

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Roschau

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Roschau in der Oberpfalz (Bayern)**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, NEW27 südwestlich.....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, NEW27 westlich	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich.....	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich.....	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	20
6	Schlussbemerkung	20
7	Anhang	21 - 31

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Roschau

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Roschau“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen 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“ (seit 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. Licht-Leitlinie¹, 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 Licht-Leitlinie 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 „Roschau“ 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 potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet östlich von Roschau in der Oberpfalz (Bayern), ca. 1,6 km südwestlich von Neustadt a.d. Waldnaab. Südwestlich der Flächen verläuft die Kreisstraße 27 (NEW27). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche östlich von Roschau in der Oberpfalz (Bayern). Die Flächen sind leicht abfallend nach Norden bzw. Süden
Koordinaten (Mitte)	49.720°N, 12.194°O 484 m ü.N.N.
Abstand zur NEW27	ca. 490 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 250 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

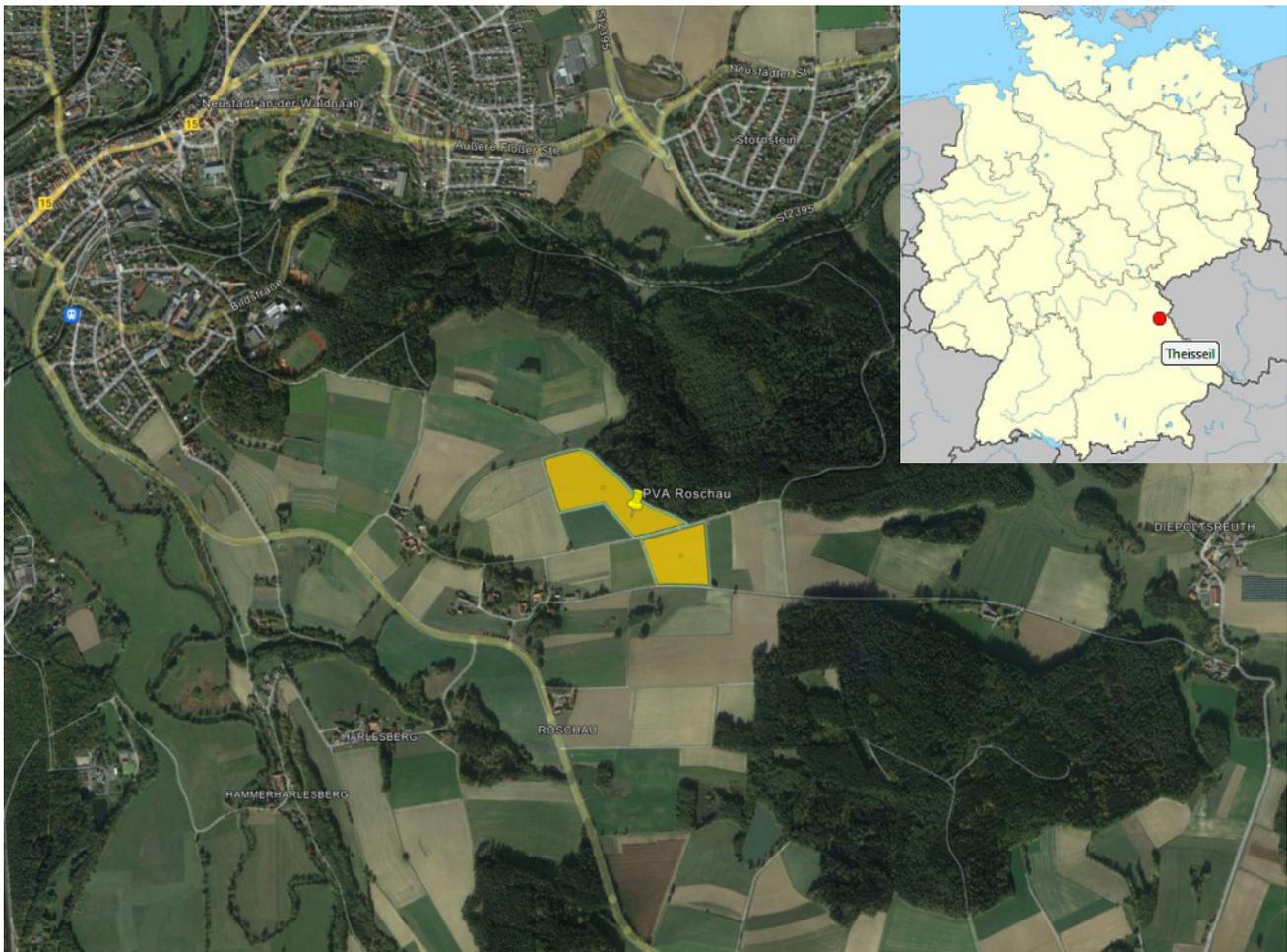


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und ggf. Partnern) erfolgt im Rahmen der vereinbarten/geltenden Nutzungsbedingungen und dient lediglich zur Verdeutlichung von textlich dargestellten Inhalten. Eine kommerzielle Nutzung ist nicht beabsichtigt.

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV Anlage



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage und umliegende Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die westlich gelegenen Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden, aufgrund der Entfernung sind diese allerdings nicht relevant. Der Standort wird dennoch zu Kontrollzwecken analysiert. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.



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

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

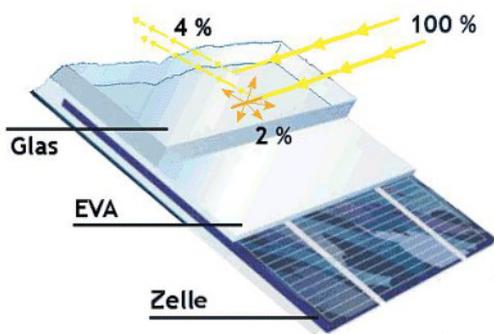


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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-gegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

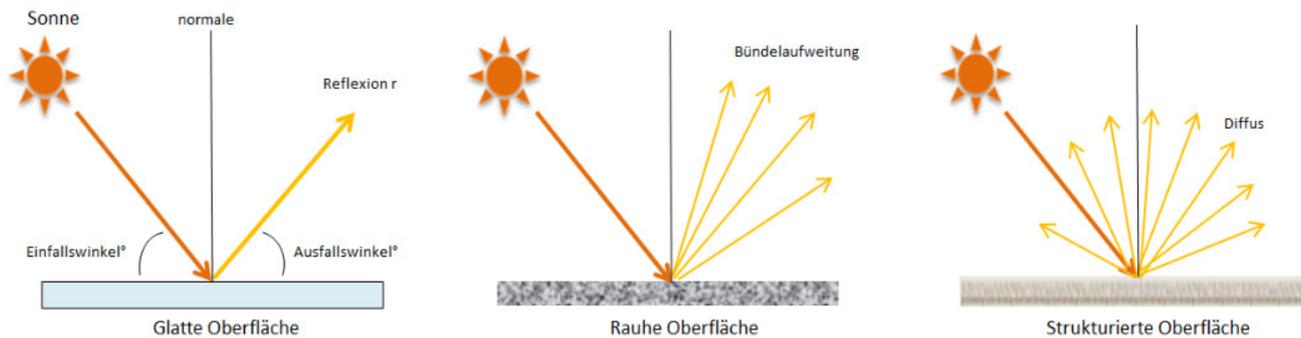


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

MECHANICAL DATA

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

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

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

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

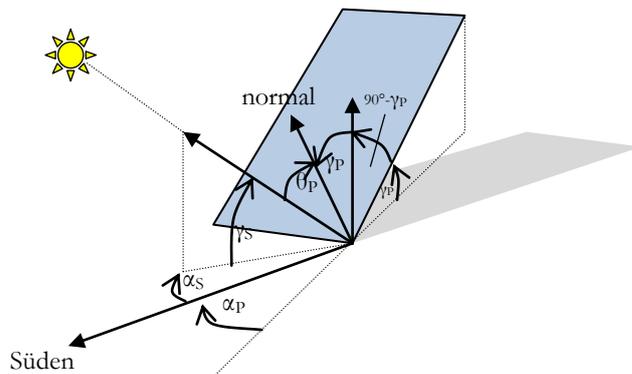


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 Konstruktion der Modulinstallation.

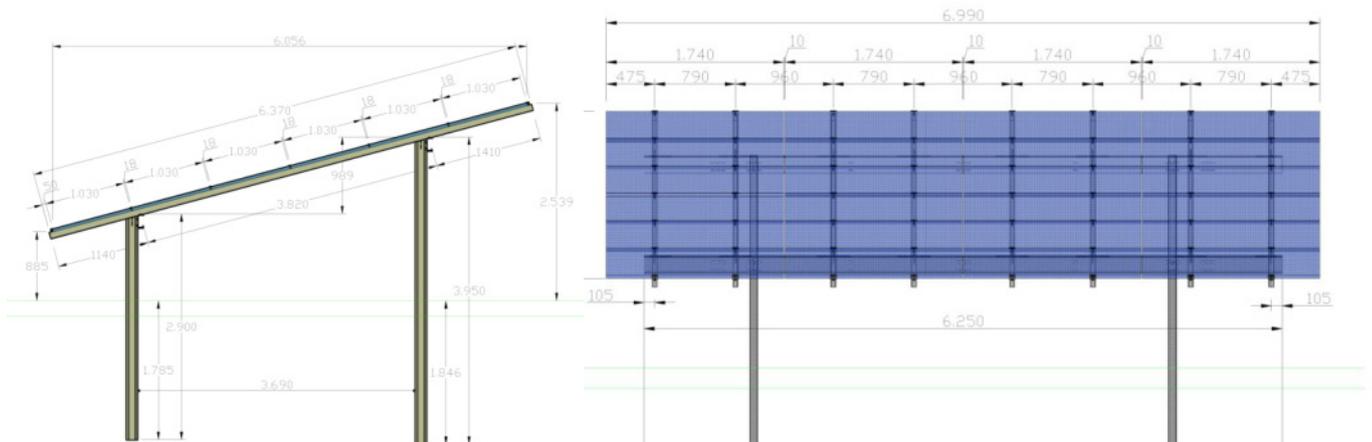


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,8 m, max. 3,20 m (leichte Abweichungen möglich)
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte ⁷ (siehe Skizze 3.5.1)
Sichtwinkel Fahrzeugführer ⁸	Fahrtrichtung +/- 20°, ca. 100 m Sichtweite
Höhe Messpunkte	2,0 m über Boden (Sitzhöhe PKW/LKW gemittelt ⁹)

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

⁸ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

⁹ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

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. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Roschau wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte auf der Kreisstraße 27 (NEW27) sowie 2 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang. 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 untersuchten Messpunkte:



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹⁰ 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 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. 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."

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.

¹⁰ Licht-Leitlinie "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. TMY¹¹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung¹² 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 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.

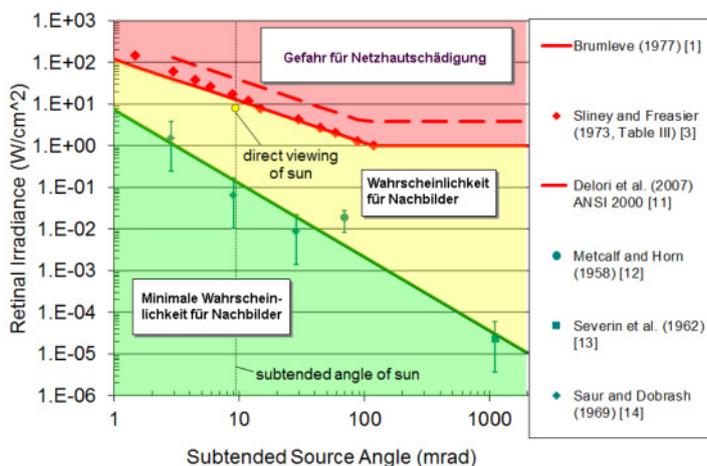


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹¹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹² 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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Roschau wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 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 Licht-Leitlinie 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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 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/Hinweisen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2
P1 Kreisstraße NEW27 südwestlich	-	-
P2 Kreisstraße NEW27 westlich	-	-
P3 Gebäude südwestlich	-	1383 ^{EG}
P4 Gebäude westlich	1463 ^{EG}	-

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Hinweis:

Die Simulation wurde zusätzlich in einer Variante mit 15° Modulneigung durchgeführt und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die geplante PV Anlage mit 15° oder auch 20° Modulneigung realisiert werden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf die Variante mit 20° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, NEW27 südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Kreisstraße 27 (NEW27) südwestlich der PV Anlage sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV Anlage kann daher ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, NEW27 westlich

Auch am Messpunkt P2 auf der NEW27 westlich der PV Anlage sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Aufgrund der Einfallswinkel der Reflexionen aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle wären Reflexionen zu vernachlässigen. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht im Verlauf der NEW27 allerdings ohnehin kein direkter Sichtkontakt zu den PV Flächen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage kann daher ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P2.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Die Flächen der PV Anlage sind im Verlauf der Kreisstraße 27 nicht einsehbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Gebäude südwestlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude an der Adresse Roschau 8 südwestlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Diese können zwischen dem 29. April und dem 13. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:40 - 06:03 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

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

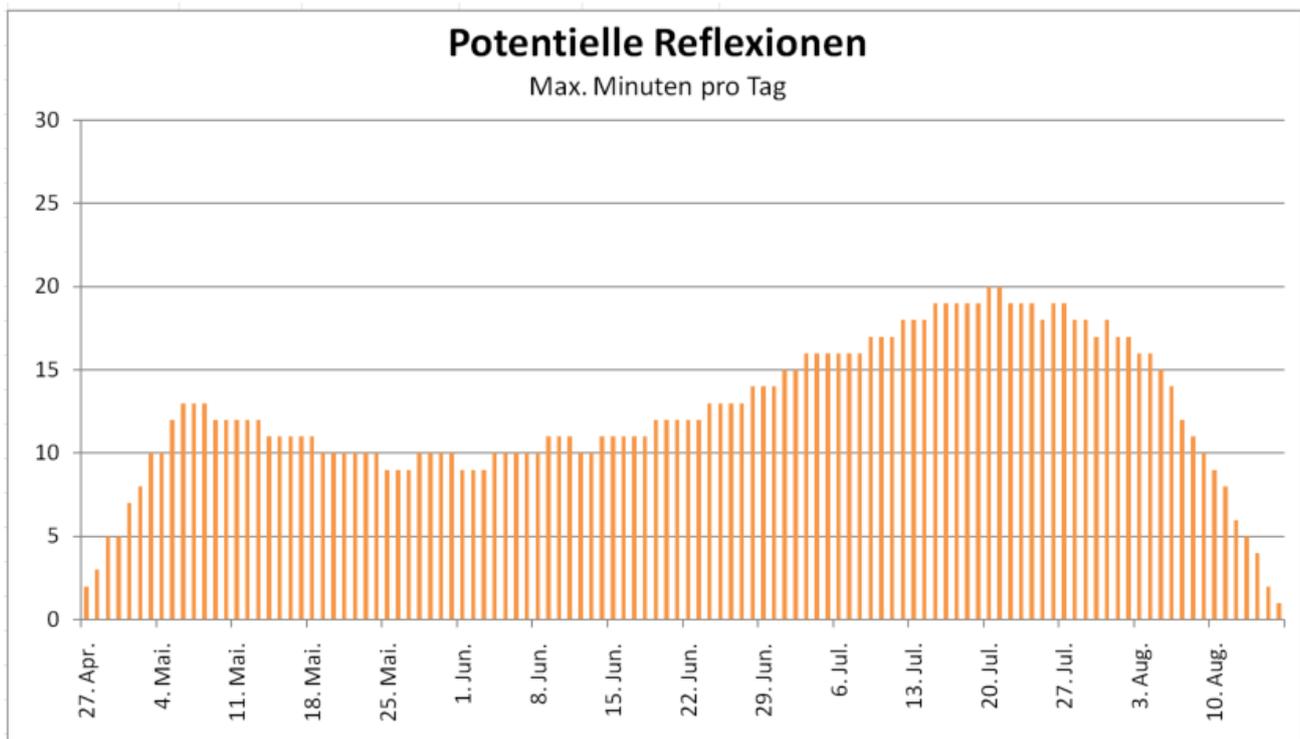


Bild 4.3.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung von über 300 m zur Immissionsquelle (PV Feld 2) sind potentielle Reflexionen zu relativieren, da sich mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen, die Leuchtdichte der Moduloberflächen reduziert. Die PV Anlage wäre - sofern überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude westlich

Am Messpunkt P3 im Bereich der Gebäude an der Adresse Aich 4 westlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Hier können zwischen dem 29. April und dem 13. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:40 - 06:03 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. Auch am Messpunkt P4 sind potentielle Reflexionen aufgrund der zeitlichen Dauer zu vernachlässigen. Aber insbesondere aufgrund der großen Entfernung von 450 m – 680 m zur Immissionsquelle (PV Feld 1) sind potentielle Reflexionen zu relativieren. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV Anlage. Die Skizze verdeutlicht, dass die PV Fläche ca. 30 m oberhalb von Messpunkt P4 liegt und überwiegend nicht einsehbar ist.

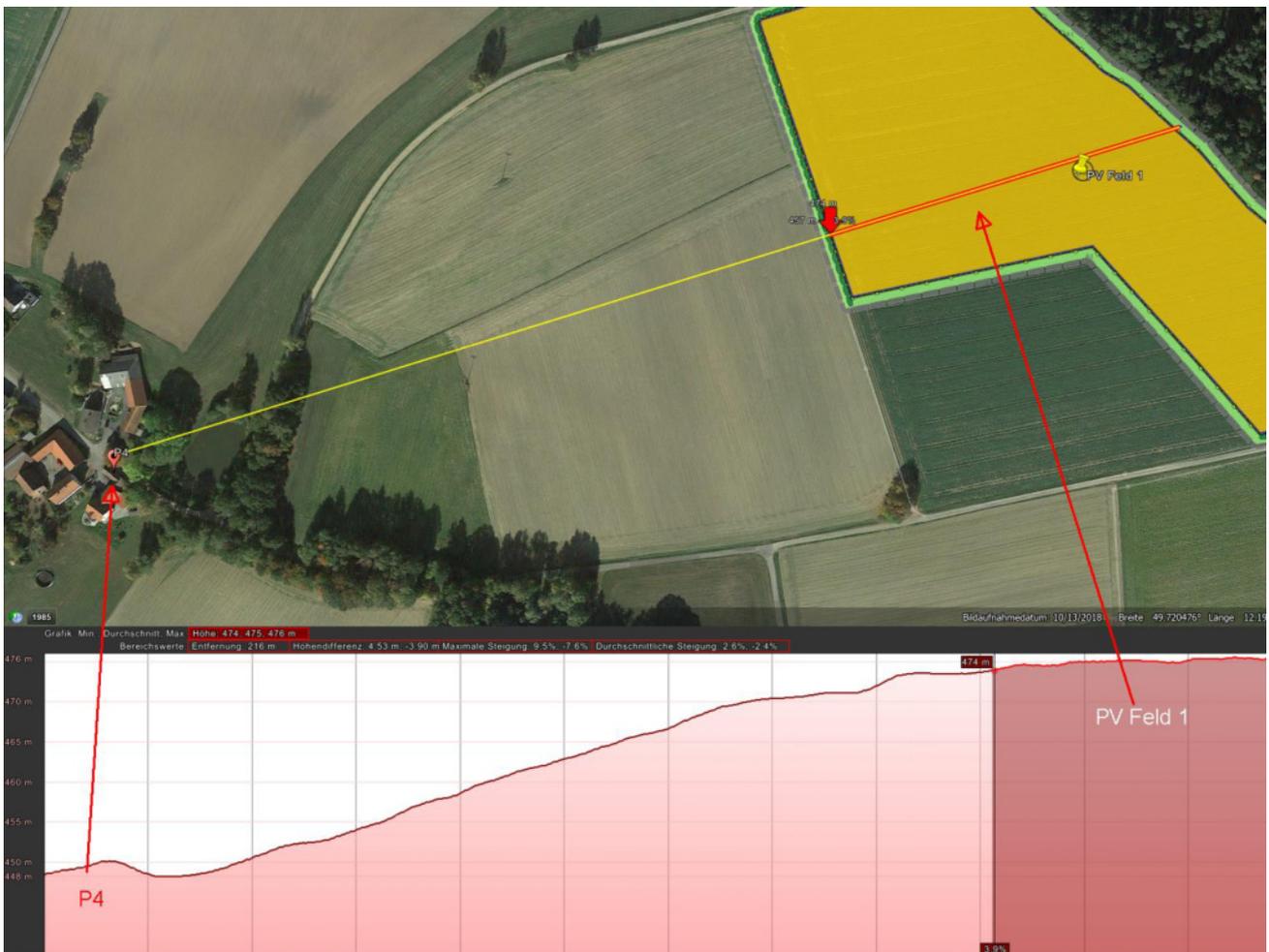


Bild 4.4.1: Höhenverlauf zwischen Messpunkt P4 und PV Feld 1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 1756 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 1: OP 4

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

- 1,168 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,756 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

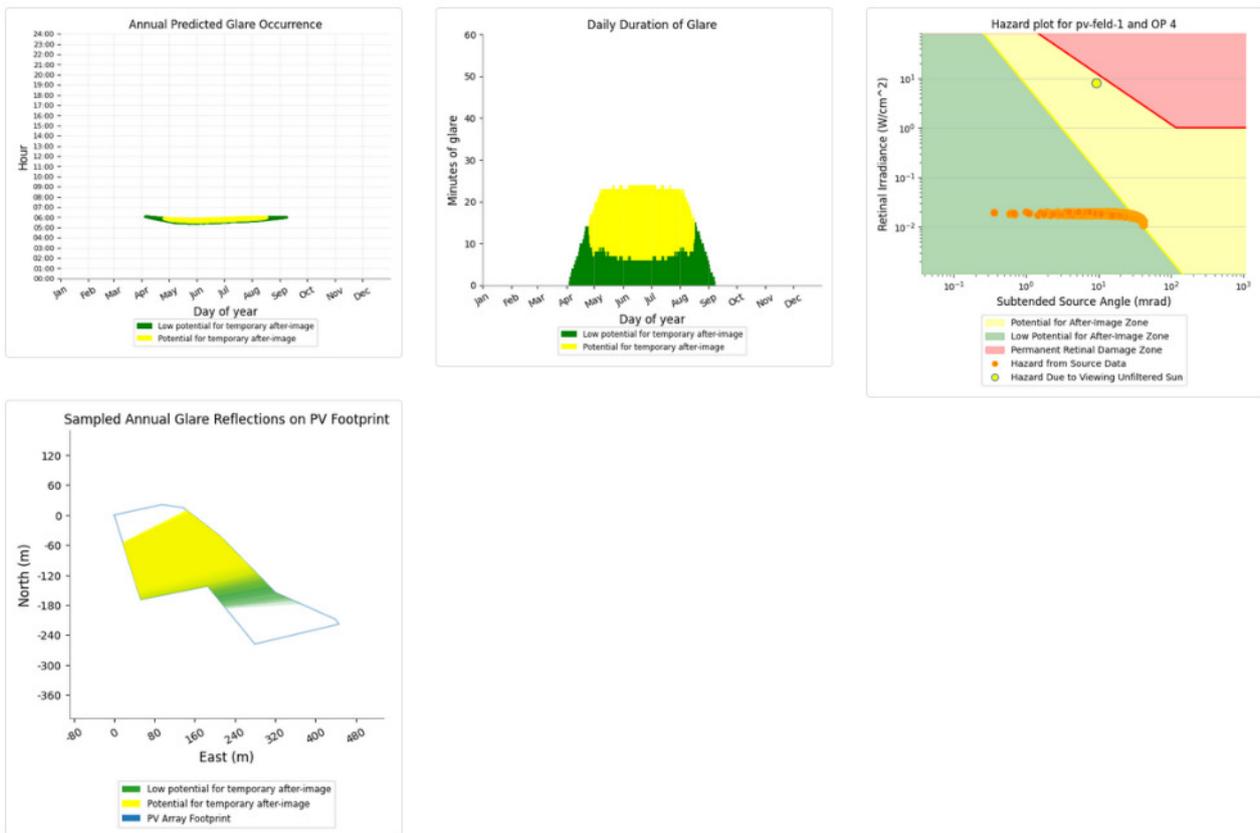


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Roschau kann als „geringfügig“ klassifiziert¹³ 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 Roschau mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen und Ausrichtung der Anlage. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Flächen zeigt im Verlauf der NEW27 keine Reflexionen. Darüber hinaus liegen die theoretisch ermittelten Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher wären potentielle Reflexionen ohnehin zu vernachlässigen. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist allerdings kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Im Bereich der südwestlich und westlich der PV Anlage gelegenen Gebäude können in bestimmten Jahreszeiten in den frühen Morgenstunden in geringem Umfang Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

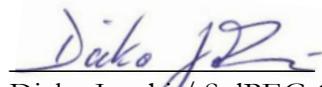
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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 11.08.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹³ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Vorhabenbezogener Bauungs- und Grünordnungsplan
'Solarpark Roschau'

Sondergebiet Photovoltaik

Planungsrechtliche Voraussetzungen:

Die Gemeinde Theisheil erlässt gemäß § 2 Abs. 1, § 9 und § 12 des Baugesetzbuches (BauGB), Art. 23 der Gemeindeordnung für den Freistaat Bayern (GO), Art. 81 Bayer. Bauordnung (BayBO), der Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (BauNVO), der Verordnung über die Ausarbeitung der Bauleitpläne und die Darstellung des Planinhalts (PlanV 90) folgende Satzung. Die o.a. Rechtsgrundlagen gelten in der jeweils zum Zeitpunkt des Satzungsbeschlusses gültigen Fassung:

A. Planzeichnung



1. Art der baulichen Nutzung

1.1 Sondergebiet Photovoltaik (§ 11 Abs. 2 BauNVO)
Auf den Grundstücken Fl.-Nr. 38 (TF) und 55 (TF), Gmkg. Roschau.
Zulässig ist die Errichtung von freistehenden (gebäudeunabhängigen) Photovoltaikmodulen sowie der Zweckbestimmung des Sondergebietes unmittelbar dienende Nebenanlagen wie technische Einrichtungen zur Erzeugung, Umwandlung, Speicherung und Abgabe von elektrischer Energie.

1.2 Entsprechend § 12 Abs. 3a BauGB sind im Rahmen der festgesetzten Nutzungen nur solche Vorhaben zulässig, zu deren Durchführung sich der Vorhabenträger im Durchführungsvertrag verpflichtet.

1.3 Rückbau
Nach Ablauf der Nutzung als Photovoltaikanlage sind die Flächen wieder einer landwirtschaftlichen Nutzung zuzuführen. Anlagen und Gebäude sind abzubauen sowie sämtliche Betonfundamente vollständig zu beseitigen und der ursprünglich vorhandene Bodenaufbau, Bodenqualität und Bodenmächtigkeiten wieder herzustellen und die überplante Fläche fachgerecht zu rekultivieren.
Als Folgenutzung gilt wieder - entsprechend dem Ausgangszustand vor dieser Sondernutzung - die planungsrechtliche Situation als landwirtschaftliche Nutzfläche.

2. Maß der baulichen Nutzung

2.1 Grundfläche
Als Grundflächenzahl wird 0,7 festgesetzt.
Maßgeblich für die Ermittlung der Grundflächenzahl ist die umzäunte Fläche. Als Grundfläche wird die Grundfläche der Gebäude sowie die senkrechte Projektion der Module auf die Geländeoberfläche gerechnet.
Die Vollversiegelung von Flächen im Sondergebiet ist auf die erforderlichen Gebäudefundamente zu beschränken. Die Grundfläche für Nebengebäude darf insgesamt maximal 150 m² betragen.
Die Modulstütze sind mit Ramm-, Bohr- oder Schraubfundamenten aus Metall zu verankern. Sollten Gründungsprobleme vorliegen, können bedarfsorientierte Fundamente (Punkt- oder Streifenfundamente) eingesetzt werden.

2.2 Höhe baulicher Anlagen
Die maximal zulässige Höhe der Module einschließlich Tragekonstruktion, gemessen zwischen der Geländeoberkante und der Oberkante Module, beträgt 3,80 m.
Die maximal zulässige Höhe der Gebäude, gemessen zwischen Geländeoberkante und Oberkante Gebäude, beträgt 5,00 m.

3. Baugrenze

Die überbaubare Fläche für Photovoltaikmodule und Gebäude (Nebenanlagen) werden durch Baugrenzen im Sinne von § 23 Abs. 3 BauNVO festgesetzt

4. Gestaltung baulicher Anlagen

4.1 Dachausbildung
Für alle Gebäude werden Flach- oder Satteldächer mit maximal 30° Neigung festgesetzt. Dacheindeckungen in Metall sind nur in matter und beschichteter Ausführung zulässig. Als Farbe ist naturrot, rotbraun, grün, grau oder braun in gedeckten Nuancen zu wählen. Alternativ ist eine extensive Dachbegrünung zulässig.

4.2 Fassaden
Als Fassadenfarbe ist grün, grau oder braun in gedeckten Nuancen zulässig.

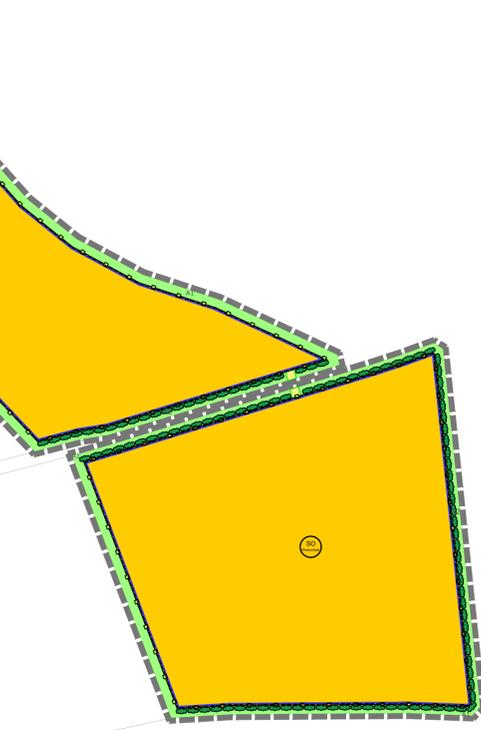
4.3 Werbeanlagen
Werbeanlagen sind bis zu einer maximalen Fläche von 3 m² an der Einfriedung im Zufahrtbereich zulässig. Fahnenmasten und elektrische Wechselwerbeanlagen sind nicht zulässig.

4.4 Überwachungseinrichtung
Die PV-Anlage darf mit optisch-elektronischen Einrichtungen überwacht werden, sofern keine Anhaltspunkte bestehen, dass schutzwürdige Interessen der Betroffenen überwiegen. Diese Einrichtungen dürfen eine maximale Höhe von 5,00 m haben.

5. Örtliche Verkehrsflächen

5.1 Die Grundstückszufahrten sind in den im zeichnerischen Teil dargestellten Flächen bis zu einer Breite von 5 m zulässig.

5.2 Einfahrtbereiche des SO-Gebiets



6. Einfriedungen

Einfriedungen sind mit Übersteigschutz zulässig. Sie dürfen eine Gesamthöhe von 2,50 m über der bestehenden natürlichen Geländeoberkante nicht überschreiten. Durchgehende Betonsockel sind unzulässig. Es sind lediglich Punktfundamente für die Zaunpfosten erlaubt. Die Durchlässigkeit für Kleintiere im Bereich von 15 cm ab dem Boden muss gewährleistet sein.

7. Boden-/Grundwasserschutz

7.1 Das natürliche Geländeniveau darf maximal um 0,50 m abgegraben oder aufgeschüttet werden. Stützmauern sind unzulässig. Aufschüttungen müssen mit inertem Material (Z-O-Material entsprechend den Vorgaben der LAGA) bzw. dem Aushubmaterial des Planungsbereichs erfolgen.

7.2 Sämtliche Bodenbefestigungen sind in sickerfähiger Ausführung herzustellen, so dass das Niederschlagsabwasser breitflächig über die belebte Bodenzone versickern kann. Für stärker befahrene Abschnitte der Sondergebietszufahrt können für Bodenbefestigungen auch Rasengittersteine oder Rasenfugenpflaster verwendet werden.

7.3 Das von den Modulen abfließende Niederschlagswasser ist breitflächig über die belebte Bodenzone zu versickern. Eine punktuelle Versickerung ist nicht zulässig.

7.4 Grundsätzlich ist der Einsatz von Düngern oder Pestiziden im gesamten Geltungsbereich unzulässig.

7.5 Bei der Reinigung der Module ist der Einsatz synthetischer Reinigungsmittel unzulässig

8. Landschaftspflege/Grünordnung

8.1 Die festgesetzte Ausgleichsfläche wird den im Rahmen des Bebauungsplanes festgesetzten Eingriffen zugeordnet. Der notwendige Ausgleich wird auf den internen Ausgleichsflächen in den Randbereichen des Geltungsbereiches erbracht.

Folgende Maßnahmen sind auf den Flächen durchzuführen:
Für alle Ausgleichsflächen gilt: der Einsatz von Düngern oder Pestiziden ist grundsätzlich unzulässig.

A1 Entwicklungsziel: Entwicklung von Extensivgrünland.

Herstellung:
Ansaat mit einer autochthonen Saatgutmischung.
Pflege von Extensivgrünland:
Der Aufwuchs ist ein- bis zweimal jährlich zu mähen und das Mahdgut abzufahren. Etwa drei Viertel der Fläche ist zweischürig zu mähen (in den ersten fünf Jahren: erster Schnitt ab 15. Juni, anschließend erster Schnitt ab 1. Juli, zweiter Schnitt ab 15. August), das verbleibende Viertel einschürig (ab 15. August). Alternativ ist auch eine extensive Beweidung mit Schafen und/oder Ziegen zulässig. Es sind zwei bis vier Weidedurchgänge durchzuführen, die Weidetiere dürfen sich nicht dauerhaft auf der Ausgleichsfläche aufhalten. Die Fläche darf nicht vollständig zum gleichen Zeitpunkt beweidet werden.



A2 Entwicklungsziel: Flächeneingrünung mit Heckenpflanzung/Einzelgehölzen.
Herstellung: Die Ränder des Geltungsbereiches sind in den als Maßnahme A3 dargestellten Bereichen mit einer Hecke aus heimischen Sträuchern zu versehen. Dabei sind autochthone Gehölze des Vorkommensgebietes 3 "Südostdeutsches Hügel- und Bergland" (Mindestqualität: v. Str., H 60-100 cm) folgender Arten zu verwenden:

Gehölzauswahlliste	
BOT-NAME	Name
Cornus sanguinea	Roter Hartriegel
Eunonymus europaeus	Pfaffenhütchen
Ligustrum vulgare	Liguster
Lonicera xylosteum	Rote Heckenkirsche
Prunus spinosa	Schlehe
Rhamnus cathartica	Kreuzdorn
Rhamnus frangula	Faulbaum
Rosa canina	Hundsrose
Rosa corymbifera	Hecken-Rose
Rosa rubignosa	Wein-Rose
Rosa villosa	Apfel-Rose
Viburnum lantana	Wolliger Schneeball
Crataegus monogyna	Eingrifflicher Weißdorn
Crataegus laevigata	Zweigrifflicher Weißdorn
Sambucus nigra	Schwarzer Holunder
Viburnum opulus	Gewöhnlicher Schneeball

Pflege: Die Pflanzungen sind fachgerecht zu pflegen und in ihrem Bestand dauerhaft zu sichern. Pflege der Hecken: In den ersten drei Jahren Heckenbereiche regelmäßig ausmähen, um ein sicheres Anwachsen der Pflanzung zu gewährleisten.
Danach ist abschnittsweises „Auf den Stock setzen“ möglich, Abstand mindestens 7 Jahre. Dabei sind Überhälter in Form von einzelnen Bäumen bzw. Sträuchern zu belassen. Schnittgut ist zu entfernen. Zeitraum für die Pflegemaßnahme: 01. Oktober - 28. Februar.

8.2 Pflege innerhalb der Freiflächenphotovoltaikanlage
Die Sondergebietsfläche ist als Grünland zu entwickeln. Die Pflege der Flächen hat bevorzugt durch eine extensive Beweidung auf wechselnden Teilflächen zu erfolgen, zum Beispiel mit Schafen. Alternativ sind Pflegemaßnahmen ein- bis zweimal jährlich durchzuführen.
Der Einsatz von Düngemitteln und Pestiziden ist ausgeschlossen.

8.3 Verwendung von Regio - Saatgut
Bei der Ansaat der Grünlandflächen und der Ausgleichsfläche ist Regio - Saatgut des Ursprungsgebietes 19 (Bayerischer und Oberpfälzer Wald) zu verwenden.

9. Immissionsschutz

9.1. Eine dauerhafte Beleuchtung der Anlage ist unzulässig. Eine Beleuchtung ist nur temporär zur Wartung bzw. Pflege der Anlage zulässig.

9.1. Solarmodule sind in ihrer Oberfläche und Ausrichtung so zu gestalten, dass Blendwirkungen an bestehender Wohnbebauung und für den Straßenverkehr ausgeschlossen sind.

10. Sonstige Planzeichen und Festsetzungen

10.1 Geltungsbereichsgrenze des Bebauungsplanes
10.2 Vorhaben- und Erschließungsplan
Entsprechend § 12 Abs. 3 BauGB wird der Vorhaben- und Erschließungsplan Bestandteil des vorhabenbezogenen Bebauungsplanes.

C. Hinweise/ nachrichtliche Übernahme

Planzeichen:
bestehende Grundstücksgrenzen

805 Flurstücksnummer

textliche Hinweise:

- Sollten im Zuge der Errichtung oder des Betriebes der Photovoltaikanlage Schäden an Flurwegen entstehen sind diese Schäden durch den Betreiber der Anlage zu beseitigen.
- Sollten bei den Bauarbeiten Anhaltspunkte für schädliche Bodenveränderungen oder eine Altlast bekannt werden, sind unverzüglich das Wasserwirtschaftsamt und das Landratsamt zu informieren.
- Es ist nicht auszuschließen, dass sich im Planungsgebiet oberirdisch nicht mehr sichtbare und daher unbekannt Bodendenkmäler befinden. Bei Erdarbeiten zu Tage kommende Metall-, Keramik- oder Knochenfunde sind umgehend dem Landratsamt oder dem Bayerischen Landesamt für Denkmalpflege zu melden. (Art. 8 DSchG)

D. Verfahrensvermerke

- Der Gemeinderat hat in der Sitzung vom 23.06.2022 gemäß § 2 Abs. 1 BauGB die Aufstellung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans beschlossen. Der Aufstellungsbeschluss wurde am 11.08.2022 ortsüblich bekannt gemacht.
- Die frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 3 Abs. 1 BauGB mit öffentlicher Darlegung und Anhörung für den Vorentwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom hat in der Zeit vom bis stattgefunden.
- Die frühzeitige Beteiligung der Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 1 BauGB für den Vorentwurf des Bebauungsplans in der Fassung vom hat in der Zeit vom bis stattgefunden.
- Zu dem Entwurf des Bebauungsplans in der vom Gemeinderat am gebilligten Fassung vom wurden die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom bis beteiligt.
- Der Entwurf des Bebauungsplans in der vom Gemeinderat am gebilligten Fassung vom wurde mit der Begründung gemäß § 3 Abs. 2 BauGB in der Zeit vom bis öffentlich ausgelegt.
- Die Gemeinde Theisheil hat mit Beschluss des Gemeinderats vom den Bebauungsplan gem. § 10 Abs. 1 BauGB in der Fassung vom als Satzung beschlossen.

Theisheil, den

1. Bürgermeister Johannes Kett

7. Ausgefertigt

Theisheil, den

1. Bürgermeister Johannes Kett

8. Der Satzungsbeschluss zu dem Bebauungsplan wurde am gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 2 BauGB ortsüblich bekannt gemacht. Der Bebauungsplan mit Begründung wird seit diesem Tag zu den üblichen Dienststunden in der Kommune zu jedermanns Einsicht bereitgehalten und über dessen Inhalt auf Verlangen Auskunft gegeben. Der Bebauungsplan ist damit in Kraft getreten. Auf die Rechtsfolgen des § 44 Abs. 3 Satz 1 und 2 sowie Abs. 4 BauGB und die §§ 214 und 215 BauGB wird hingewiesen.

Theisheil, den

1. Bürgermeister Johannes Kett

Für die Planung:
Sulzbach-Rosenberg, den

NEIDL+NEIDL Landschaftsarchitekten und Stadtplaner Partnerschaft mbB

E. Begründung

F. Umweltbericht

VORHABENBEZOGENER
BEBAUUNGS- UND GRÜNORDNUNGSPLAN

Planblatt 1/2

"Solarpark Roschau"

Gemeinde Theisheil

Naabstraße 5, 92260 Neustadt an der Waldnaab
Landkreis Neustadt an der Waldnaab



Vorentwurf: 13.04.2023
Entwurf:
Endfassung:

Planverfasser

NEIDL + NEIDL
Landschaftsarchitekten und Stadtplaner

Partnerschaft mbB
Dolesstr. 2, 92237 Sulzbach-Rosenberg
Telefon: +49(0)9661/1047-0
Mail: info@neidl.de/Homepage: neidl.de

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 580-605W

605W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

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



High power up to 605W

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



High reliability

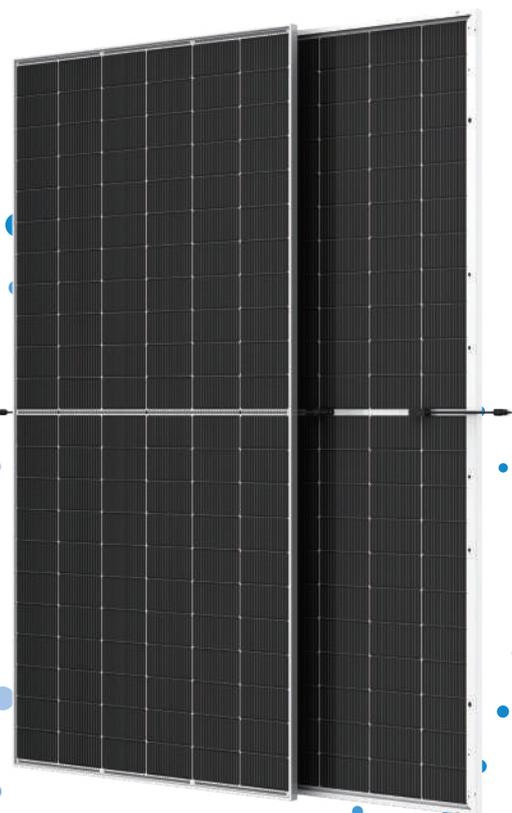
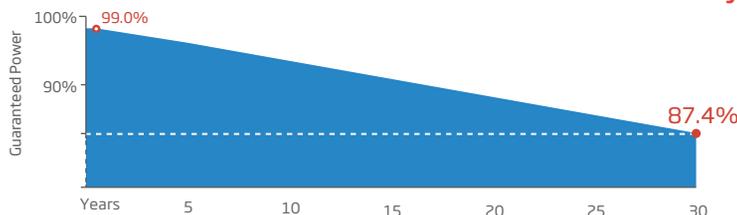
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



High energy yield

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

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



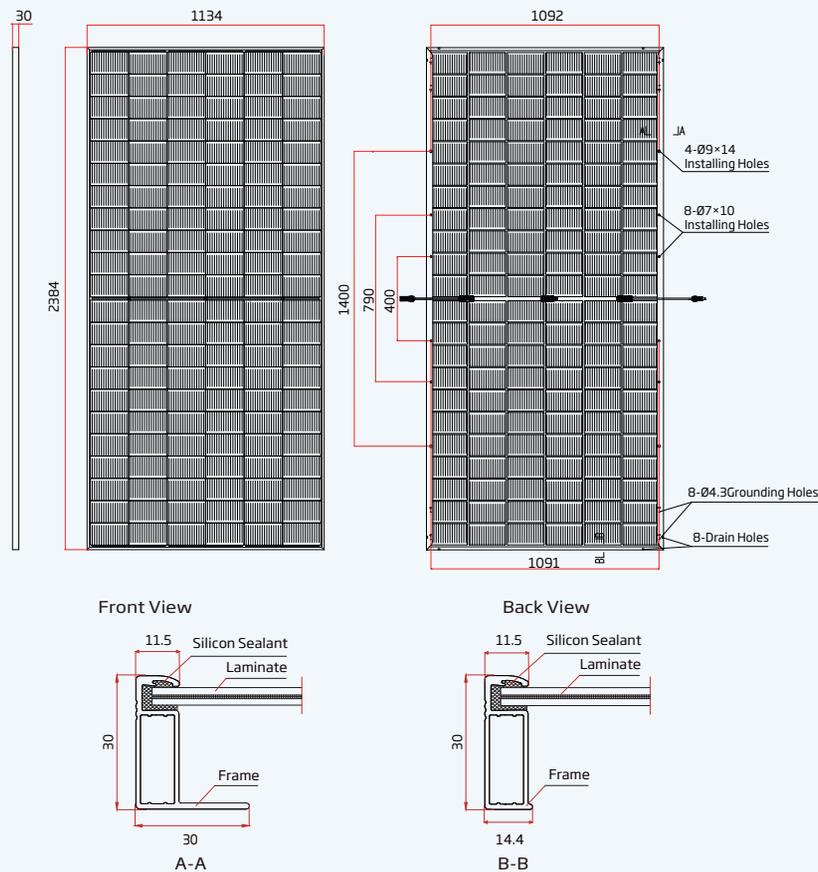
Comprehensive Products and System Certificates



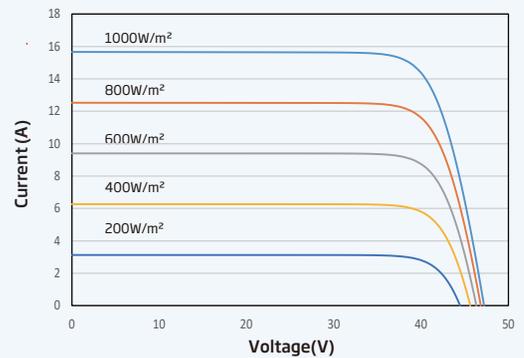
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



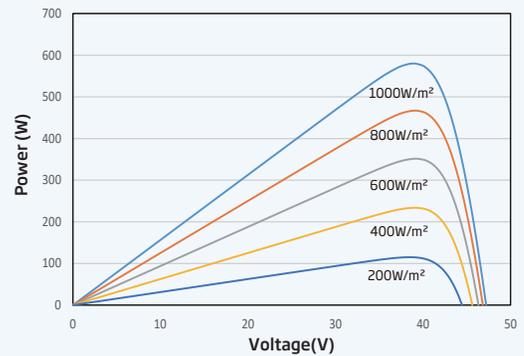
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

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

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

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

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

Power Bifaciality: 80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

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

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm (93.86×44.65×1.18 inches)
Weight	33.1kg (72.97lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

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

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

Roschau

Roschau

Created Aug 12, 2023
Updated Aug 12, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 97524.17058

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
 Ocular transmission coefficient: **0.5**
 Pupil diameter: **0.002 m**
 Eye focal length: **0.017 m**
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	180.0	3,887	1,756	-
PV Feld 2	20.0	180.0	1,697	2,186	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 83,531 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 50,007 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.721678	12.190131	466.20	2.00	468.20
2	49.721865	12.191450	467.82	2.00	469.82
3	49.721810	12.192030	468.85	2.00	470.85
4	49.721298	12.193040	472.79	2.00	474.79
5	49.720285	12.194575	482.34	2.00	484.34
6	49.719800	12.196238	485.24	2.00	487.24
7	49.719716	12.196323	485.01	2.00	487.01
8	49.719358	12.194006	480.93	2.00	482.93
9	49.720400	12.192708	478.93	2.00	480.93
10	49.720159	12.190865	476.63	2.00	478.63

Name: PV Feld 2
Footprint area: 33,524 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.719342	12.194417	481.10	2.00	483.10
2	49.719823	12.197303	485.05	2.00	487.05
3	49.717988	12.197447	478.91	2.00	480.91
4	49.718049	12.195341	475.16	2.00	477.16
5	49.718036	12.195066	475.37	2.00	477.37

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	49.715142	12.189922	466.55	2.00	468.55
OP 2	49.717493	12.183281	439.51	2.00	441.51
OP 3	49.717660	12.190888	461.42	2.00	463.42
OP 4	49.719214	12.184504	447.98	2.00	449.98

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	3,887	1,756	-	
PV Feld 2	20.0	180.0	1,697	2,186	-	

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	224	234	186	214	292	26	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	45	468	531	514	198	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	165	189	160	186	196	37	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	113	550	622	611	290	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	2719	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	1168	1756

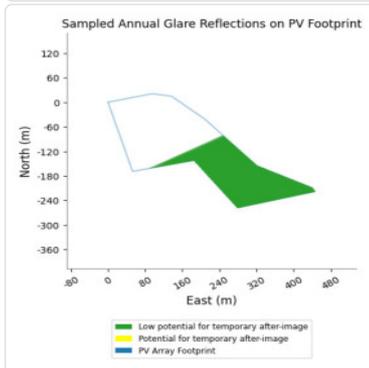
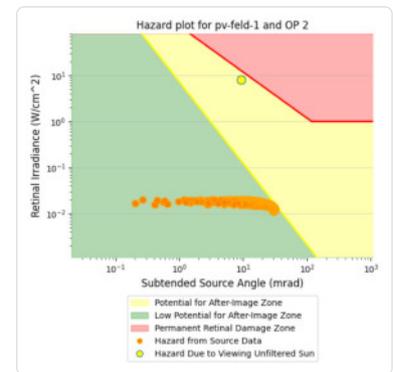
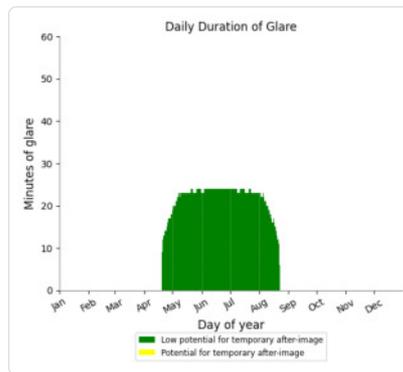
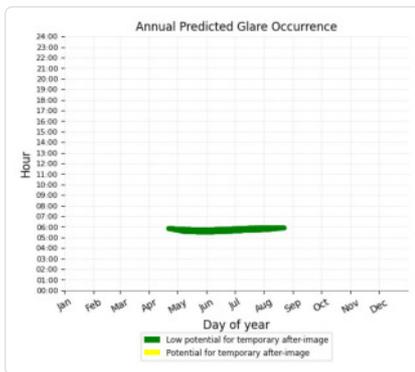
PV Feld 1: OP 1

No glare found

PV Feld 1: OP 2

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

- 2,719 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



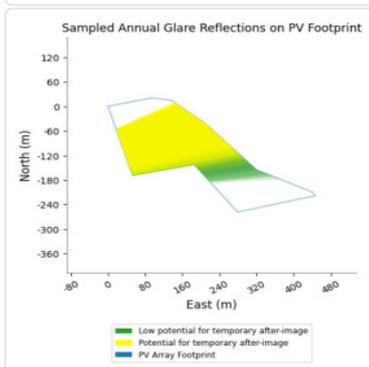
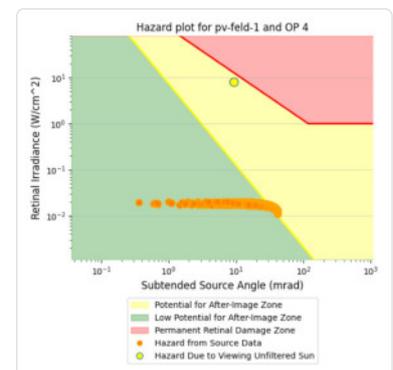
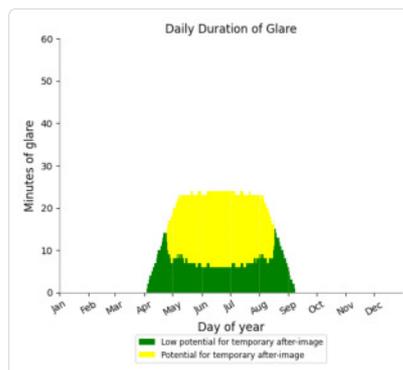
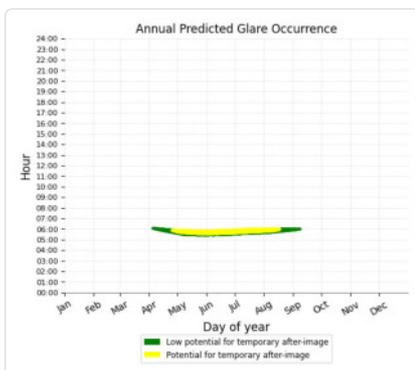
PV Feld 1: OP 3

No glare found

PV Feld 1: OP 4

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

- 1,168 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,756 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	766	0
OP: OP 3	931	2186
OP: OP 4	0	0

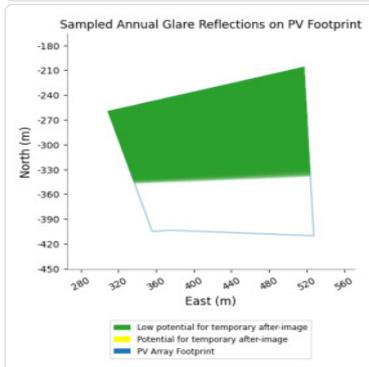
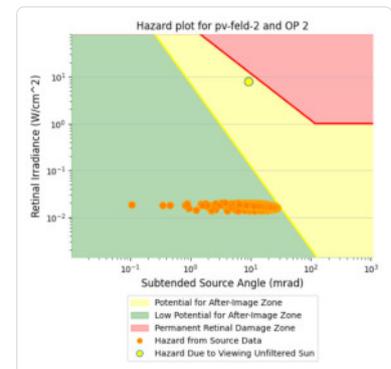
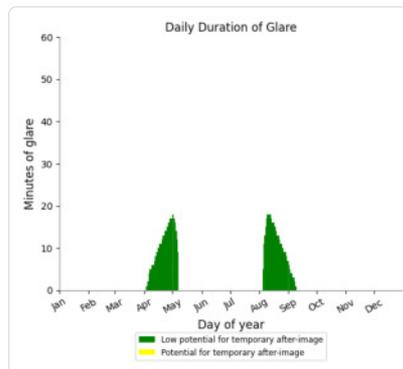
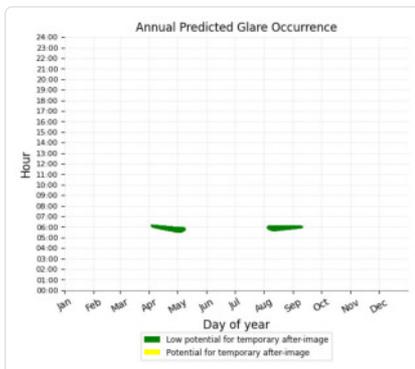
PV Feld 2: OP 1

No glare found

PV Feld 2: OP 2

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

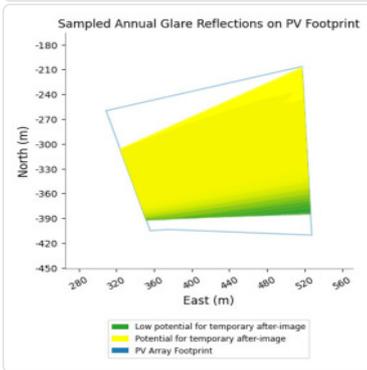
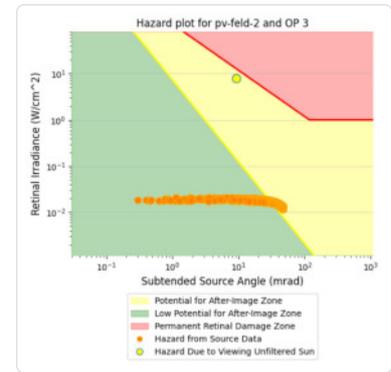
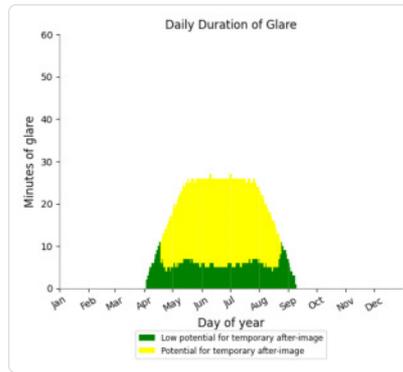
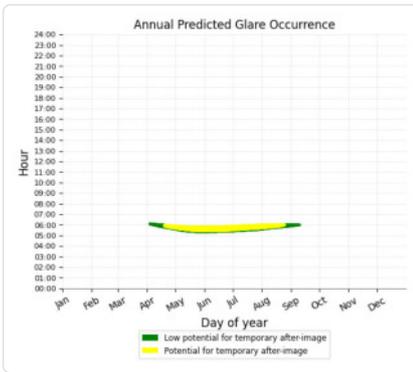
- 766 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 3

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

- 931 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,186 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 4

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

2023-04-04 06:06:00	0,008209	573,4434	1	0,569572	0,018525	0,000594	2,5	84,9	0,995	0,088	0,044	-0,995	-0,096	-0,023	26. Apr.	1	05:57	05:57
2023-04-05 06:05:00	0,008304	576,052	1	0,570815	0,01865	0,001107	2,7	84,5	0,994	0,096	0,046	-0,994	-0,103	-0,026	27. Apr.	3	05:54	05:56
2023-04-05 06:06:00	0,008191	578,1678	1	0,558008	0,018299	0,0017	2,8	84,7	0,994	0,093	0,049	-0,994	-0,103	-0,022	28. Apr.	3	05:53	05:55
2023-04-06 06:04:00	0,008405	579,6221	1	0,572092	0,018775	0,001711	2,8	80,4	0,993	0,104	0,049	-0,993	-0,111	-0,029	29. Apr.	5	05:51	05:55
2023-04-06 06:05:00	0,008314	580,7222	1	0,559267	0,018421	0,002605	3	84,2	0,994	0,101	0,052	-0,994	-0,11	-0,025	30. Apr.	6	05:50	05:55
2023-04-06 06:06:00	0,008095	582,8185	1	0,546728	0,018073	0,001765	3,1	84,4	0,994	0,097	0,054	-0,994	-0,109	-0,021	1. Mai.	8	05:48	05:55
2023-04-07 06:02:00	0,008466	579,0605	1	0,573405	0,018833	0,002166	2,9	83,6	0,992	0,111	0,051	-0,992	-0,118	-0,033	2. Mai.	9	05:47	05:55
2023-04-07 06:03:00	0,008961	581,1535	1	0,560564	0,018477	0,010131	3,1	83,8	0,993	0,108	0,054	-0,993	-0,118	-0,028	3. Mai.	10	05:44	05:53
2023-04-07 06:04:00	0,0082	583,2383	1	0,548006	0,018128	0,002844	3,3	84	0,993	0,105	0,057	-0,993	-0,117	-0,024	4. Mai.	11	05:43	05:53
2023-04-07 06:05:00	0,007966	585,3192	1	0,535727	0,017785	0,001762	3,4	84,2	0,993	0,102	0,06	-0,993	-0,116	-0,02	5. Mai.	13	05:41	05:53
2023-04-08 06:01:00	0,009039	581,5729	1	0,574758	0,018959	0,008503	3,1	83,1	0,991	0,119	0,053	-0,991	-0,126	-0,036	6. Mai.	13	05:41	05:53
2023-04-08 06:02:00	0,009082	583,6462	1	0,561898	0,018601	0,011022	3,2	83,3	0,992	0,116	0,056	-0,992	-0,125	-0,031	7. Mai.	14	05:40	05:53
2023-04-08 06:03:00	0,008905	585,7158	1	0,549324	0,018249	0,010954	3,4	83,5	0,992	0,113	0,059	-0,992	-0,124	-0,027	8. Mai.	14	05:40	05:53
2023-04-08 06:04:00	0,008112	587,7815	1	0,537027	0,017903	0,003021	3,5	83,7	0,992	0,109	0,062	-0,992	-0,123	-0,023	9. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-09 06:00:00	0,009156	584,0419	1	0,576151	0,019085	0,009159	3,2	82,7	0,99	0,127	0,056	-0,99	-0,133	-0,039	10. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-09 06:01:00	0,009202	586,1002	1	0,563274	0,018725	0,011693	3,4	82,9	0,991	0,123	0,059	-0,991	-0,132	-0,034	11. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-09 06:02:00	0,009068	588,1548	1	0,550682	0,01837	0,012162	3,5	83,1	0,991	0,12	0,061	-0,991	-0,131	-0,03	12. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-09 06:03:00	0,008833	590,2055	1	0,538367	0,018022	0,011421	3,7	83,3	0,991	0,117	0,064	-0,991	-0,131	-0,026	13. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-09 06:04:00	0,007956	592,2525	1	0,526325	0,01768	0,002275	3,8	83,5	0,991	0,113	0,067	-0,991	-0,13	-0,022	14. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-10 05:59:00	0,009073	584,5344	1	0,564693	0,018722	0,010229	3,5	82,5	0,99	0,131	0,061	-0,99	-0,139	-0,038	15. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-10 06:00:00	0,009094	586,5866	1	0,552083	0,018368	0,012478	3,7	82,8	0,99	0,128	0,064	-0,99	-0,139	-0,033	16. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-10 06:01:00	0,008951	588,635	1	0,539751	0,01802	0,012816	3,8	82,8	0,99	0,124	0,066	-0,99	-0,138	-0,029	17. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-10 06:02:00	0,008693	590,6797	1	0,52769	0,017679	0,011758	4	83	0,99	0,121	0,069	-0,99	-0,137	-0,025	18. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-10 06:03:00	0,008823	592,7206	1	0,515895	0,017343	0,015284	4,1	83,2	0,99	0,118	0,072	-0,99	-0,137	-0,02	19. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-11 05:58:00	0,009191	586,9454	1	0,566158	0,018848	0,010882	3,6	82	0,988	0,138	0,063	-0,988	-0,147	-0,041	20. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-11 05:59:00	0,009215	588,9829	1	0,553535	0,018491	0,013154	3,8	82,2	0,989	0,135	0,066	-0,989	-0,146	-0,036	21. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-11 06:00:00	0,00912	591,0167	1	0,541179	0,018141	0,014063	3,9	82,4	0,989	0,132	0,069	-0,989	-0,145	-0,032	22. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-11 06:01:00	0,008885	593,0467	1	0,5291	0,017797	0,013337	4,1	82,6	0,989	0,129	0,072	-0,989	-0,144	-0,028	23. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-11 06:02:00	0,008963	595,073	1	0,517287	0,017459	0,016212	4,3	82,8	0,989	0,125	0,074	-0,989	-0,144	-0,024	24. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-11 06:03:00	0,008881	597,0954	1	0,505784	0,017127	0,017238	4,4	83	0,99	0,122	0,077	-0,99	-0,143	-0,019	25. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-12 05:57:00	0,009299	589,3173	1	0,567671	0,018974	0,011412	3,8	81,6	0,987	0,146	0,065	-0,987	-0,154	-0,044	26. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-12 05:58:00	0,009325	591,3402	1	0,555024	0,018615	0,013694	3,9	81,8	0,987	0,143	0,068	-0,987	-0,153	-0,039	27. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-12 05:59:00	0,009163	593,3595	1	0,542655	0,018263	0,013859	4,1	82,2	0,988	0,139	0,071	-0,988	-0,152	-0,035	28. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-12 06:00:00	0,009066	595,375	1	0,530558	0,017916	0,014738	4,2	82,2	0,988	0,136	0,074	-0,988	-0,152	-0,031	29. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-12 06:01:00	0,009093	597,3868	1	0,518726	0,017576	0,017002	4,4	82,3	0,988	0,133	0,077	-0,988	-0,151	-0,027	30. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-12 06:02:00	0,009016	599,3948	1	0,507154	0,017242	0,01809	4,6	82,5	0,988	0,129	0,079	-0,988	-0,15	-0,022	31. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-12 06:03:00	0,00889	601,3991	1	0,495837	0,016913	0,018617	4,7	82,7	0,989	0,126	0,082	-0,989	-0,149	-0,018	1. Jun.	11	05:40	05:50
2023-04-13 05:56:00	0,009041	591,6499	1	0,569235	0,019102	0,011846	3,9	81,2	0,986	0,153	0,068	-0,986	-0,161	-0,047	2. Jun.	11	05:40	05:50
2023-04-13 05:57:00	0,009428	593,6586	1	0,556569	0,01874	0,014135	4	81,3	0,986	0,15	0,07	-0,986	-0,16	-0,043	3. Jun.	11	05:40	05:50
2023-04-13 05:58:00	0,009283	595,6635	1	0,544181	0,018385	0,01451	4,2	81,5	0,986	0,147	0,073	-0,986	-0,159	-0,038	4. Jun.	12	05:40	05:51
2023-04-13 05:59:00	0,009241	597,6647	1	0,532065	0,018036	0,016017	4,4	81,7	0,987	0,143	0,076	-0,987	-0,159	-0,034	5. Jun.	12	05:40	05:51
2023-04-13 06:00:00	0,009217	599,6622	1	0,520214	0,017693	0,017711	4,5	81,9	0,987	0,14	0,079	-0,987	-0,158	-0,03	6. Jun.	12	05:40	05:51
2023-04-13 06:01:00	0,009142	601,656	1	0,508623	0,017357	0,018827	4,7	82,1	0,987	0,137	0,082	-0,987	-0,157	-0,026	7. Jun.	12	05:40	05:51
2023-04-13 06:02:00	0,009043	603,646	1	0,497287	0,017026	0,019666	4,8	82,3	0,987	0,134	0,084	-0,987	-0,157	-0,021	8. Jun.	12	05:40	05:51
2023-04-14 05:54:00	0,009478	591,9454	1	0,570852	0,019166	0,012356	4	80,7	0,985	0,161	0,07	-0,985	-0,168	-0,05	9. Jun.	13	05:40	05:52
2023-04-14 05:55:00	0,009505	593,9435	1	0,558167	0,018803	0,014632	4,2	80,9	0,985	0,157	0,073	-0,985	-0,167	-0,046	10. Jun.	13	05:40	05:52
2023-04-14 05:56:00	0,009371	595,938	1	0,545726	0,018447	0,01513	4,3	81,1	0,985	0,154	0,075	-0,985	-0,167	-0,041	11. Jun.	13	05:40	05:52
2023-04-14 05:57:00	0,009382	597,9287	1	0,533624	0,018097	0,017221	4,5	81,3	0,985	0,151	0,078	-0,985	-0,166	-0,037	12. Jun.	13	05:40	05:52
2023-04-14 05:58:00	0,009307	599,9159	1	0,521754	0,017753	0,018353	4,6	81,5	0,986	0,148	0,081	-0,986	-0,165	-0,033	13. Jun.	13	05:40	05:52

				Minuten					Minuten im				Tag			
				pro Tag	Zeitraum		Erste Zeit	Letzte Zeit		Messpunkt OP 4						
29. April	13. August	pro Tag	18	1463	05:40	06:03										

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:

- 1463 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
- 1082 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
- 381 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
- 18 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2925 Einträgen /-1168):

- 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang
- 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
- 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

Potentielle Reflexionen

Max. Minuten pro Tag

Date	Corneal Irradiance	DNI (W/m ²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	L	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-04-03 06:07:00	0,00814	570,8331	1	0,568373	0,018402	0,000398	2,4	85,4	0,996	0,081	0,041	-0,996	-0,089	-0,02			27. Apr.	2	05:54	05:55
2023-04-03 06:08:00	0,008004	572,9805	1	0,555601	0,018056	0,000629	2,5	85,6	0,996	0,077	0,044	-0,996	-0,088	-0,016			28. Apr.	3	05:53	05:55
2023-04-04 06:06:00	0,008234	573,48	1	0,569585	0,018527	0,000911	2,5	84,9	0,995	0,088	0,044	-0,995	-0,096	-0,023			29. Apr.	5	05:51	05:55
2023-04-04 06:07:00	0,008113	575,6114	1	0,556795	0,018178	0,001372	2,7	85,9	0,995	0,085	0,047	-0,995	-0,095	-0,019			30. Apr.	5	05:50	05:54
2023-04-05 06:05:00	0,008671	576,0884	1	0,57083	0,018652	0,005808	2,7	84,5	0,994	0,096	0,046	-0,994	-0,103	-0,026			1. Mai.	7	05:48	05:54
2023-04-05 06:06:00	0,00821	578,204	1	0,558022	0,0183	0,001947	2,8	84,7	0,994	0,093	0,049	-0,994	-0,103	-0,022			2. Mai.	8	05:47	05:54
2023-04-05 06:07:00	0,007994	580,3158	1	0,545499	0,017955	0,001103	3	84,9	0,995	0,09	0,052	-0,995	-0,102	-0,018			3. Mai.	10	05:44	05:53
2023-04-06 06:04:00	0,008884	578,6581	1	0,572108	0,018777	0,007692	2,8	84	0,993	0,104	0,049	-0,993	-0,111	-0,029			4. Mai.	10	05:43	05:52
2023-04-06 06:05:00	0,008777	580,7582	1	0,559283	0,018423	0,008421	3	84,2	0,994	0,101	0,052	-0,994	-0,11	-0,025			5. Mai.	12	05:41	05:52
2023-04-06 06:06:00	0,008101	582,8544	1	0,546742	0,018074	0,001838	3,1	84,0	0,994	0,097	0,054	-0,994	-0,109	-0,021			6. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-06 06:07:00	0,007868	584,9467	1	0,53448	0,017732	0,000737	3,3	84,6	0,994	0,094	0,057	-0,994	-0,109	-0,017			7. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-07 06:02:00	0,00903	579,1008	1	0,573423	0,018834	0,009097	2,9	83,6	0,992	0,111	0,051	-0,992	-0,118	-0,033			8. Mai.	13	05:40	05:52
2023-04-07 06:03:00	0,008957	581,1893	1	0,56058	0,018479	0,010254	3,1	83,8	0,993	0,108	0,054	-0,993	-0,118	-0,028			9. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-07 06:04:00	0,008628	583,274	1	0,548022	0,01813	0,008306	3,3	84	0,993	0,105	0,057	-0,993	-0,117	-0,024			10. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-07 06:05:00	0,007956	585,3548	1	0,535742	0,017787	0,00161	3,4	84,2	0,993	0,102	0,06	-0,993	-0,116	-0,02			11. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-07 06:06:00	0,008444	587,4318	1	0,523735	0,01745	0,010073	3,6	84,3	0,993	0,098	0,062	-0,993	-0,115	-0,015			12. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-08 06:01:00	0,009215	581,6085	1	0,574776	0,018961	0,010526	3,1	83,1	0,991	0,119	0,053	-0,991	-0,126	-0,036			13. Mai.	12	05:40	05:51
2023-04-08 06:02:00	0,009165	583,6817	1	0,561916	0,018602	0,011958	3,2	83,3	0,992	0,116	0,056	-0,992	-0,125	-0,031			14. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-08 06:03:00	0,008861	585,7512	1	0,549341	0,018251	0,010428	3,4	83,5	0,992	0,113	0,059	-0,992	-0,124	-0,027			15. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-08 06:04:00	0,008487	587,8169	1	0,537043	0,017905	0,007879	3,5	83,7	0,992	0,109	0,062	-0,992	-0,123	-0,023			16. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-08 06:05:00	0,008725	589,8787	1	0,525018	0,017565	0,012811	3,7	83,9	0,992	0,106	0,065	-0,992	-0,123	-0,019			17. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-09 06:00:00	0,009388	584,0772	1	0,57617	0,019087	0,011787	3,2	82,7	0,99	0,127	0,056	-0,99	-0,133	-0,039			18. Mai.	11	05:40	05:50
2023-04-09 06:01:00	0,009367	586,1355	1	0,563293	0,018726	0,013535	3,4	82,9	0,991	0,123	0,059	-0,991	-0,132	-0,034			19. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-09 06:02:00	0,00909	588,19	1	0,5507	0,018377	0,012406	3,5	83,1	0,991	0,12	0,061	-0,991	-0,131	-0,03			20. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-09 06:03:00	0,00874	590,2407	1	0,538385	0,018024	0,010291	3,7	83,3	0,991	0,117	0,064	-0,991	-0,131	-0,026			21. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-09 06:04:00	0,008992	592,2876	1	0,526341	0,017682	0,015243	3,8	83,5	0,991	0,113	0,067	-0,991	-0,13	-0,022			22. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-09 06:05:00	0,008788	594,3306	1	0,514564	0,017346	0,014854	4	83,7	0,991	0,11	0,07	-0,991	-0,129	-0,017			23. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-10 05:59:00	0,009422	584,5696	1	0,564713	0,018723	0,014165	3,5	82,5	0,99	0,131	0,061	-0,99	-0,139	-0,038			24. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-10 06:00:00	0,009251	586,6217	1	0,552102	0,01837	0,014245	3,7	82,7	0,99	0,128	0,064	-0,99	-0,139	-0,033			25. Mai.	9	05:40	05:48
2023-04-10 06:01:00	0,008928	588,6701	1	0,539769	0,018022	0,012536	3,8	82,8	0,99	0,124	0,066	-0,99	-0,138	-0,029			26. Mai.	9	05:40	05:48
2023-04-10 06:02:00	0,009183	590,7148	1	0,527708	0,01768	0,017404	4	83	0,99	0,121	0,069	-0,99	-0,137	-0,025			27. Mai.	9	05:40	05:48
2023-04-10 06:03:00	0,00901	592,7556	1	0,515912	0,017345	0,017421	4,1	83,2	0,99	0,118	0,072	-0,99	-0,137	-0,02			28. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-10 06:04:00	0,008583	594,7926	1	0,504377	0,017015	0,014407	4,3	83,4	0,991	0,114	0,075	-0,991	-0,136	-0,016			29. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-11 05:58:00	0,009578	586,9804	1	0,566179	0,018849	0,015162	3,6	82	0,988	0,138	0,063	-0,988	-0,147	-0,041			30. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-11 05:59:00	0,009468	589,0178	1	0,55355	0,018493	0,015934	3,8	82,2	0,989	0,135	0,066	-0,989	-0,146	-0,036			31. Mai.	10	05:40	05:49
2023-04-11 06:00:00	0,009171	591,0515	1	0,541199	0,018143	0,014629	3,9	82,4	0,989	0,132	0,069	-0,989	-0,145	-0,032			1. Jun.	9	05:40	05:48
2023-04-11 06:01:00	0,009262	593,0815	1	0,529119	0,017799	0,0176	4,1	82,6	0,989	0,129	0,072	-0,989	-0,144	-0,028			2. Jun.	9	05:40	05:48
2023-04-11 06:02:00	0,009208	595,1077	1	0,517305	0,017461	0,018942	4,3	82,8	0,989	0,125	0,074	-0,989	-0,144	-0,024			3. Jun.	9	05:40	05:48
2023-04-11 06:03:00	0,008879	597,1301	1	0,505752	0,017129	0,017209	4,4	83	0,99	0,122	0,077	-0,99	-0,143	-0,019			4. Jun.	10	05:40	05:49
2023-04-12 05:57:00	0,009721	589,352	1	0,567693	0,018976	0,015998	3,8	81,6	0,987	0,146	0,065	-0,987	-0,154	-0,044			5. Jun.	10	05:40	05:49
2023-04-12 05:58:00	0,009668	591,3749	1	0,555046	0,018617	0,017392	3,9	81,8	0,987	0,143	0,068	-0,987	-0,153	-0,039			6. Jun.	10	05:40	05:49
2023-04-12 05:59:00	0,00941	593,3941	1	0,542676	0,018264	0,016576	4,1	82	0,988	0,139	0,071	-0,988	-0,152	-0,035			7. Jun.	10	05:40	05:49
2023-04-12 06:00:00	0,009473	595,4095	1	0,530578	0,017918	0,0192	4,2	82,2	0,988	0,136	0,074	-0,988	-0,152	-0,031			8. Jun.	10	05:40	05:49
2023-04-12 06:01:00	0,009438	597,4213	1	0,518745	0,017577	0,020758	4,4	82,3	0,988	0,133	0,077	-0,988	-0,151	-0,027			9. Jun.	11	05:40	05:50
2023-04-12 06:02:00	0,009161	599,4292	1	0,507173	0,017243	0,019701	4,6	82,5	0,988	0,129	0,079	-0,988	-0,15	-0,022			10. Jun.	11	05:40	05:50
2023-04-12 06:03:00	0,009162	601,4334	1	0,495855	0,016915	0,021634	4,7	82,7	0,989	0,126	0,082	-0,989	-0,149	-0,018			11. Jun.	11	05:40	05:50
2023-04-13 05:55:00	0,009772	589,6722	1	0,569258	0,019039	0,016194	3,9	81,2	0,986	0,153	0,068	-0,986	-0,161	-0,047			12. Jun.	10	05:40	05:49
2023-04-13 05:56:00	0,009692	591,6844	1	0,556592	0,018679	0,017309	4	81,3	0,986	0,15	0,07	-0,986	-0,16	-0,043			13. Jun.	10	05:40	05:49
2023-04-13 05:57:00	0,009604	593,693	1	0,544203	0,018325	0,018316	4,2	81,5	0,986	0,147	0,073	-0,986	-0,159	-0,038			14. Jun.	11	05:40	05:50

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
20	1383	05:40	06:03	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3: 1383 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1045 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 338 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 20 Minuten pro Tag (Max)

