

SolPEG Blendgutachten Solarpark Langenberg

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

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

☎ +49 40 79 69 59 36

☎ +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
3	Ermittlung der 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	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B55 südwestlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B55 westlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B55 nordwestlich	19
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang	22 - 36

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Langenberg

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Langenberg“ 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 „Langenberg“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt u.a. für Verkehrsteilnehmer auf der B55 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. Darüber hinaus wurden Details des Standortes im Rahmen einer Ortsbegehung dokumentiert.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche der Agri-PV Anlage befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet in der Gemeinde Langenberg in Nordrhein-Westfalen. Westlich der Fläche verläuft die Bundesstraße 55. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche in der Gemeinde Langenberg in Nordrhein-Westfalen. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	51.793°N, 8.320°O 80 m ü.N.N.
Abstand zur B55	ca. 11,4 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 45 – 75 m (nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV Anlage



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

Fotos der PV Fläche. Blick B55 Ecke Hohenfelder Weg von Süden nach Norden.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: Google Street View, bearbeitet)

Blick Brauerei Hohenfelde von Westen nach Osten.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: Google Street View, bearbeitet)

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 Fläche und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Westen und Nordwesten potentiell von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden. Zu Kontrollzwecken werden die Standorte im Westen und Nordwesten intern analysiert, schwerpunktmäßig wird bei dieser Untersuchung allerdings der Verlauf der B55 analysiert.



Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung 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 über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

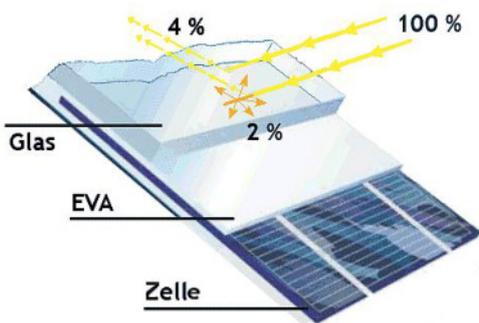


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

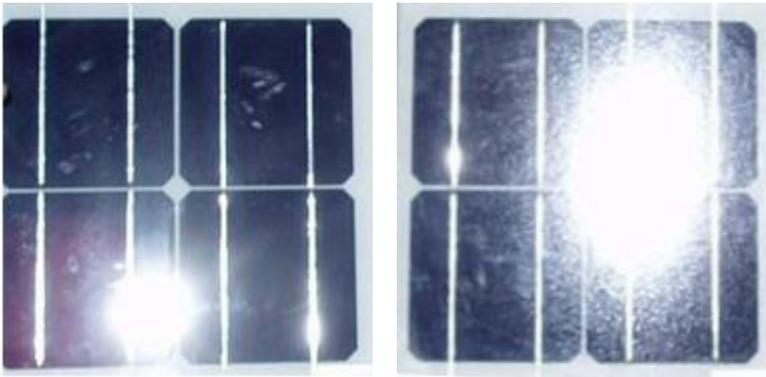


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

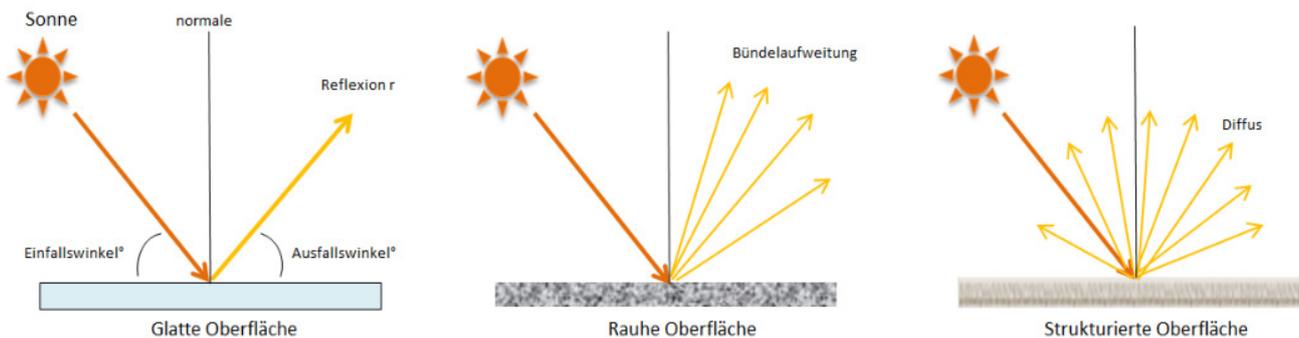


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen Glas-Glas PV Module des Herstellers Agora 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.

- 

Selbstreinigung bzw. leichte Reinigung
Die im Rahmen der Antireflexbehandlung mit dem Glas verbundene Nanobeschichtung sorgt dafür, dass Schmutzpartikel kaum haften bleiben. Wind und Regen sorgen dann für Selbstreinigung. Durch das rahmenlose Design bleibt kein Staub am Rand hängen.
- 

Mikrorissfrei
Durch den speziellen Laminierprozess der 2 Glasscheiben wird garantiert, dass während harter Transport-, Handlungs- und Montagebedingungen sowie während der gesamten Betriebsdauer der Module keine Mikrorisse entstehen.

Bild 3.2.5: Auszug aus den Herstellerangaben

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:

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

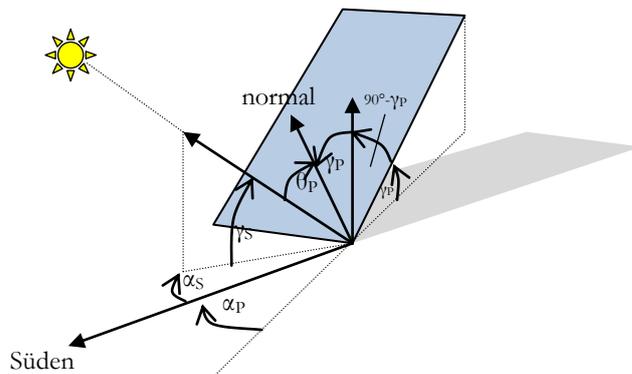


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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. Der Hersteller bezeichnet diese Art der Installation im Bereich Agri-PV als „BerryPV“. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

BERRY PV

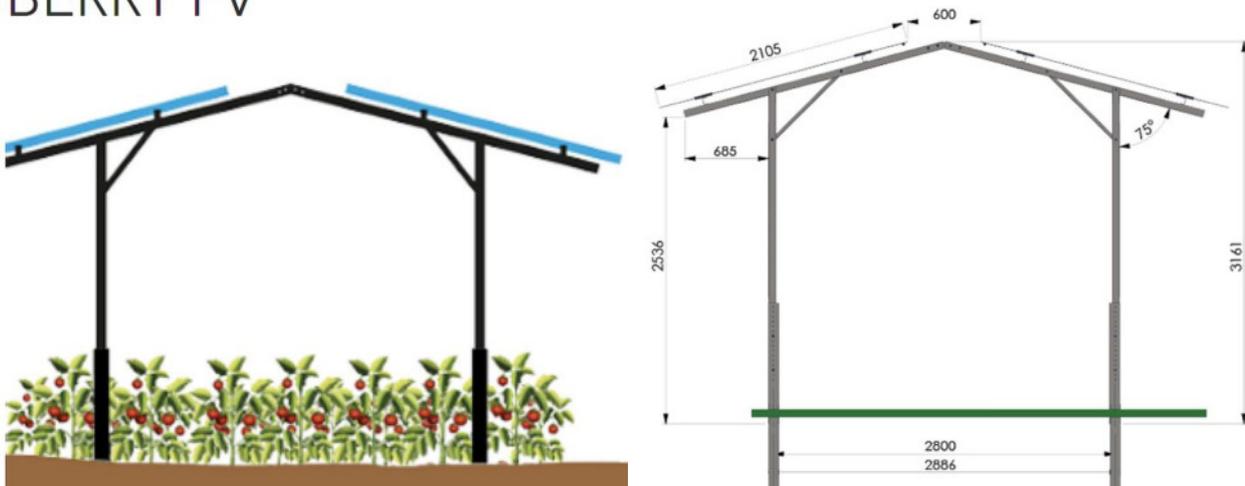


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	GridParityAG / Agora Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Herstellerangaben)
Unterkonstruktion	fest aufgeständerte gewächshausartige Installation
Modulinstallation	1 Modul hochkant
Ausrichtung (Azimut)	Ost: 82°, West: 262°
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 2,54 m, max. 3,16 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Modulhöhe	2,90 m
Anzahl Messpunkte gesamt	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁷	Fahrtrichtung +/- 20°
Höhe Messpunkte durchschnittlich	2,0 m über Boden

⁷ 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.

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 Langenberg wurden 3 Messpunkte im Verlauf der B55 festgelegt. 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 fehlt⁸ 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.

⁸ 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. TMY⁹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁰ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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

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

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI 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.

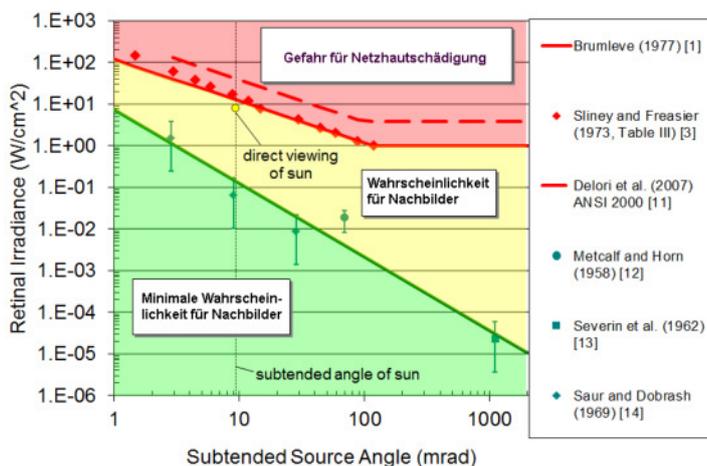


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁰ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Langenberg 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.

Nach Bereinigung der Rohdaten zeigt die Simulation an den untersuchten Messpunkten keine Reflexionen durch die nach Osten geneigten Modulreihen. Durch die nach Westen geneigten Modulreihen können theoretisch am Messpunkt P2 in geringem Umfang Reflexionen auftreten.

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 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 Reihe 1	PV Reihe 2	PV Reihe 3	PV Reihe 4	PV Reihe 5
P1 Bundesstraße B55 südwestlich	-	-	-	-	-
P2 Bundesstraße B55 westlich	-	1282 ^W	1023 ^W	-	-
P3 Bundesstraße B55 nordwestlich	-	-	-	-	-

^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

- nicht nachweisbar

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B55 südwestlich

Die folgende Skizze zeigt den generellen Aufbau der PV Anlage, die Umgebung sowie den Strahlengang der Sonnenstrahlen (Morgensonne). Die dünneren Pfeile symbolisieren den theoretischen Verlauf von Reflexionen. Die Skizze verdeutlicht, dass es aufgrund der erhöhten Bauweise der Konstruktion kaum wahrscheinlich ist, dass Reflexionen den Bereich der B55 erreichen können.

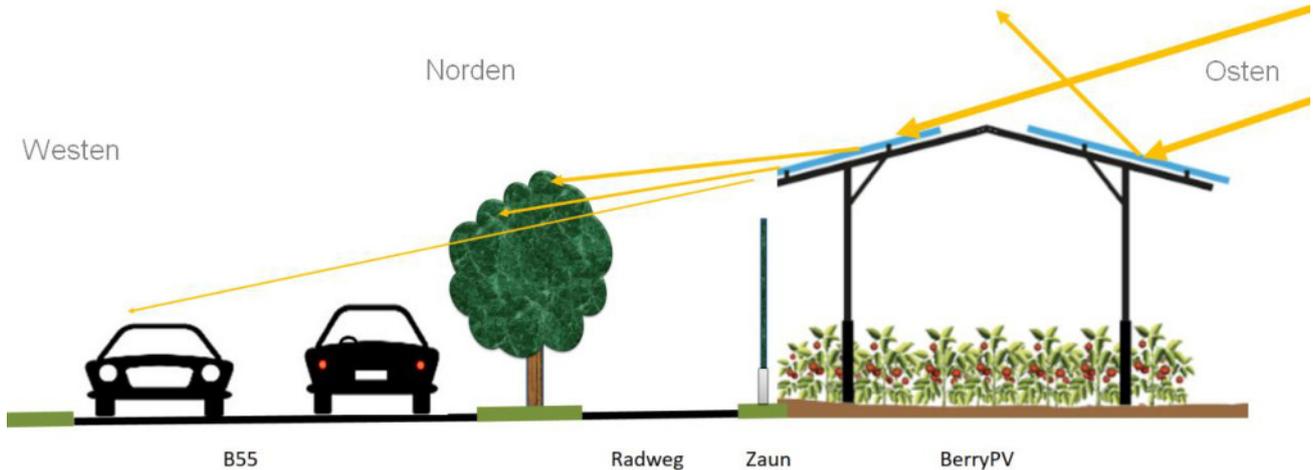


Bild 4.1.1: Aufbau der PV Anlage (Quelle: SolPEG, nicht maßstabsgetreu)

Am Messpunkt P1 auf der B55 südwestlich der PV Anlage sind aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Die Simulation der PV Anlage zeigt keine Ergebnisse für den Messpunkt P1. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B55 westlich

Am Messpunkt P2 auf der B55 westlich der PV Anlage können theoretisch bei der Fahrt in Richtung Süden in geringem Umfang Reflexionen durch einzelne Modulreihen auftreten. Reflexionen können rein rechnerisch zwischen dem 14. Oktober und dem 28. Februar zwischen 09:35 - 10:30 Uhr für 5 bis max. 11 Minuten aus östlicher Richtung auftreten.

Entscheidend für die Beurteilung einer potenziellen Blendwirkung ist jedoch, dass die Einfallswinkel der Reflexionen mit -25° bis -51° links (östlich) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m) liegen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern im Bereich von Messpunkt P2 und im weiteren Verlauf der B55 durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Aufgrund der Einfallswinkel sind potentielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P2 zu vernachlässigen.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B55 nordwestlich

Am Messpunkt P3 auf der B55 nordwestlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zur Überprüfung wurden auch die unbereinigten Rohdaten analysiert und demnach können theoretisch bei der Fahrt in Richtung Süden nur an insgesamt 48 Minuten pro Jahr Reflexionen durch einzelne Modulreihen auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus befinden sich entlang der Fahrbahn einzelne Bäume, die als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden können. Es handelt sich hier zwar um alten Baumbestand aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Auch unter diesem Aspekt sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

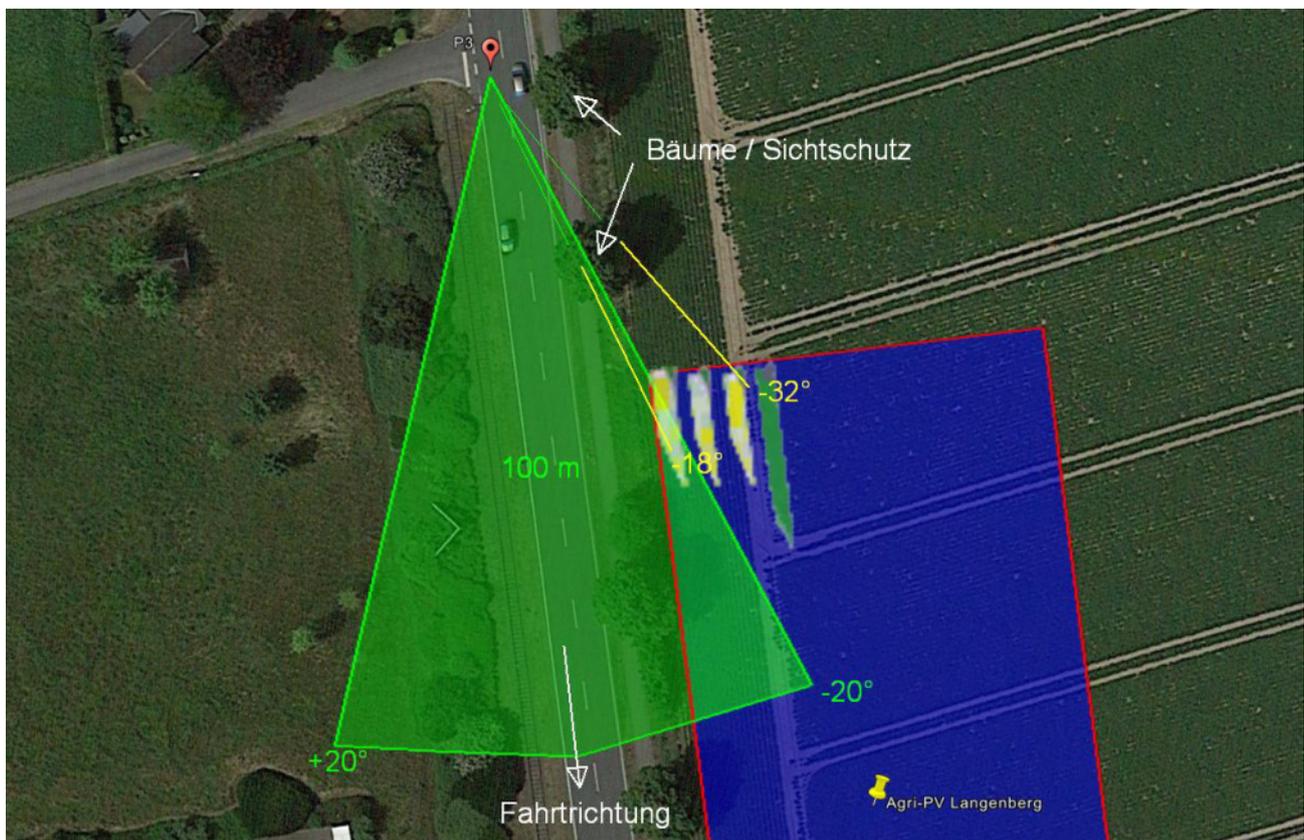


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Aufgrund der Einfallswinkel sind potentielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P3 zu vernachlässigen. Aufgrund der geringeren Leuchtdichte sind Reflexionen der Kategorie „Grün“ (4. Modulreihe rechts) nicht relevant.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt beispielhaft die Situation am Messpunkt P3 am 24. Dezember morgens um 09:40 Uhr. mit Blick Richtung Süden. Reflexionen sind links im Bild, überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels, angedeutet. Die Skizze zeigt auch, dass in der entsprechenden Sichtachse die Sonne überwiegend selbst Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt.

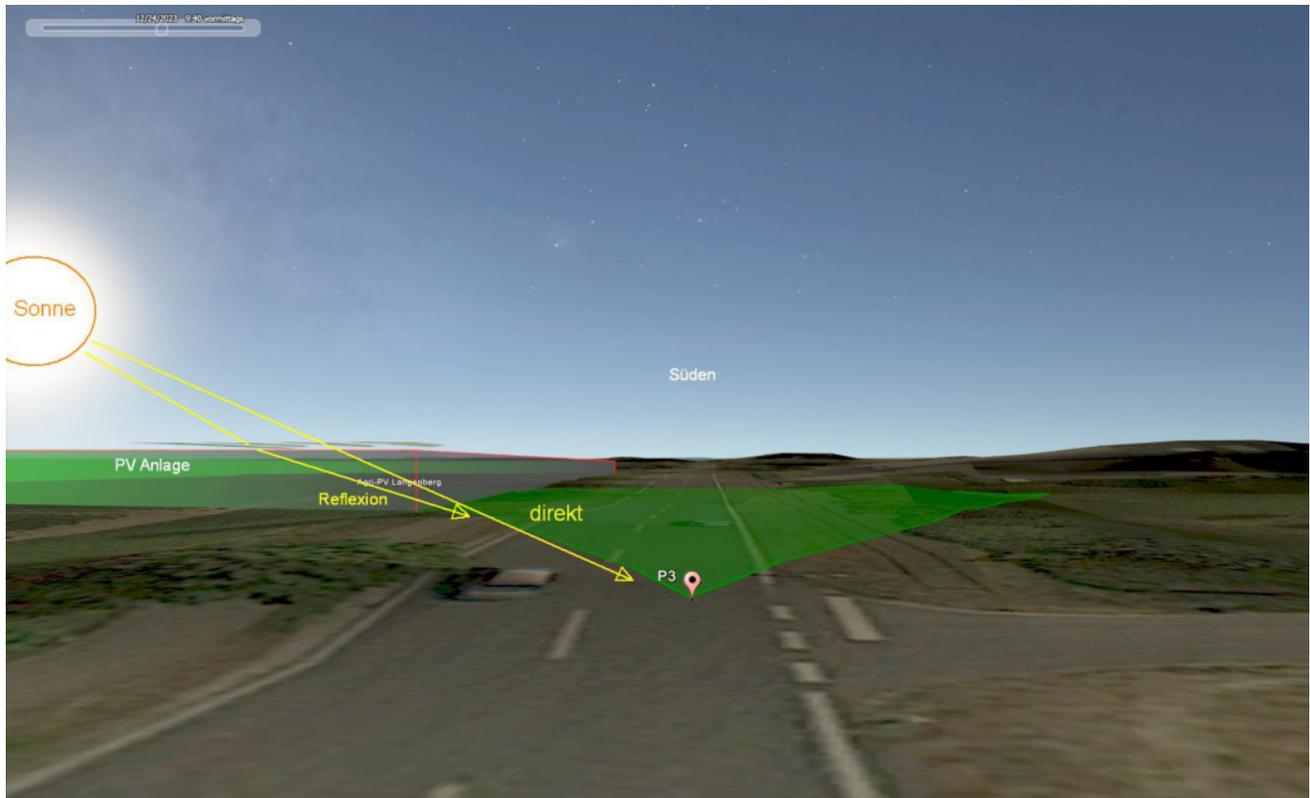


Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P3, Blick Richtung Süden (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten Agri-PV Anlage Langenberg mit einer Ost-West Ausrichtung der PV Module 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.

Schwerpunktmäßig wurden bei dieser Untersuchung Immissionsorte im Verlauf der B55 festgelegt. Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten im zeigt für Fahrzeugführer auf der B55 keine relevanten Reflexionen durch die PV Anlage. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und auch aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung oder gar Gefährdung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

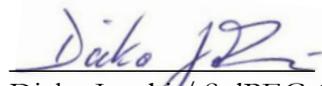
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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

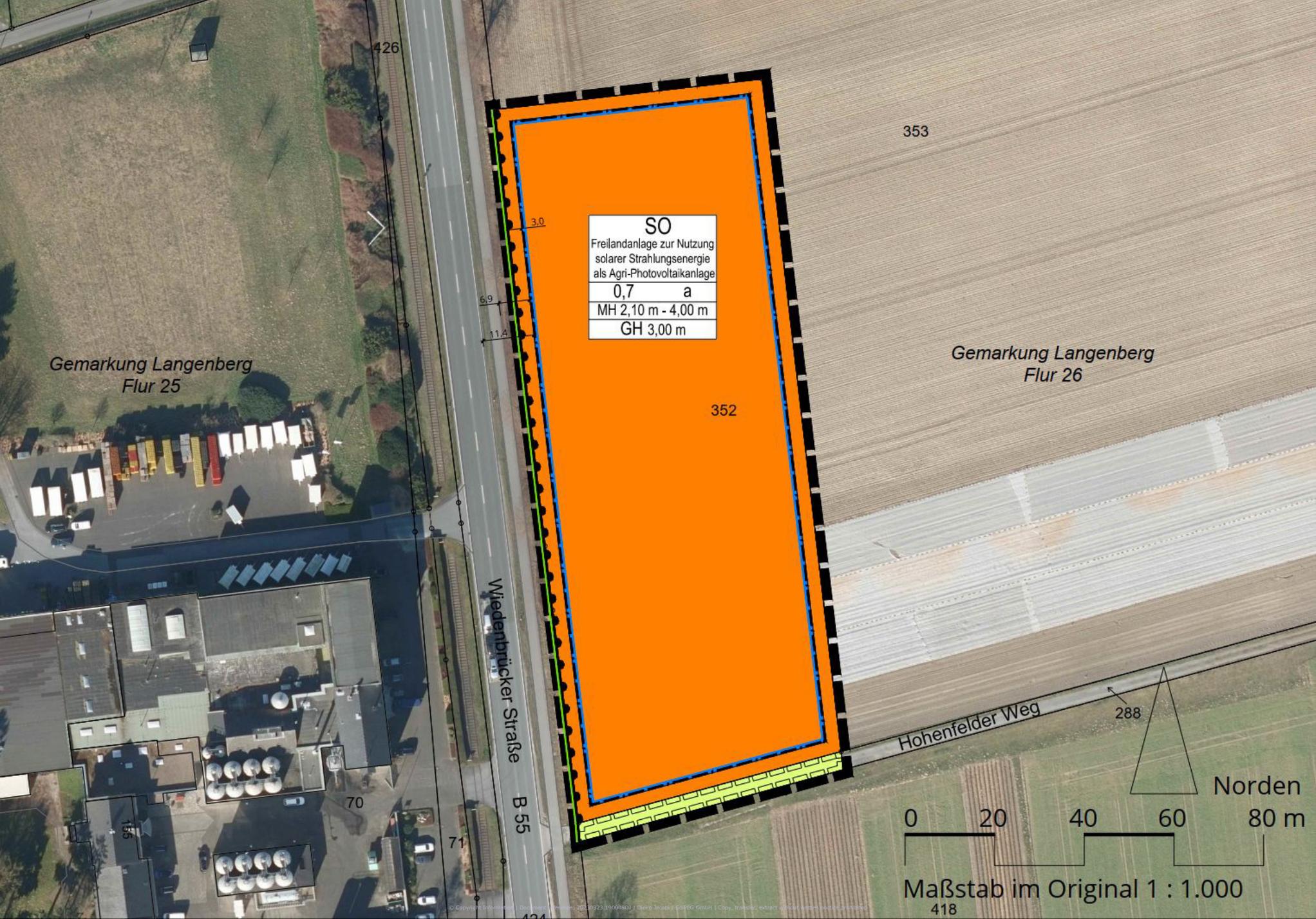
6 Schlussbemerkung

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 20.03.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Gemarkung Langenberg
Flur 25

Gemarkung Langenberg
Flur 26

Wiedenbrücker Straße
B 55

Hohenfelder Weg

S0	
Freilandanlage zur Nutzung solarer Strahlungsenergie als Agri-Photovoltaikanlage	
0,7	a
MH 2,10 m - 4,00 m	
GH 3,00 m	

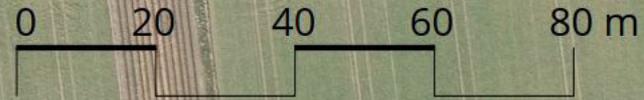
3,0
6,9
11,4

352

353

288

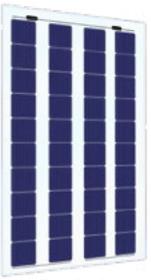
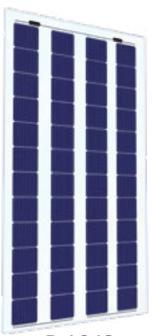
Norden



Maßstab im Original 1 : 1.000
418

Unsere Premium Doppelglas Module

Für jede Pflanze den passenden Transparenzgrad

5%		25%		40%		50%	
							
B60/6 (370Wp)	B72/6 (450Wp)	B60-2 (370Wp)	B40/6 (250Wp)	B48/6 (300Wp)	B40-2 (250Wp)		



ZERTIFIZIERTE DOPPELGLAS-MODULE NACH EN12600 FÜR ÜBERKOPFMONTAGE

unsere Bestseller:



B48/6 (300Wp)

Art.Nr: M2430



B72/6 (450Wp)

Art.Nr: M2744



Elektrische Spezifikationen

Maximale Leistung (Pmax)	300 Wp
Optimale Betriebsspannung (Vmp)	29.7 V
Optimaler Betriebsstrom (Imp)	10.11 A
Leerlaufspannung (Voc)	34.2 V
Kurzschlussstrom (Isc)	11.26 A
Effizienz der Module	13.7 %
Maximale Systemspannung	1500 V DC (IEC)
Betriebstemperatur des Moduls	-40 °C to +85 °C
Maximale Serienabsicherung	20 A
Leistungstoleranz	0/+5 W

Mechanische Spezifikationen

Solarzellen	Bifacial, 9BB
Zellenanzahl	48 (4 x 12)
Abmessungen	2105 x 1043 x 5 mm
Gewicht	26 kg
Vorder-/Rückseitenmaterial	2 mm thermisch gehärtetes Glas
Anschlussdose	IP68 rated (drei bypass Dioden)
Anschlusskabel	4.0 mm ² , symm. Länge (600 mm)
Anschlüsse	MC4 kompatibel
Brandschutzklasse	Klasse C

Elektrische Spezifikationen

Maximale Leistung (Pmax)	450 Wp
Optimale Betriebsspannung (Vmp)	44.5 V
Optimaler Betriebsstrom (Imp)	10.11 A
Leerlaufspannung (Voc)	51.0 V
Kurzschlussstrom (Isc)	11.33 A
Effizienz der Module	20.4 %
Maximale Systemspannung	1500 V DC (IEC)
Betriebstemperatur des Moduls	-40 °C to +85 °C
Maximale Serienabsicherung	20 A
Leistungstoleranz	0/+5 W

Mechanische Spezifikationen

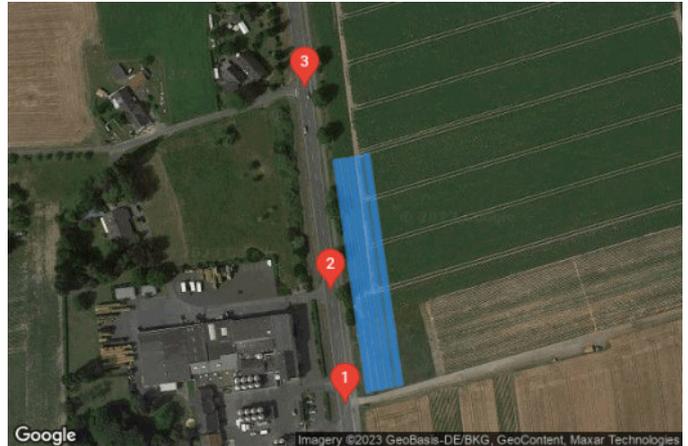
Solarzellen	Bifacial, 9BB
Zellenanzahl	72 (6 x 12)
Abmessungen	2105 x 1043 x 5 mm
Gewicht	26 kg
Vorder-/Rückseitenmaterial	2 mm thermisch gehärtetes Glas
Anschlussdose	IP68 rated (drei bypass Dioden)
Anschlusskabel	4.0 mm ² , symm. Länge (600 mm)
Anschlüsse	MC4 kompatibel
Brandschutzklasse	Klasse C

Langenberg

Langenberg

Created March 14, 2023
Updated March 23, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 86252.15224

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



Misc. Analysis Settings

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

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV 1	15.0	262.0	6,410	3,729	-
PV 2	15.0	262.0	8,987	1,334	-
PV 3	15.0	262.0	7,342	1,149	-
PV 4	15.0	262.0	7,610	0	-
PV 5	15.0	262.0	7,819	0	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 1,930 m²

Name: PV 1

Footprint area: 352 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 262.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass without AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.791926	8.319779	81.01	2.90	83.91
2	51.791931	8.319810	81.07	2.90	83.97
3	51.793299	8.319497	79.67	2.90	82.57
4	51.793296	8.319463	79.75	2.90	82.65



Name: PV 2

Footprint area: 337 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 262.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass without AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.793302	8.319529	79.63	2.90	82.53
2	51.793305	8.319559	79.59	2.90	82.49
3	51.791942	8.319870	81.11	2.90	84.01
4	51.791937	8.319838	81.14	2.90	84.04



Name: PV 3

Footprint area: 432 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0 deg

Orientation: 262.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass without AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.793306	8.319593	79.55	2.90	82.45
2	51.793312	8.319634	79.57	2.90	82.47
3	51.791950	8.319941	81.11	2.90	84.01
4	51.791941	8.319902	81.10	2.90	84.00



Name: PV 4
Footprint area: 398 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 262.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.793316	8.319671	79.59	2.90	82.49
2	51.793322	8.319704	79.65	2.90	82.55
3	51.791958	8.320016	81.08	2.90	83.98
4	51.791954	8.319975	81.09	2.90	83.99



Name: PV 5
Footprint area: 412 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 262.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.793329	8.319749	79.74	2.90	82.64
2	51.793333	8.319784	79.77	2.90	82.67
3	51.791970	8.320101	81.08	2.90	83.98
4	51.791964	8.320060	81.08	2.90	83.98



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.791849	8.319568	80.79	2.00	82.79
OP 2	51.792524	8.319428	80.45	2.00	82.45
OP 3	51.793724	8.319181	79.43	2.00	81.43

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	15.0	262.0	6,410	3,729	-	
PV 2	15.0	262.0	8,987	1,334	-	
PV 3	15.0	262.0	7,342	1,149	-	
PV 4	15.0	262.0	7,610	0	-	
PV 5	15.0	262.0	7,819	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)	236	180	363	637	996	1025	1027	807	440	234	200	265
pv-1 (yellow)	486	505	465	251	3	0	0	139	392	544	500	444
pv-2 (green)	412	449	833	869	976	1002	1006	926	837	626	393	434
pv-2 (yellow)	296	246	9	0	0	0	0	0	0	164	317	104
pv-3 (green)	338	271	576	626	717	740	742	672	589	395	311	390
pv-3 (yellow)	60	243	19	0	0	0	0	0	0	182	137	46
pv-4 (green)	507	449	498	515	585	600	601	549	490	492	490	513
pv-4 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-5 (green)	511	462	522	542	617	636	634	579	515	511	501	493
pv-5 (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	0	0
OP: OP 2	6410	3729
OP: OP 3	0	0

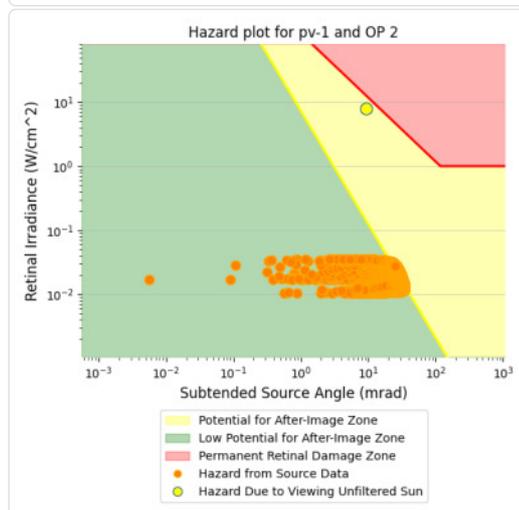
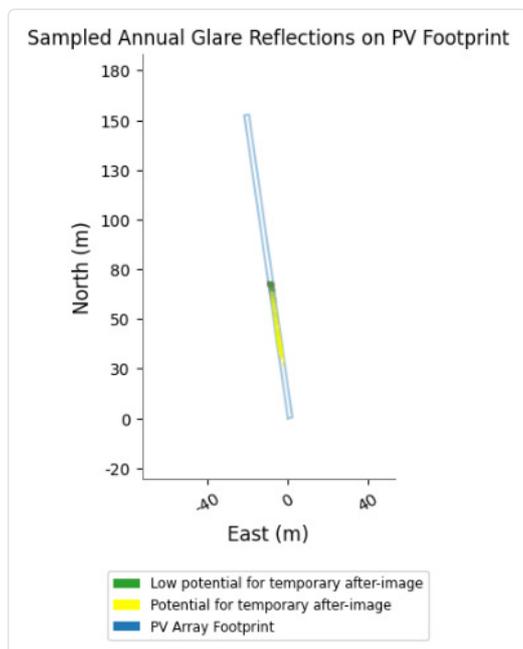
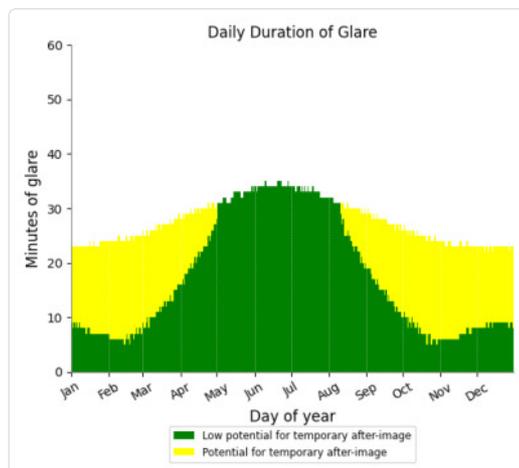
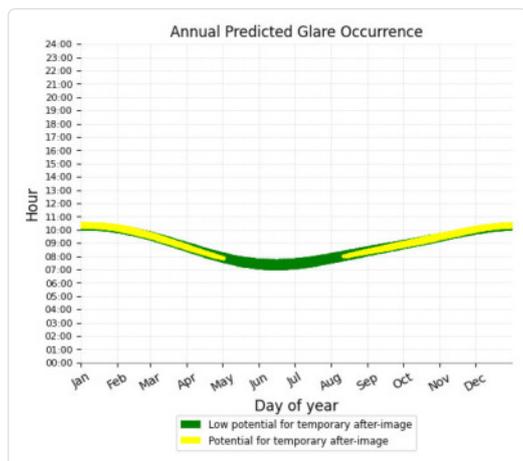
PV 1 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV 1 - OP Receptor (OP 2)

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

- 6,410 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,729 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	8751	1334
OP: OP 3	236	0

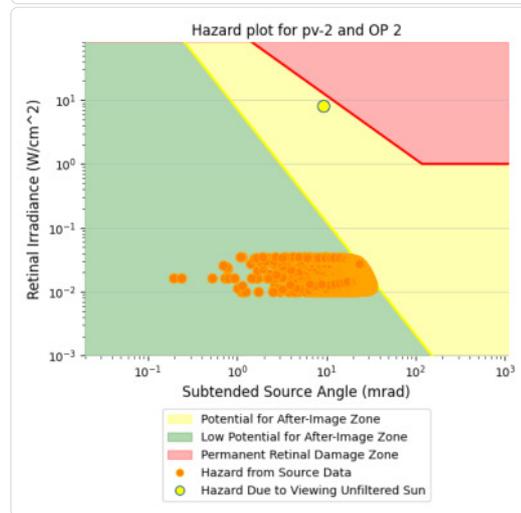
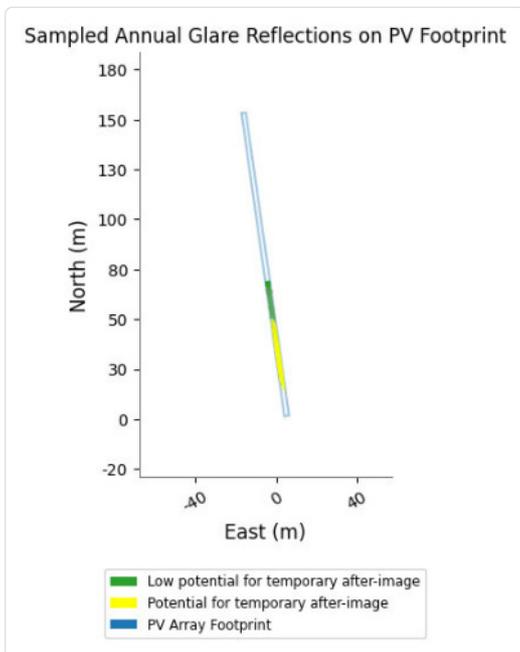
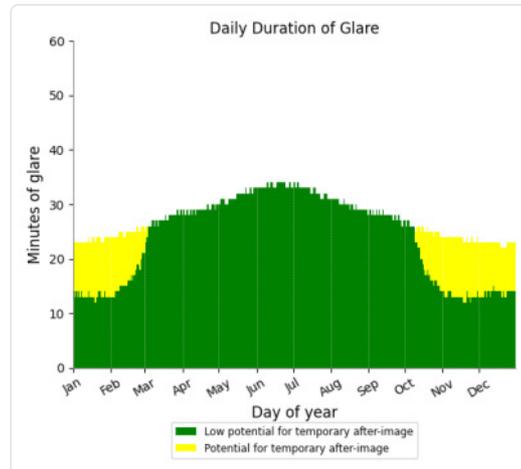
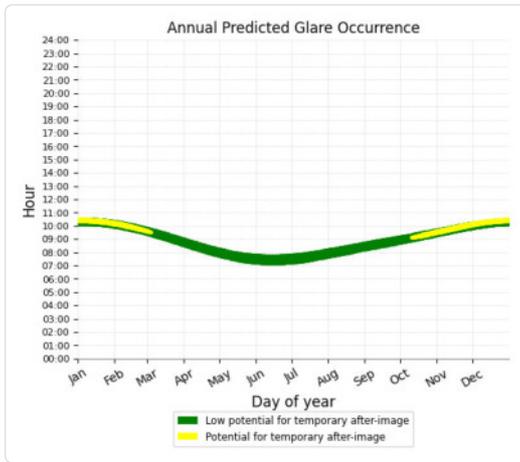
PV 2 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV 2 - OP Receptor (OP 2)

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

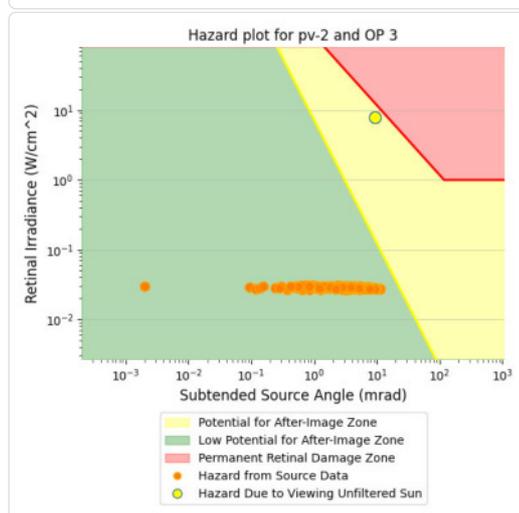
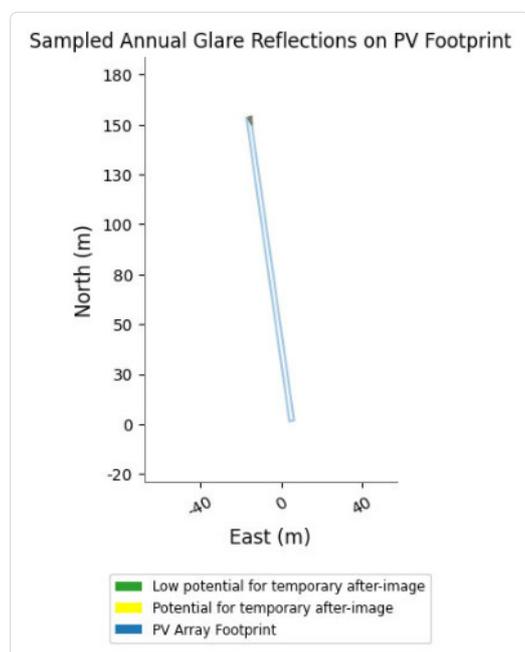
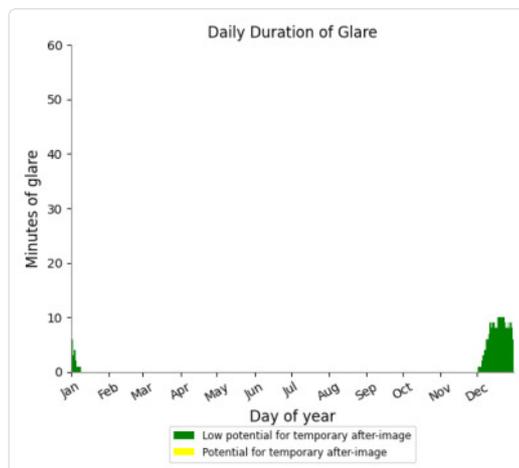
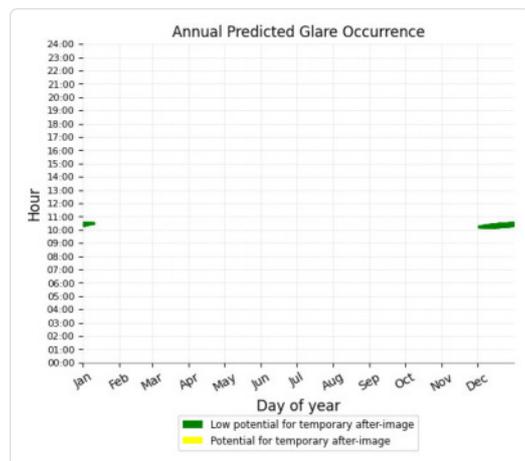
- 8,751 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,334 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV 2 - OP Receptor (OP 3)

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

- 236 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 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	6358	1101
OP: OP 3	984	48

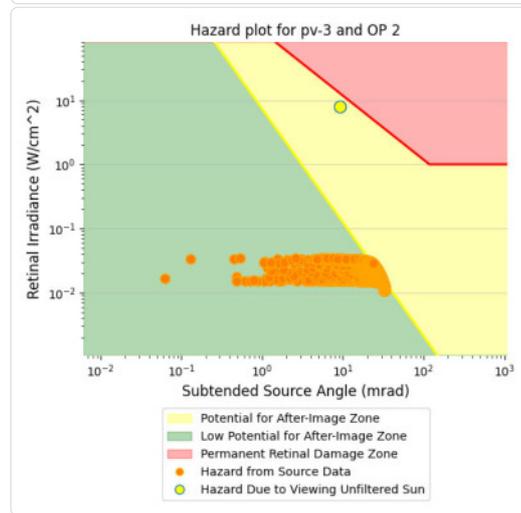
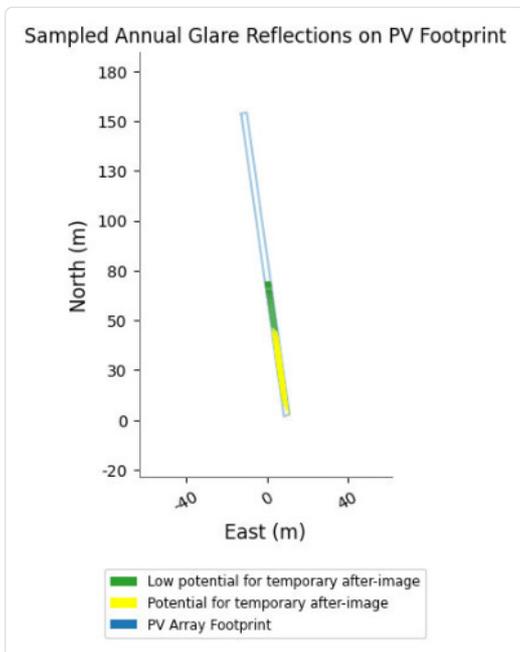
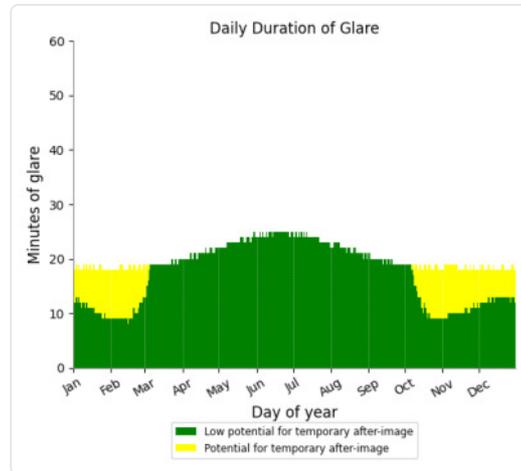
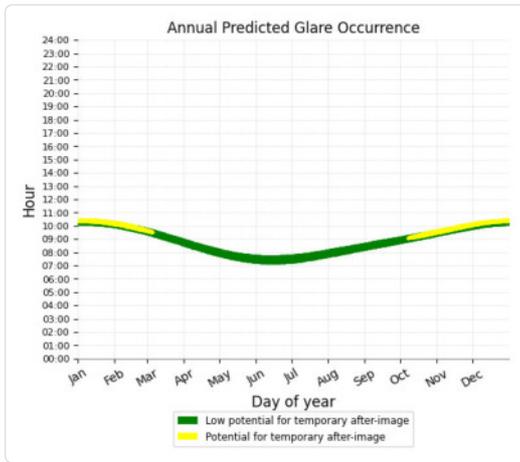
PV 3 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV 3 - OP Receptor (OP 2)

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

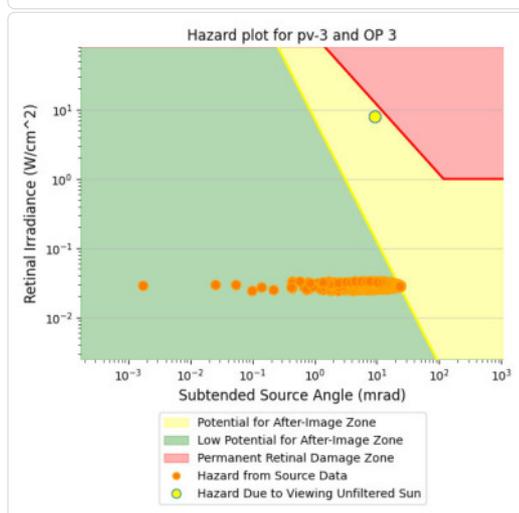
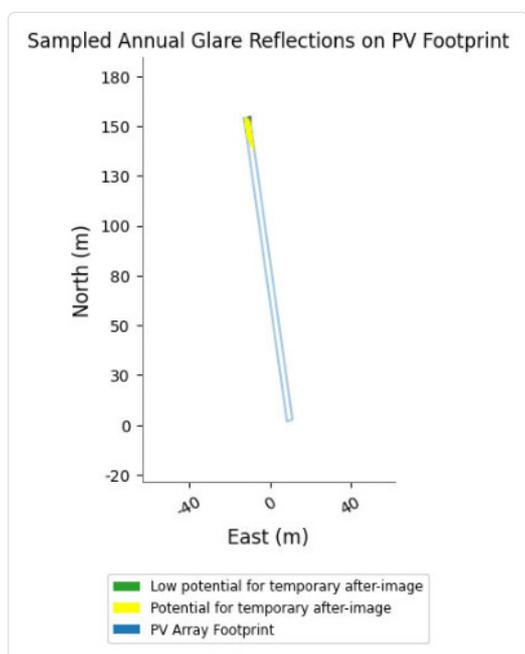
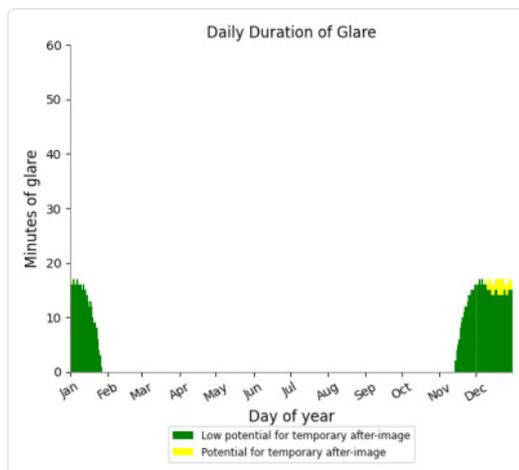
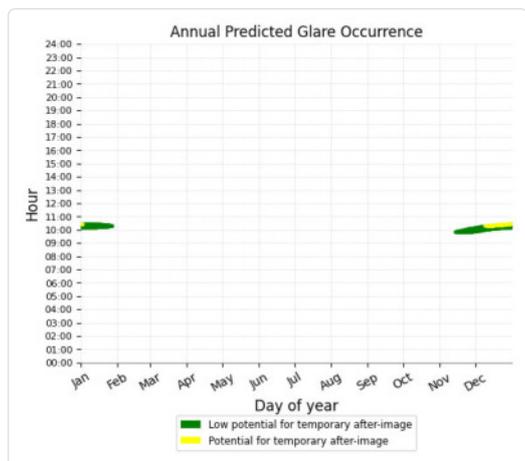
- 6,358 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,101 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV 3 - OP Receptor (OP 3)

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

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



PV 4 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	6277	0
OP: OP 3	1333	0

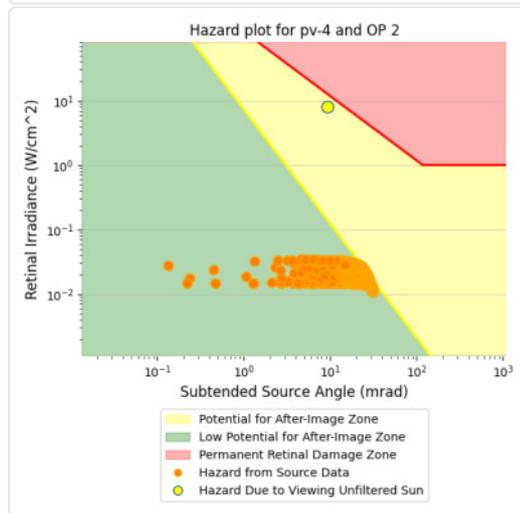
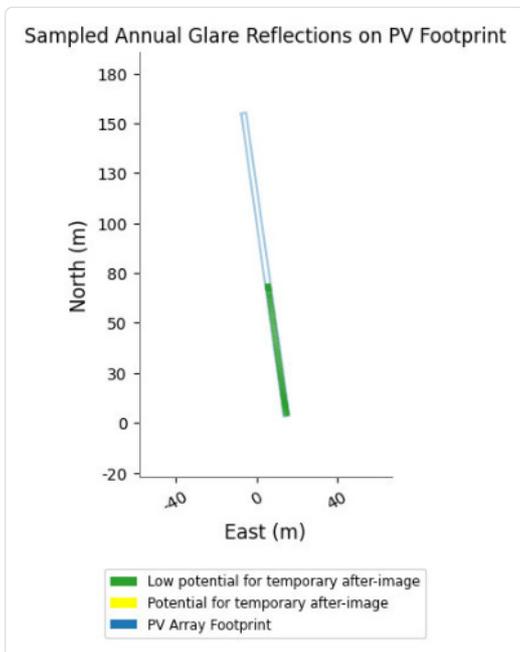
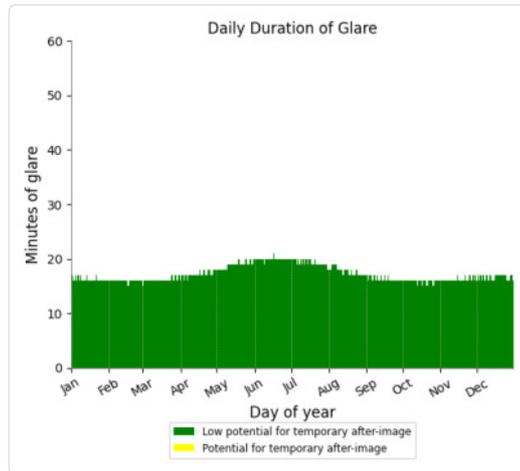
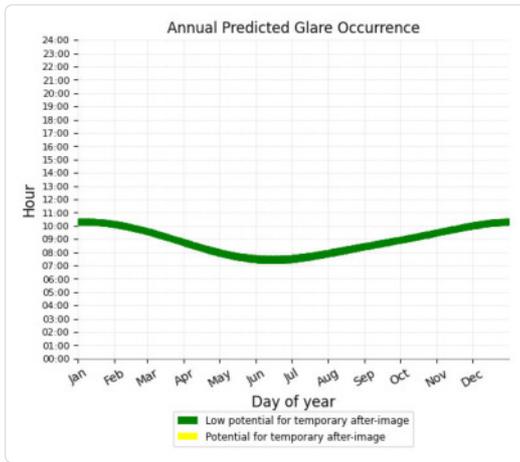
PV 4 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

PV 4 - OP Receptor (OP 2)

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

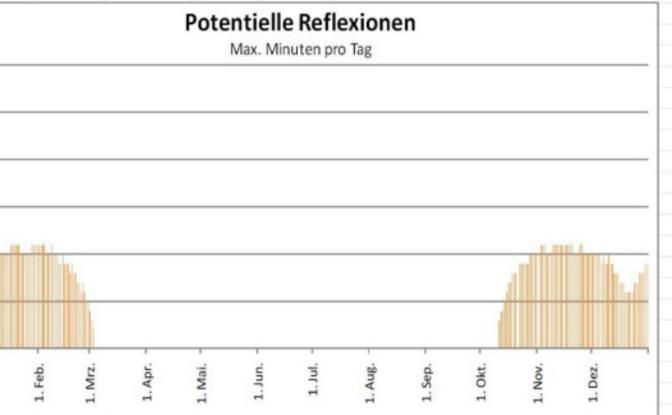
- 6,277 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Datum	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	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	Seitenlänge	Anzahl Minuten	Minuten			
																	Tag	Minuten	Anfang	Ende
2023-01-01 10:08:00	0,010549	814,7749	1	0,46839	0,034182	0,008612	9	147,2	0,534	-0,831	0,156	-0,557	0,827	-0,072	1	Jan.	10	10:21	10:30	
2023-01-01 10:09:00	0,010994	817,2989	1	0,462151	0,033831	0,012876	9,1	147,5	0,531	-0,832	0,158	-0,555	0,829	-0,069	2	Jan.	9	10:22	10:30	
2023-01-01 10:10:00	0,011143	819,8073	1	0,456013	0,033484	0,014799	9,2	147,7	0,528	-0,834	0,159	-0,553	0,831	-0,066	3	Jan.	10	10:21	10:30	
2023-01-01 10:11:00	0,011226	822,3001	1	0,449972	0,033141	0,016217	9,2	147,9	0,525	-0,836	0,161	-0,551	0,832	-0,063	4	Jan.	9	10:21	10:29	
2023-01-01 10:12:00	0,011261	824,7772	1	0,444027	0,032802	0,017284	9,3	148,1	0,521	-0,838	0,162	-0,549	0,834	-0,06	5	Jan.	10	10:21	10:30	
2023-01-01 10:13:00	0,011274	827,2386	1	0,438176	0,032466	0,018189	9,4	148,3	0,518	-0,84	0,163	-0,546	0,836	-0,057	6	Jan.	9	10:21	10:29	
2023-01-01 10:14:00	0,011268	829,6842	1	0,432419	0,032134	0,018954	9,5	148,5	0,515	-0,841	0,165	-0,544	0,837	-0,054	7	Jan.	10	10:21	10:30	
2023-01-01 10:15:00	0,011243	832,114	1	0,426752	0,031806	0,019582	9,6	148,8	0,511	-0,843	0,166	-0,542	0,839	-0,051	8	Jan.	9	10:21	10:29	
2023-01-01 10:16:00	0,011209	834,5279	1	0,421176	0,031482	0,020145	9,6	149	0,508	-0,845	0,168	-0,54	0,84	-0,048	9	Jan.	10	10:21	10:30	
2023-01-01 10:17:00	0,01117	836,9259	1	0,415688	0,031161	0,02067	9,7	149,2	0,505	-0,847	0,169	-0,538	0,842	-0,045	10	Jan.	10	10:20	10:29	
2023-01-01 10:18:00	0,011129	839,3079	1	0,410286	0,030843	0,021184	9,8	149,4	0,501	-0,848	0,17	-0,535	0,844	-0,042	11	Jan.	10	10:20	10:29	
2023-01-01 10:19:00	0,011084	841,674	1	0,404971	0,03053	0,021657	9,9	149,6	0,498	-0,85	0,172	-0,533	0,845	-0,039	12	Jan.	10	10:20	10:29	
2023-01-01 10:20:00	0,011032	844,0239	1	0,399739	0,030219	0,02208	10	149,9	0,495	-0,852	0,173	-0,531	0,847	-0,036	13	Jan.	10	10:19	10:28	
2023-01-01 10:21:00	0,010969	846,3578	2	0,394589	0,029913	0,022427	10	150,1	0,491	-0,853	0,174	-0,529	0,848	-0,033	14	Jan.	10	10:19	10:28	
2023-01-01 10:22:00	0,010899	848,6756	2	0,389521	0,029609	0,022715	10,1	150,3	0,488	-0,855	0,176	-0,526	0,85	-0,03	15	Jan.	10	10:19	10:28	
2023-01-01 10:23:00	0,010824	850,9772	2	0,384533	0,029309	0,022966	10,2	150,5	0,484	-0,857	0,177	-0,524	0,851	-0,027	16	Jan.	10	10:18	10:27	
2023-01-01 10:24:00	0,010746	853,2625	2	0,379623	0,029013	0,023187	10,3	150,7	0,481	-0,858	0,178	-0,522	0,853	-0,024	17	Jan.	11	10:18	10:28	
2023-01-01 10:25:00	0,010663	855,5316	2	0,37479	0,02872	0,023371	10,3	151	0,477	-0,86	0,18	-0,52	0,854	-0,021	18	Jan.	11	10:17	10:27	
2023-01-01 10:26:00	0,010574	857,7843	2	0,370034	0,02843	0,023506	10,4	151,2	0,474	-0,862	0,181	-0,517	0,856	-0,018	19	Jan.	11	10:16	10:26	
2023-01-01 10:27:00	0,01048	860,0207	2	0,365352	0,028143	0,0236	10,5	151,4	0,471	-0,863	0,182	-0,515	0,857	-0,015	20	Jan.	11	10:16	10:26	
2023-01-01 10:28:00	0,010382	862,2407	2	0,360743	0,02786	0,023654	10,6	151,6	0,467	-0,865	0,183	-0,513	0,859	-0,012	21	Jan.	11	10:15	10:25	
2023-01-01 10:29:00	0,010276	864,4443	2	0,356207	0,02758	0,023641	10,6	151,8	0,464	-0,867	0,185	-0,51	0,86	-0,009	22	Jan.	10	10:15	10:24	
2023-01-01 10:30:00	0,010163	866,6313	2	0,351742	0,027303	0,023569	10,7	152,1	0,46	-0,868	0,186	-0,508	0,861	-0,007	23	Jan.	10	10:14	10:23	
2023-01-02 10:08:00	0,009839	813,6411	1	0,471528	0,034363	0,002231	9	147	0,538	-0,828	0,156	-0,56	0,825	-0,074	24	Jan.	10	10:14	10:23	
2023-01-02 10:09:00	0,010793	816,172	1	0,465227	0,03401	0,010929	9,1	147,2	0,535	-0,83	0,158	-0,558	0,827	-0,071	25	Jan.	10	10:13	10:22	
2023-01-02 10:10:00	0,011042	818,6874	1	0,459027	0,03366	0,01364	9,2	147,4	0,532	-0,832	0,159	-0,556	0,829	-0,068	26	Jan.	10	10:12	10:21	
2023-01-02 10:11:00	0,011167	821,1872	1	0,452926	0,033314	0,015384	9,2	147,6	0,528	-0,834	0,16	-0,554	0,83	-0,065	27	Jan.	10	10:11	10:20	
2023-01-02 10:12:00	0,011229	823,6713	1	0,446922	0,032972	0,01665	9,3	147,9	0,525	-0,836	0,162	-0,552	0,832	-0,062	28	Jan.	11	10:10	10:20	
2023-01-02 10:13:00	0,011256	826,1397	1	0,441013	0,032633	0,017661	9,4	148,1	0,522	-0,837	0,163	-0,549	0,833	-0,059	29	Jan.	11	10:09	10:19	
2023-01-02 10:14:00	0,011263	828,5924	1	0,435199	0,032299	0,018516	9,5	148,3	0,518	-0,839	0,165	-0,547	0,835	-0,056	30	Jan.	11	10:08	10:18	
2023-01-02 10:15:00	0,01125	831,0293	1	0,429476	0,031968	0,019234	9,6	148,5	0,515	-0,841	0,166	-0,545	0,837	-0,053	31	Jan.	11	10:07	10:17	
2023-01-02 10:16:00	0,011221	833,4503	1	0,423845	0,03164	0,019836	9,6	148,7	0,512	-0,843	0,167	-0,543	0,838	-0,05	1	Feb.	11	10:06	10:16	
2023-01-02 10:17:00	0,011184	835,8554	1	0,418303	0,031317	0,02038	9,7	149	0,508	-0,844	0,169	-0,541	0,84	-0,047	2	Feb.	11	10:06	10:16	
2023-01-02 10:18:00	0,011144	838,2446	1	0,412848	0,030997	0,020901	9,8	149,2	0,505	-0,846	0,17	-0,539	0,841	-0,044	3	Feb.	11	10:05	10:15	
2023-01-02 10:19:00	0,011102	840,6178	1	0,40748	0,03068	0,021405	9,9	149,4	0,502	-0,848	0,172	-0,536	0,843	-0,041	4	Feb.	11	10:04	10:14	
2023-01-02 10:20:00	0,011055	842,9749	1	0,402197	0,030367	0,021864	10	149,6	0,498	-0,85	0,173	-0,534	0,845	-0,038	5	Feb.	10	10:03	10:12	
2023-01-02 10:21:00	0,010998	845,316	1	0,396998	0,030058	0,022253	10	149,8	0,495	-0,851	0,174	-0,532	0,846	-0,035	6	Feb.	10	10:02	10:11	
2023-01-02 10:22:00	0,010932	847,641	2	0,39188	0,029752	0,022579	10,1	150,1	0,491	-0,853	0,176	-0,53	0,848	-0,032	7	Feb.	10	10:01	10:10	
2023-01-02 10:23:00	0,01086	849,9498	2	0,386843	0,02945	0,022852	10,2	150,3	0,488	-0,855	0,177	-0,527	0,849	-0,029	8	Feb.	11	09:59	10:09	
2023-01-02 10:24:00	0,010783	852,2424	2	0,381886	0,029151	0,023089	10,3	150,5	0,485	-0,856	0,178	-0,525	0,851	-0,026	9	Feb.	10	09:58	10:07	
2023-01-02 10:25:00	0,010703	854,5188	2	0,377006	0,028855	0,023301	10,3	150,7	0,481	-0,858	0,18	-0,523	0,852	-0,023	10	Feb.	10	09:57	10:06	
2023-01-02 10:26:00	0,010618	856,7788	2	0,372204	0,028563	0,023468	10,4	150,9	0,478	-0,86	0,181	-0,52	0,854	-0,02	11	Feb.	10	09:56	10:05	
2023-01-02 10:27:00	0,010527	859,0226	2	0,367477	0,028274	0,023585	10,5	151,2	0,474	-0,861	0,182	-0,518	0,855	-0,017	12	Feb.	9	09:55	10:03	
2023-01-02 10:28:00	0,010431	861,2499	2	0,362824	0,027988	0,023665	10,6	151,4	0,471	-0,863	0,183	-0,516	0,857	-0,014	13	Feb.	9	09:54	10:02	
2023-01-02 10:29:00	0,01033	863,4608	2	0,358244	0,027706	0,023696	10,6	151,6	0,467	-0,865	0,185	-0,513	0,858	-0,011	14	Feb.	10	09:52	10:01	
2023-01-02 10:30:00	0,010222	865,6553	2	0,353736	0,027427	0,023663	10,7	151,8	0,464	-0,866	0,186	-0,511	0,86	-0,008	15	Feb.	9	09:51	09:59	
2023-01-03 10:08:00	0,010239	814,0893	1	0,468083	0,034131	0,006225	9,1	147	0,538	-0,828	0,158	-0,561	0,825	-0,073	16	Feb.	9	09:50	09:58	
2023-01-03 10:09:00	0,010189	816,6066	1	0,461824	0,033779	0,012224	9,1	147,2	0,535	-0,83	0,159	-0,559	0,826	-0,07	17	Feb.	9	09:49	09:57	
2023-01-03 10:10:00	0,011069	819,1084	1	0,455665	0,033343	0,014388	9,2	147,4	0,532	-0,831	0,16	-0,557	0,828	-0,067	18	Feb.	8	09:48	09:55	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:
 1282 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 11 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 10086 Einträgen /-8751):
 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	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	Seil	Anzahl Minuten	Minuten im Zeitraum	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2			
2023-01-01 10:09:00	0,009612	817,2996	1	0,462152	0,033831	0,001549	9,1	147,5	0,531	-0,832	0,158	-0,555	0,829	-0,069	1	Jan. 6	10:22	10:27	01. Januar	02. März	10	486	09:34	10:27	
2023-01-01 10:10:00	0,010761	819,808	1	0,456013	0,033484	0,011966	9,2	147,7	0,528	-0,834	0,159	-0,553	0,831	-0,066	2	Jan. 6	10:22	10:27	11. Oktober	15. Dezember	10	510	09:09	10:20	
2023-01-01 10:11:00	0,010998	822,3007	1	0,449972	0,033141	0,01457	9,2	147,9	0,525	-0,836	0,161	-0,551	0,832	-0,063	3	Jan. 6	10:22	10:27	27. Dezember	31. Dezember	6	27	10:22	10:27	
2023-01-01 10:12:00	0,011095	824,7778	1	0,444027	0,032802	0,016106	9,3	148,0	0,521	-0,838	0,162	-0,549	0,834	-0,06	4	Jan. 6	10:22	10:27							
2023-01-01 10:13:00	0,011149	827,2392	1	0,438176	0,032466	0,017303	9,4	148,3	0,518	-0,84	0,163	-0,546	0,836	-0,057	5	Jan. 6	10:22	10:27							
2023-01-01 10:14:00	0,011166	829,6848	1	0,432419	0,032135	0,01824	9,5	148,5	0,515	-0,841	0,165	-0,544	0,837	-0,054	6	Jan. 6	10:22	10:27							
2023-01-01 10:15:00	0,011187	832,1146	1	0,426752	0,031806	0,019073	9,6	148,8	0,511	-0,843	0,166	-0,542	0,839	-0,051	7	Jan. 6	10:22	10:27							
2023-01-01 10:16:00	0,011156	834,5285	1	0,421176	0,031482	0,019777	9,6	149	0,508	-0,845	0,168	-0,54	0,84	-0,048	8	Jan. 7	10:21	10:27							
2023-01-01 10:17:00	0,011133	836,9265	1	0,415688	0,031161	0,020411	9,7	149,2	0,505	-0,847	0,169	-0,538	0,842	-0,045	9	Jan. 6	10:22	10:27							
2023-01-01 10:18:00	0,011097	839,3085	1	0,410287	0,030843	0,020955	9,8	149,4	0,501	-0,848	0,17	-0,535	0,84	-0,042	10	Jan. 7	10:21	10:27							
2023-01-01 10:19:00	0,011056	841,6746	1	0,404971	0,03053	0,021463	9,9	149,6	0,498	-0,85	0,172	-0,533	0,845	-0,039	11	Jan. 7	10:20	10:26							
2023-01-01 10:20:00	0,011006	844,0245	1	0,399739	0,030219	0,0219	10	149,9	0,495	-0,852	0,173	-0,531	0,847	-0,036	12	Jan. 7	10:21	10:27							
2023-01-01 10:21:00	0,01095	846,3584	1	0,394589	0,029913	0,022291	10	150,1	0,491	-0,853	0,174	-0,529	0,848	-0,033	13	Jan. 7	10:20	10:26							
2023-01-01 10:22:00	0,010891	848,6762	2	0,389521	0,029609	0,022657	10,1	150,3	0,488	-0,855	0,176	-0,526	0,85	-0,03	14	Jan. 7	10:19	10:25							
2023-01-01 10:23:00	0,010822	850,9777	2	0,384533	0,029309	0,022954	10,2	150,5	0,484	-0,857	0,177	-0,524	0,851	-0,027	15	Jan. 8	10:19	10:26							
2023-01-01 10:24:00	0,010749	853,2631	2	0,379623	0,029013	0,023212	10,3	150,7	0,481	-0,858	0,178	-0,522	0,853	-0,024	16	Jan. 7	10:19	10:25							
2023-01-01 10:25:00	0,010671	855,5321	2	0,37479	0,02872	0,023429	10,3	151	0,477	-0,86	0,18	-0,52	0,854	-0,021	17	Jan. 7	10:19	10:25							
2023-01-01 10:26:00	0,010583	857,7849	2	0,370034	0,02843	0,023572	10,4	151,2	0,474	-0,862	0,181	-0,517	0,856	-0,018	18	Jan. 8	10:18	10:25							
2023-01-01 10:27:00	0,01049	860,0213	2	0,365352	0,028143	0,023669	10,5	151,4	0,471	-0,863	0,182	-0,515	0,857	-0,015	19	Jan. 8	10:17	10:24							
2023-01-02 10:10:00	0,010252	818,6881	1	0,459027	0,03366	0,007506	9,2	147,4	0,532	-0,832	0,159	-0,556	0,829	-0,068	20	Jan. 8	10:17	10:24							
2023-01-02 10:11:00	0,010847	821,1878	1	0,452926	0,033314	0,013032	9,2	147,6	0,528	-0,834	0,16	-0,554	0,83	-0,065	21	Jan. 8	10:16	10:23							
2023-01-02 10:12:00	0,011023	823,672	1	0,446922	0,032972	0,015166	9,3	147,9	0,525	-0,836	0,162	-0,552	0,832	-0,062	22	Jan. 8	10:15	10:22							
2023-01-02 10:13:00	0,011107	826,1404	1	0,441013	0,032633	0,016602	9,4	148,1	0,522	-0,837	0,163	-0,549	0,833	-0,059	23	Jan. 9	10:14	10:22							
2023-01-02 10:14:00	0,011146	828,593	1	0,435199	0,032299	0,017696	9,5	148,3	0,518	-0,839	0,165	-0,547	0,835	-0,056	24	Jan. 9	10:14	10:22							
2023-01-02 10:15:00	0,011156	831,0299	1	0,429476	0,031968	0,018581	9,6	148,5	0,515	-0,841	0,166	-0,545	0,837	-0,053	25	Jan. 9	10:13	10:21							
2023-01-02 10:16:00	0,011155	833,4509	1	0,423845	0,03164	0,019375	9,6	148,7	0,512	-0,843	0,167	-0,543	0,838	-0,05	26	Jan. 9	10:12	10:20							
2023-01-02 10:17:00	0,011136	835,856	1	0,418303	0,031317	0,020049	9,7	149	0,508	-0,844	0,169	-0,541	0,84	-0,047	27	Jan. 8	10:12	10:19							
2023-01-02 10:18:00	0,011108	838,2452	1	0,412849	0,030997	0,020652	9,8	149,2	0,505	-0,846	0,17	-0,539	0,841	-0,044	28	Jan. 9	10:11	10:19							
2023-01-02 10:19:00	0,01107	840,6184	1	0,407481	0,03068	0,021182	9,9	149,4	0,502	-0,848	0,172	-0,536	0,843	-0,041	29	Jan. 9	10:10	10:18							
2023-01-02 10:20:00	0,011027	842,9755	1	0,402197	0,030367	0,021673	10	149,6	0,498	-0,85	0,173	-0,534	0,845	-0,038	30	Jan. 9	10:09	10:17							
2023-01-02 10:21:00	0,010974	845,3166	1	0,396998	0,030058	0,022086	10	149,8	0,495	-0,851	0,174	-0,532	0,846	-0,035	31	Jan. 9	10:08	10:16							
2023-01-02 10:22:00	0,010917	847,6416	2	0,39188	0,029752	0,022469	10,1	150,1	0,491	-0,853	0,176	-0,53	0,848	-0,032	1	Feb. 9	10:07	10:15							
2023-01-02 10:23:00	0,010854	849,9504	2	0,386843	0,02945	0,022809	10,2	150,3	0,488	-0,855	0,177	-0,527	0,849	-0,029	2	Feb. 9	10:07	10:15							
2023-01-02 10:24:00	0,010783	852,243	2	0,381886	0,029151	0,02309	10,3	150,5	0,485	-0,856	0,178	-0,525	0,851	-0,026	3	Feb. 9	10:06	10:14							
2023-01-02 10:25:00	0,01071	854,5194	2	0,377007	0,028855	0,023346	10,3	150,7	0,481	-0,858	0,18	-0,523	0,852	-0,023	4	Feb. 9	10:05	10:13							
2023-01-02 10:26:00	0,010629	856,7794	2	0,372204	0,028563	0,023545	10,4	150,9	0,478	-0,86	0,181	-0,52	0,854	-0,02	5	Feb. 9	10:04	10:12							
2023-01-02 10:27:00	0,01054	859,0231	2	0,367477	0,028274	0,023683	10,5	151,2	0,474	-0,861	0,182	-0,518	0,855	-0,017	6	Feb. 9	10:03	10:11							
2023-01-03 10:10:00	0,010605	819,109	1	0,455665	0,03343	0,010894	9,2	147,4	0,532	-0,831	0,16	-0,557	0,828	-0,067	7	Feb. 9	10:02	10:10							
2023-01-03 10:11:00	0,010903	821,5954	1	0,449604	0,033086	0,014006	9,3	147,6	0,529	-0,833	0,162	-0,555	0,83	-0,064	8	Feb. 9	10:01	10:09							
2023-01-03 10:12:00	0,011029	824,0662	1	0,44364	0,032745	0,015764	9,4	147,8	0,525	-0,835	0,163	-0,553	0,831	-0,061	9	Feb. 10	09:59	10:08							
2023-01-03 10:13:00	0,011097	826,5214	1	0,437771	0,032408	0,017079	9,5	148	0,522	-0,837	0,165	-0,55	0,833	-0,058	10	Feb. 10	09:58	10:07							
2023-01-03 10:14:00	0,011124	828,961	1	0,431995	0,032075	0,018088	9,6	148,3	0,519	-0,839	0,166	-0,548	0,835	-0,055	11	Feb. 10	09:57	10:06							
2023-01-03 10:15:00	0,01113	831,3849	1	0,42631	0,031746	0,018942	9,6	148,5	0,515	-0,84	0,168	-0,546	0,836	-0,052	12	Feb. 9	09:56	10:04							
2023-01-03 10:16:00	0,011121	833,7931	1	0,420716	0,03142	0,019686	9,7	148,7	0,512	-0,842	0,169	-0,544	0,838	-0,049	13	Feb. 9	09:55	10:03							
2023-01-03 10:17:00	0,0111	836,1856	1	0,415211	0,031098	0,020338	9,8	148,9	0,509	-0,844	0,17	-0,542	0,839	-0,046	14	Feb. 9	09:54	10:02			</				