0,041	20. Mai.	15	06:51	07:05			
2023-03-18 07:42:00	0,009967			0,511129			0,6	227.29	0,998	-0,062	0,01	-0,998	0,045	0,045	21. Mai.	15	06:50	07:04			
2023-03-18 07:43:00	0,009843			0,500439			0,7	93,8	0,998	-0,066	0,013	-0,998	0,046	0,049	22. Mai.	15	06:50	07:04			
2023-03-18 07:44:00							0,9	94	0,997	-0,07	0,015	-0,997	0,047	0,053	23. Mai.	15	06:50	07:04			
			2	0,47973			1 2	94,2	0,997	-0,073	0,018	-0,997	0,049	0,057	24. Mai.	16	06:49	07:04			
2023-03-18 07:46:00		559,964	1	0,469701		NO. OF THE OWNER, WHEN	1,2	94,4	0,997	-0,077	0,02	-0,997	0,05	0,061	25. Mai.	15	06:49	07:03			
2023-03-18 07:47:00	0,008471		1	0,459883		The STATE OF COMMERCE OF	1,3	0.000	0,997	-0,08	0,023	-0,997	0,051	0,066	26. Mai.	15	06:49	07:03 07:03			
2023-03-18 07:48:00			1	0,450273			1,5	94,8	0,996	-0,084	0,025	-0,996	0,053	0,07	27. Mai.	16	06:48				
2023-03-18 07:49:00	0,006371		1	0,440865			1,6	3.04	0,996	-0,087	0,028	-0,996 -0,999	0,054	0,074	28. Mai.	15	06:48	07:02 07:02			
2023-03-19 07:36:00			1	0,565893			0	92,1	0,999	-0,037	0,001		0,03		29. Mai.	15	06:48	market and market			
2023-03-19 07:37:00		710000000000000000000000000000000000000	1	0,554045			0,2	92,3	0,999	-0,041	0,003	-0,999	0,031	0,026	30. Mai.	15	06:49	07:03 07:03			
2023-03-19 07:38:00				0,542447			0,3		0,999	-0,044	0,006	-0,999	0,032	0,031	31. Mai.	15	06:49	07:03			
2023-03-19 07:39:00						WHITE DOUBLES CONTROL	0,5	92,7	0,999	-0,048	0,008	-0,999	0,034	0,035	1. Jun.	16	06:48	07:03			
2023-03-19 07:40:00 2023-03-19 07:41:00				0,519978			0,6	92,9	0,999	-0,051	0,011	-0,999 -0,998	0,035	0,039	2. Jun.	15	06:48	07:02			
2023-03-19 07:41:00	0,010049	333,4973	Z	0,509096	0,013982	0,033333	0,8	93,1	0,998	-0,055	0,013	n Da U,338	0,036	4.192 U,U43) eko	3. Jun.	SmbH 15 py, tr	06:48	07:02	noctice prohibited		

	Corneal Irradiance	DNI (W/m^2)	Ocular Hazard#	Reflectivity		Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sec. 110 198		Reflected Se	1	Anzahl				Minuten	Minuten im
			nazaru w	0.574470			Autoue		rusiduii					Sun Vector L	Tag	Minuten	Anfang			Zeitraum Ende pro Tag	Zeitraum Erste Zeit Letzte Zeit Messpunkt OP 6
2023-03-22 07:31:00			1	0,571178			0,4	90,6	1	-0,011	0,008	-1		0,012	23. Apr.	1	07:06	07:06	26. April	17. August	8 1864 06:35 07:11
		551,481	1	0,568925			0,6		1	-0,003	0,011	-1	-0,004	0,01	24. Apr.	3	07:04	07:06			
2023-03-24 07:28:00		552,1398	1	0,566686			0,8	89,7	1	0,005	0,014	-1		0,009	25. Apr.	4	07:01	07:04			Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 6:
	0,009896		1	0,554815		Programme and the second	0,9	89,9	1	0,001	0,017	-1	-0,011	0,013	26. Apr.	6	06:59	07:04			1864 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
2023-03-25 07:26:00	0,009777		1	0,576541			0,8	89,1	1	0,016	0,015		-0,021	0,002	27. Apr.	8	06:57	07:04			1299 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
2023-03-25 07:27:00		555,0699	1	0,564465				89,3	1	0,012	0,017	-1	-0,02	0,007	28. Apr.	9	06:55	07:03			565 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
			1	0,552641			1,1	89,5	1	0,009	0,02	-1	-0,019	0,011	29. Apr.	11	06:53	07:03			18 Minuten pro Tag (Max)
	0,009852	and the second second	1	Samples of the Particular Control of the	0,018101	Party Service Control of the Service Control	1	88,7	1	0,024	0,018	-1	-0,029	0,001	30. Apr.	11	06:52	07:02			
	0,009967	and the second second second	1	0,562263		Participation (Included	1,2	88,9	1	0,02	0,02	-1	-0,028	0,005	1. Mai.	13	06:49	07:01			Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3125 Einträgen /-621):
			1	0,550487			1,3	89,1	1	0,016	0,023	-1		0,009	2. Mai.	15	06:47	07:01 07:00			1.: Zeitraum ab 05:45 Uhr bis Sonnenuntergang
2023-03-26 07:28:00			1	0,538957			1,5	0.50	1	0,013	0,025	-1	-0,025	0,013	3. Mai.	16	06:45				2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8" (Standard: min. 10")
	0,009922		1	0,572061			1,2	110701	0,999	0,031	0,021	-	-0,038	-0,001	4. Mai.	17	06:44	07:00 06:59	_		Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)
2023-03-27 07:24:00			1	0,560084		the state of the state of the	1,3	88,4	0,999	0,028	0,023	-0,999	-0,036	0,003	5. Mai.	16	06:44				
2023-03-27 07:25:00			1	0,548356			1,5	17.65 28	0,999	0,024	0,026		-0,035	0,007	6. Mai.	17	06:43	06:59			
2023-03-27 07:26:00			1	0,536874			1,6	300000	0,999	0,021	0,029	-0,999	-0,033	0,011	7. Mai.	17	06:43	06:59			Potentielle Reflexionen
			1	0,569857			1,4		0,999	0,039	0,024		-0,046 -0,044	-0,003 0,001	8. Mai.	17	06:42	06:58 06:58			Max. Minuten pro Tag
					0,017835		1,5						-0,044	550000	9. Mai.		06:42			30	
			1	0,546251			1,/	88,2	0,999	0,032	0,029		-0,043	0,005	10. Mai.	16 17	06:42	06:57 06:57			
2023-03-28 07:25:00	0,010156	The Land Control of the	1	0,534815 0,523618			1,8	88,4 88,6	0,999	0,028	0,032		-0,041	0,009	11. Mai. 12. Mai.	17	06:41 06:41	06:57		25	
			- 1				1.0	20750	0,999	9900000	0,034	-0,999		100000000000000000000000000000000000000		17	06:41	06:56			
			1	0,555803		0,023748	1,0	87,3 87.5	0,999	0,046	0,027		-0,054 -0,052	-0,005 -0.001	13. Mai. 14. Mai.	17	06:40	06:55		20	
2023-03-29 07:22:00			1	0,533803			1,/	87,7	0,999	0,043	0,032		-0,052	0,003	15. Mai.	17	06:39	06:55		20	1 1 W 100 1000 1000 W 1 1 1 1 1 1
2023-03-29 07:24:00		CONTRACTOR OF THE PARTY OF THE	1	0,532785			1,5	87,9	0,999	0,036	0,032		-0,049	0,003	16. Mai.	17	06:38	06:54		ar dellidi	manandadadlallandlillandlillandliladadlaladadaanaa,
2023-03-29 07:25:00		THE OWNER OF THE OWNER.	2	0,521634			21	88,2	0,999	0,032	0,033	-0,999	-0,049	0,007	17. Mai.	17	06:39	06:55		15	
2023-03-30 07:19:00			1	0,565534			1.7	86,9	0,998	0,052	0,037		-0,048	-0,007	18. Mai.	17	06:39	06:55			
2023-03-30 07:20:00			1	0,553707		The state of the s	1.0	87,1	0,998	0,05	0,033		-0,06	-0,003	19. Mai.	17	06:38	06:54		10	
2023-03-30 07:21:00			1	0,542126			2,5	87,3	0,998	0,047	0,035		-0,059	0,001	20. Mai.	17	06:38	06:54		7	
			2	0,530785			2.2	87,5	0,998	0,043	0,038		-0,057	0,005	21. Mai.	17	06:38	06:54		5	
				0,51968			2,3	0.000	0,998	0,04	0,041	-0,998	-0,056	0,009	22. Mai.	17	06:37	06:53			
2023-03-30 07:24:00				0,508806			2,5	2007.10	0,998	0,036	0,043		-0,055	0,014	23. Mai.	17	06:37	06:53		0 1111111111111111111111111111111111111	
2023-03-31 07:17:00			1	0,575447			1.8	86,3	0,997	0,065	0,031	-0,997	-0,071	-0,013	24. Mai.	17	06:37	06:53		ai. or.	21 - 22 - 28 - 28 - 28 - 28 - 28 - 28 -
2023-03-31 07:18:00			1	0,563421			1,9	10000	0,998	0,062	0,033		-0,069	-0,009	25. Mai.	18	06:36	06:53		. Apr	21. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2.
			1	0,551644		and the state of t	2.1	86,7	0,998	0,058	0,036		-0,068	-0,005	26. Mai.	17	06:36	06:52		30.	4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4
			1	0,540112			2,2	86,9	0,998	0,055	0,039		-0,067	-0,001	27. Mai.	17	06:36	06:52			
2023-03-31 07:21:00		576,0457	2	0,528819			2,4	7,00	0,998	0,051	0,041	-0,998	-0,065	0,003	28. Mai.	17	06:36	06:52			
	0.010284			0,51776			2.5	87,3	0,998	0,047	0,044	-	-0,064	0,007	29. Mai.	18	06:35	06:52			
2023-03-31 07:23:00				0,506931			2.6	87,5	0,998	0,044	0,046	100	-0,063	0,012	30. Mai.	17	06:36	06:52			
2023-04-01 07:16:00			1	0,573317			2	85,8	0,997	0,073	0,034	-0,997	-0,079	-0,015	31. Mai.	17	06:36	06:52			
2023-04-01 07:17:00		Children Continues and	1	0,561343		25	2.1	86	0,997	0,069	0,037	-0,997	-0,077	-0,011	1. Jun.	17	06:36	06:52			
			1	0,549616			2,2	86,2	0,997	0,066	0,039		-0,076	-0,007	2. Jun.	18	06:35	06:52			
2023-04-01 07:19:00			1	0,538133			2,4		0,997	0,062	0,042		-0,075	-0,003	3. Jun.	18	06:35	06:52			
	0,010343		2	0,526887			2,5	7107018	0,997	0,059	0,044		-0,073	0,001	4. Jun.	18	06:35	06:52			
				0,515875		Participation of the second	2,7	86,8	0,997	0,055	0,047	-0,997	-0,072	0,005	5. Jun.	17	06:35	06:51			
2023-04-01 07:22:00	0,010288	582,9402	2		0,0167		2,8	87	0,997	0,051	0,049		-0,071	0,01	6. Jun.	17	06:36	06:52			
			2			0,035147	3	87,2	0,998	0,048	0,052	-0,998	-0,069	0,014	7. Jun.	18	06:35	06:52			
	0,010097		1	0,571225			2.1	85,4	0,996	0,08	0,037	-0,996	-0,087	-0,017	8. Jun.	18	06:35	06:52			
2023-04-02 07:15:00	0,01022	-010 A -010 Trop to 2 Date	1	0,559303		0,025358	2,3	85,6	0,996	0,077	0,04	-0,996	-0,085	-0,013	9. Jun.	18	06:35	06:52			
2023-04-02 07:16:00		and the second s	1	0,547627			2,4		0,996	0,073	0,042		-0,084	-0,009	10. Jun.	SmbH 18 py, tr	06:35	06:52	en noctice prohibited		
			-						-9	4 / (*)									77		