

[Dipl.-Ing. \(FH\) Marco Wilke](#) | [Mathias Röper, M. Eng.](#) | [Dr.-Ing. Stefan Bofinger](#) | [Max Krug, St. g. Techniker](#)

SONNWINN

Netzwerk unabhängiger Gutachter für Photovoltaik und Stromspeicher

BLENDGUTACHTEN

PVA KIRCHBACH

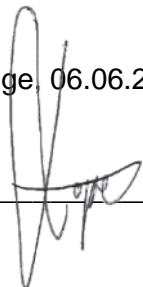
VERSION 3.3

Bearbeitet:

Sachverständiger für Photovoltaik
Mathias Röper, M. Eng.

Achter de Schün 1
25436 Moorrege
+49 4122 509100
mathias.roeper@sonnwin.de
www.sonnwin.de

Moorrege, 06.06.2024

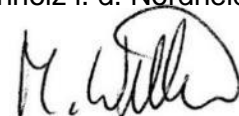


Review:

Sachverständiger für Photovoltaik
Dipl.-Ing. (FH) Marco Wilke

Riesenweg 9
21244 Buchholz in der Nordheide
+49 (0) 4181 2326110
marco.wilke@sonnwin.de
www.sonnwin.de

Buchholz i. d. Nordheide, 06.06.2024



Revisionstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
3.3	Infos bzgl. Sichtschutzplanen hinzugefügt	06.06.2024	Mathias Röper
3.2	Blendarme Module als Maßnahme	29.05.2024	Mathias Röper
3.1	Neue Maßnahmenbeschreibung	28.05.2024	Mathias Röper
3.0	Neues Anlagenlayout berücksichtigt	16.02.2024	Mathias Röper
2.0	Neue Ausrichtung der Module berücksichtigt (Süd-Ausrichtung)	19.01.2024	Mathias Röper
1.0	Erste Fassung	17.11.2023	Mathias Röper

Das Gutachten ist nur in seiner aktuellen Fassung gültig.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
1.1	Fragestellung	3
1.2	Haftungsausschluss	3
1.3	Datengrundlage	3
1.4	Übersicht der angewendeten Methodiken	4
2	Anlagenbeschreibung.....	5
3	Zusammenfassung der Ergebnisse	7
3.1	Blendwirkung von Modulen	8
3.2	Berechnung von Reflexionen	10
3.3	Verwendete Software, Annahmen und Limitationen	10
4	Blendwirkungen auf Gebäude	11
4.1	Auswertungsmethodik.....	11
4.2	Schutzwürdige Räume in der Umgebung der PVA.....	12
4.3	Observationspunkte	13
4.4	Ergebnisse.....	14
5	Blendwirkungen auf Verkehrswege	16
5.1	Auswertungsmethodik.....	16
5.2	Relevante Verkehrswege	18
5.3	Observationspunkte	19
5.4	Ergebnisse.....	20
6	Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen	23
6.1	Gebäude.....	23
6.2	Verkehrswege.....	23
7	Literaturverzeichnis	25
	Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT	26

1 Einleitung

Herr Mathias Röper, Sachverständiger für Photovoltaik, wurde beauftragt, die möglichen Blendwirkungen folgender Photovoltaikanlage (PVA) zu untersuchen und zu bewerten:

Tabelle 1: Projektübersicht

Auftraggeber	M. Münch Elektrotechnik GmbH & Co. KG Energiepark 1 95365 Rugendorf
Projektname	PVA Kirchbach
Adresse	09569 Oederan, OT: Kirchbach
Stand der Projektierung	<input type="checkbox"/> Bestand <input type="checkbox"/> Im Bau <input checked="" type="checkbox"/> Planung

Der vorliegende Bericht wurde zudem von Herrn Marco Wilke, Sachverständiger für Photovoltaik, in externer Zuarbeit geprüft.

1.1 Fragestellung

Es stellt sich die Frage, ob die Solarmodule der geplanten Photovoltaikanlage Sonnenlicht so reflektieren, dass erhebliche Belästigungen bzw. Beeinträchtigungen für folgende Immissionsorte auftreten können:

Tabelle 2: Im Gutachten betrachtete Immissionsorte

	Immissionsorte
<input checked="" type="checkbox"/>	Schutzwürdige Räume (z. B. Wohnräume)
<input checked="" type="checkbox"/>	Straßenverkehr
<input type="checkbox"/>	Bahnverkehr

Dieses Gutachten dient der Beantwortung dieser Frage und stellt dar, ob und mit welcher Häufigkeit belästigende bzw. beeinträchtigende Blendwirkungen auftreten können. Zudem werden die Ergebnisse bewertet.

1.2 Haftungsausschluss

Dieser Bericht wurde ausschließlich für den Gebrauch des Auftraggebers und in dessen Auftrag erstellt. Die Berechnungen und Auswertungen erfolgten nach bestem Wissen und Gewissen. Trotz sorgfältiger Durchführung können Fehler oder Irrtümer nicht vollständig ausgeschlossen werden. Für Folgeschäden, die aus der Nutzung des Gutachtens resultieren, wird keine Haftung übernommen. Die Haftung für Schadensersatz bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz bleibt unberührt. Bei Weitergabe des Gutachtens an Dritte darf dieses weder verändert noch bearbeitet werden. Eine Haftung gegenüber Dritten, die sich den Inhalt dieses Gutachtens zunutze machen, ist grundsätzlich ausgeschlossen.

1.3 Datengrundlage

Tabelle 3: Verwendete Daten/Informationen und ihre Quellen

Information/Daten	Quelle
Angaben zur geplanten PVA	Auftraggeber
Umliegende Vegetation	Google Earth Pro, OpenStreetMap
Umliegende Bebauung	
Höhenmodell (DGM1)	Landesamt für Geobasisinformation Sachsen [GeoSN]

1.4 Übersicht der angewendeten Methodiken

Die Auswertung der Blendwirkungen auf die Immissionsorte wurde entsprechend folgender Tabelle durchgeführt.

Tabelle 4: Methodiken

Immissionsort	Methodik
Schutzbedürftige Räume (Wohnräume, Büros etc.)	Gemäß dem Leitfaden der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI-Leitfaden) [1]
Verkehrswege (Straßen, Bahnstrecken)	Eigene Auswertungsmethodik (siehe Kapitel 6)

2 Anlagenbeschreibung

Die geplante PVA besteht aus zwei PV-Feldern (Generatorfeldern).

Tabelle 5: Relevante Anlagenparameter

Parameter	Angabe/Wert
Geokoordinaten (Breite, Länge)	50.855727, 13.226977
Art der Anlage	Freiflächenanlage
Modultyp	Si-kristallines Modul mit Antireflexbeschichtung
Aufständigung	Fest aufgeständert
Größe der PVA (Projektfläche)	ca. 8 ha
Nennleistung (DC)	-
Modulausrichtung (Azimut)	Feld 1: 150° Süd Feld 2: 160° Süd
Modulneigung	17°
Höhe Modulunterkante	1 m
Höhe Moduloberkante	3,13 m



Abbildung 1: Grundriss der PV-Flächen - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro



Abbildung 2: Belegungsplan - Quelle: Auftraggeber

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Da die LAI-Grenzwerte (Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz) eingehalten werden, wird die geplante Photovoltaikanlage keine erheblichen Belästigungen durch Blendwirkungen in schutzwürdigen Räumen, wie Wohnräumen, verursachen.

Auf den Straßen K 7753 und K 7702 können in Fahrtrichtung Osten keine relevanten Blendwirkungen durch die Photovoltaikanlage auftreten. In Fahrtrichtung Westen könnten Fahrzeugführer jedoch störende Reflexionen im zentralen Sichtfeld wahrnehmen. Diese lassen sich jedoch durch geeignete Maßnahmen vollständig unterbinden.

3.1 Blendwirkung von Modulen

Ein PV-Modul setzt sich aus zahlreichen Solarzellen zusammen, die Sonnenlicht in elektrische Energie umwandeln. Um Stabilität zu gewährleisten und vor Witterungseinflüssen zu schützen, sind die Solarzellen normalerweise hinter einer Glasscheibe (Modulglas) angebracht. Das Modulglas ist maßgeblich für mögliche Blendwirkungen verantwortlich. Da die erzeugte elektrische Energie in direktem Verhältnis zur Intensität der Sonneneinstrahlung auf die Solarzellen steht, bemühen sich Modulhersteller, Reflexionen am Modulglas zu reduzieren – je weniger Reflexionen, desto höher der Ertrag. Daher verfügt das Modulglas typischerweise über eine spezielle Oberflächentexturierung und eine sogenannte Antireflexschicht. Beide Elemente gewährleisten, dass möglichst viel Licht auf die Solarzellen trifft und Reflexionsverluste minimiert werden [2].

Daher reflektieren Solarmodule bei geringen Einfallswinkeln θ (siehe Abbildung 3) lediglich einen kleinen Teil des Sonnenlichts (etwa 5 %). Studien zeigen jedoch, dass trotz Texturierung und Antireflexbeschichtung der Anteil des reflektierten Sonnenlichts mit ansteigendem Einfallswinkel exponentiell zunimmt (siehe Abbildung 4).

Da bereits Reflexionen von weniger als 1 % des Sonnenlichts zu einer Absolutblendung führen können [1], müssen demnach Einfallswinkel berücksichtigt werden.

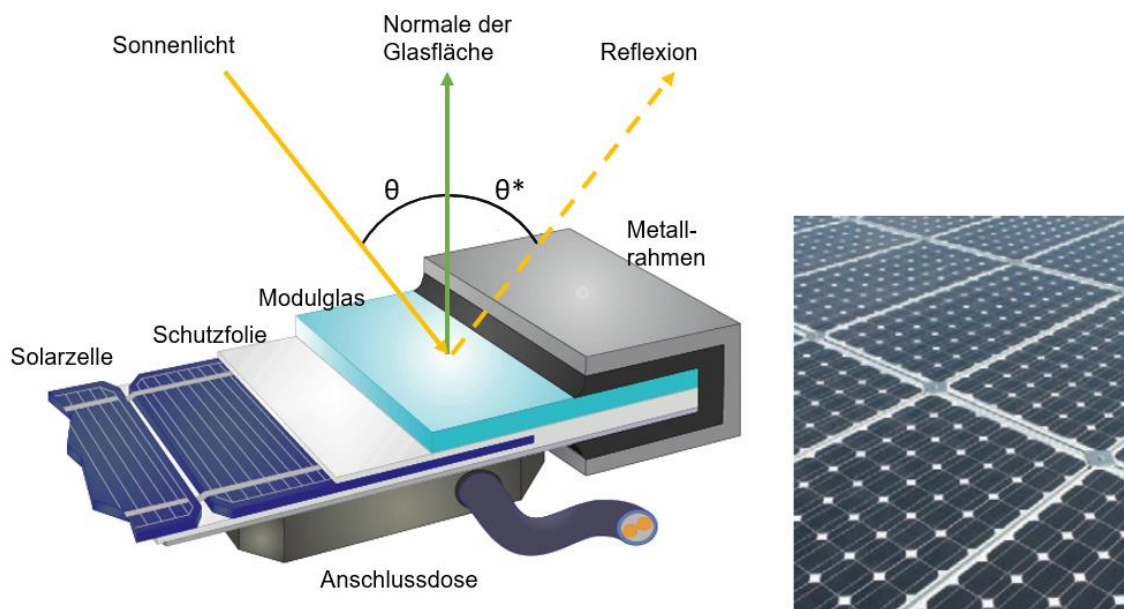


Abbildung 3: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“
– Quelle: [3] (modifiziert)

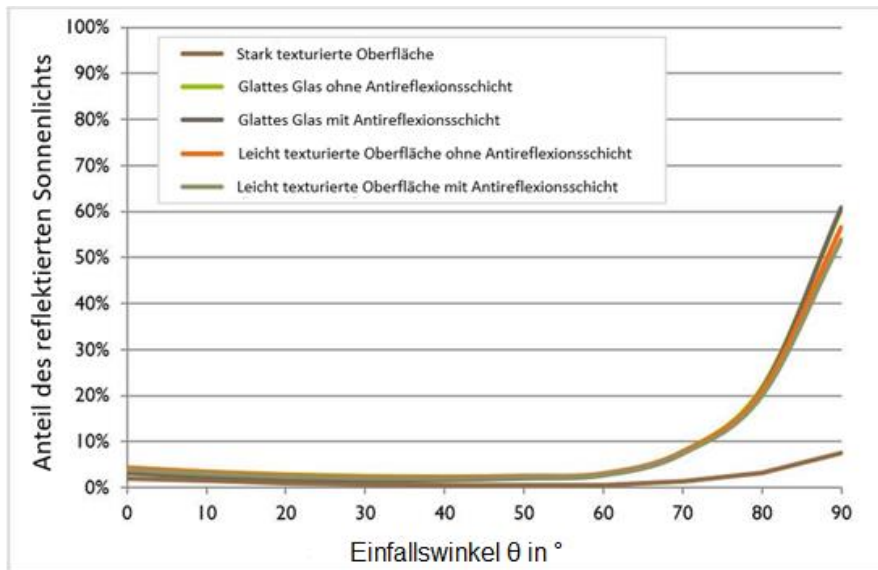


Abbildung 4: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypeen – Quelle: [4], modifiziert

Die Oberflächentexturierung des Modulglases bewirkt eine weniger intensive, aber diffuse (gestreute) Reflexion des Sonnenlichts, wodurch der Immissionsort der Reflexion vergrößert wird. Daher sind die Intensitäten von Reflexionen an Solarmodulen nicht mit denen an beispielsweise glatten Fensterscheiben vergleichbar, bei denen das Sonnenlicht gerichteter reflektiert wird. Neue PV-Module verfügen in der Regel über eine Antireflexbeschichtung und zumindest eine leicht texturierte Oberfläche. Dies gilt auch für den später verwendeten Modultyp.



Abbildung 5: Veranschaulichung der Reflexion an einem texturierten Modulglas (mitte-links) und einem glatten Modulglas (mitte-rechts) – Quelle Aufnahme: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

3.2 Berechnung von Reflexionen

Reflexionen an PV-Modulen können geometrisch hergeleitet werden. Hierzu werden die Module, die relevanten Immissionsorte und die Sonne in einem gemeinsamen Koordinatensystem modelliert [1]. Der standortbezogene Sonnenverlauf kann für jeden Zeitpunkt im Jahr auf Basis mathematischer Funktionen ermittelt werden [5]. Durch Winkelbeziehungen und Strahlungsgesetze lässt sich nachvollziehen, wo und wann Blendwirkungen auftreten. Die Berücksichtigung von modulglasspezifischen Streuwinkeln und Reflexionskoeffizienten ermöglicht eine noch präzisere Betrachtung [4].

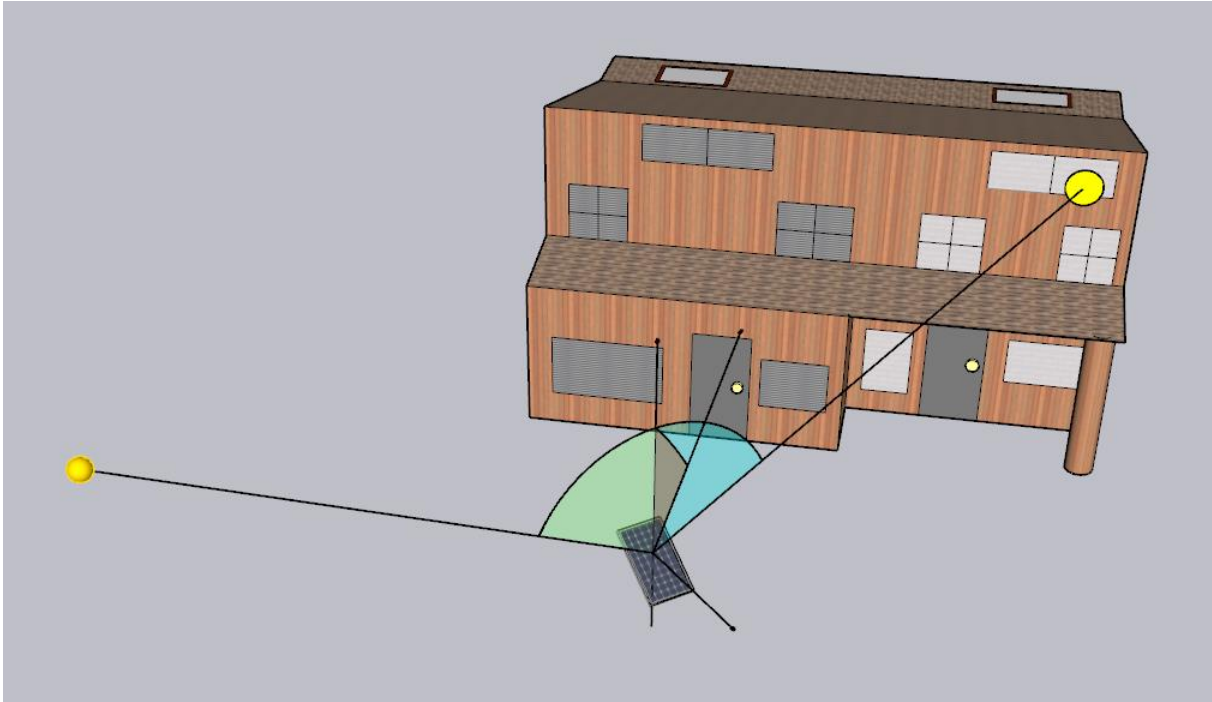


Abbildung 6: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion – Quelle: Eigene Abbildung

3.3 Verwendete Software, Annahmen und Limitationen

Für die Berechnungen der Reflexionen/Blendwirkungen wurde die Software ForgeSolar verwendet. Dabei wurden die Reflexionen/Blendwirkungen der PVA mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute für ein ganzes Jahr berechnet. Die Software basiert auf dem „Solar Glare Hazard Analysis Tool“ (SGHAT) der Sandia National Laboratories. Im Rahmen der Simulation werden die Höhendaten der PV-Fläche sowie der Immissionsorte berücksichtigt. Die Simulation basiert auf der Annahme eines immer klaren Himmels. Demnach wird ein abstrakter Worst-Case betrachtet.

Obwohl ForgeSolar zu den etabliertesten und professionellsten Programmen gehört, um PVA-bedingte Blendwirkungen zu berechnen, kann die Realität nur vereinfacht dargestellt werden. Somit werden die Generatorfelder als Ebenen zusammengefasst, wobei abweichende Modulausrichtungen im Feld (z. B. Modultische, die aufgrund der Topografie eine Neigung entlang der Tischachse besitzen und somit die effektive Ausrichtung der Module beeinflussen) teilweise verloren gehen. Die Limitationen der Software werden nach Möglichkeit durch zusätzliche Berechnungen kompensiert und die Ergebnisse stets validiert. Dennoch können Abweichungen von der späteren Realität nicht ausgeschlossen werden.

Eine weiterführende Auflistung der Annahmen und Einschränkungen bzgl. der Simulation befindet sich in Anhang A.

4 Blendwirkungen auf Gebäude

4.1 Auswertungsmethodik

Die Auswertung der Blendwirkungen auf umliegende Gebäude (inkl. Terrassen und Balkone) basiert auf dem Leitfaden der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) [1].

Der LAI-Leitfaden benennt als maßgebliche Immissionsorte schutzbedürftige Räume, sofern sie zu einer der folgenden Kategorien gehören:

- Wohnräume
- Schlafräume (einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien)
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume
- An relevanten Gebäuden anschließende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone)

Räume, die keiner dieser Kategorien zuzuordnen sind, wurden im Rahmen des Gutachtens nicht auf Blendwirkungen untersucht.

Gemäß dem LAI-Leitfaden gelten (ca.) 100 Meter als räumlicher Grenzwert: Liegt ein Immissionsort weiter als 100 Meter von der PVA entfernt, können erhebliche Belästigungen in der Regel ausgeschlossen werden.

Laut dem LAI-Leitfaden soll zur Ermittlung der Blendzeiten ein vereinfachtes (idealisiertes) Modell verwendet werden, bei dem die Solarmodule als ideal verspiegelte Flächen dargestellt werden. Da eine Spiegelfläche das Sonnenlicht gerichtet reflektiert, findet keine oder nur eine sehr geringe Streuung des Sonnenlichts statt. Je geringer die Streuung, desto kürzer sind die Blendzeiten. In der Simulation wurde jedoch ein realistisches Modell verwendet, das die oberflächenspezifischen Eigenschaften realer Solarmodule berücksichtigt. Um dennoch eine Bewertung nach dem LAI-Leitfaden zu ermöglichen, werden im vorliegenden Gutachten die Blendwirkungen, die lediglich mit dem vereinfachten Modell ermittelt würden, als „Kernblendung“ und die übrigen als „gestreute Reflexion“ bezeichnet und stets differenzierbar dargestellt (sofern relevante Blendwirkungen auftreten).

Zudem sind laut dem Leitfaden Reflexionen, die am Immissionsort mit einem Differenzwinkel $\leq 10^\circ$ zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten, nicht als relevante Blendungen zu betrachten. Dies berücksichtigt den Umstand, dass bei tiefstehender Sonne PVA-bedingte Blendwirkungen von der direkten Sonneneinstrahlung überlagert werden.

Laut dem LAI-Leitfadens liegt eine erhebliche Belästigung durch PVA-bedingte Blendwirkungen vor, wenn ein schutzwürdiger Raum mehr als 30 Minuten pro Tag und/oder 30 Stunden (1.800 Minuten) pro Jahr *Kernblendungen* erfährt.

Es hat sich bewährt, in der Simulation nicht jedes einzelne Gebäude in der Umgebung der PVA auszuwerten, sondern lediglich die nächstgelegenen in verschiedenen Himmelsrichtungen. Im Rahmen der Simulation wird darauf geachtet, die potenziell am stärksten betroffenen schutzbedürftigen Räume zu analysieren (Worst-Case-Betrachtung).

In der Simulation werden keine Hindernisse wie Vegetationsstreifen oder Gebäude berücksichtigt.

4.2 Schutzwürdige Räume in der Umgebung der PVA

Ab einem Abstand zwischen Immissionsort (z. B. Wohngebäude) und PVA von 100 m können erhebliche Belästigungen (i. d. R.) pauschal ausgeschlossen werden [1].

In einem Umkreis von 100 Metern um die Photovoltaikanlage befindet sich kein Gebäude.



Abbildung 7: Übersicht der 100-Meter-Zone – Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

4.3 Observationspunkte

Obwohl aufgrund der Distanz zwischen den nächstgelegenen Wohnhäusern und der Photovoltaikanlage erhebliche Belästigungen durch Blendwirkungen bereits ausgeschlossen werden können, werden zur genaueren Bewertung möglicher Blendwirkungen in oder an den Wohngebäuden östlich von Feld 2 sogenannte „Observationspunkte“ (OP) definiert.

Diese OP (OP H1 bis H3) fungieren in der Simulation als Detektorpunkte, um einfallende Reflexionen zu erfassen. Die OP wurden in einer Höhe von 4,6 Metern über der umliegenden Geländeoberkante positioniert, was in etwa der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Obergeschoss entspricht. Da höhergelegene Immissionsorte allgemein stärkeren Blendwirkungen ausgesetzt sind als tiefergelegene, zielt dieser Ansatz darauf ab, das Worst-Case-Szenario bezüglich Blendwirkungen abzubilden.



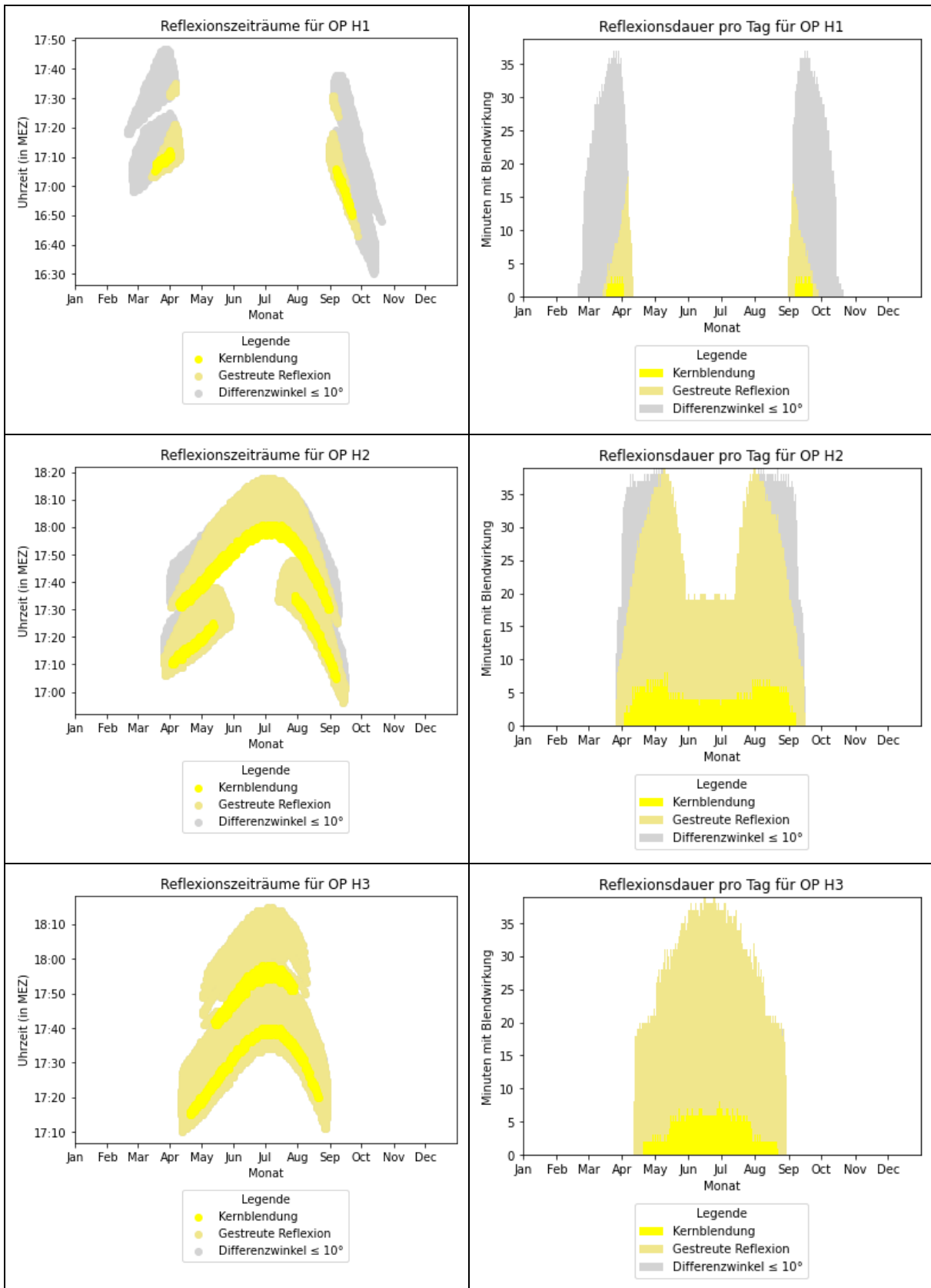
Abbildung 8: Positionen der OP Hx - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

4.4 Ergebnisse

Tabelle 6: Ergebnistabelle für die OP Hx

Observationspunkt (OP)	Maximale Blenddauer (Kernblendung) pro Tag in Minuten	Jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) in Minuten	Werden die LAI-Grenzwerte eingehalten?
H1	8	76	ja
H2	8	764	ja
H3	8	561	ja
LAI-Grenzwerte: <ul style="list-style-type: none">• Maximal 30 Minuten Kernblendung pro Tag• Maximal 1.800 Minuten Kernblendung pro Jahr			

Ergebnisdiagramme 1: Ergebnisdiagramme für die OP Hx



5 Blendwirkungen auf Verkehrswege

5.1 Auswertungsmethodik

Vorgaben zur Bewertung der Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen auf Verkehrswege (Straßen und Bahnstrecken) sind in keiner Norm, Leitlinie oder sonstigen Regelwerken definiert bzw. standardisiert und werden auch im LAI-Leitfaden nicht thematisiert. Die Bewertung der Blendwirkungen auf die umgebenden Verkehrswege erfolgte daher auf der Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse und etablierter Verfahren, die im Folgenden dargestellt werden.

Zur Beurteilung der Blendwirkungen durch Photovoltaikanlagen auf Verkehrswege ist es gängige Praxis, ein oder mehrere Sichtfelder von Fahrzeugführern (Kraftfahrzeug- und Lokführer) zu definieren, welche sich dann durch ihre Relevanz bezüglich Blendwirkungen unterscheiden. Anschließend wird mittels Simulation geprüft, ob Reflexionen in diesen Sichtfeldern auftreten. Es wird dabei angenommen, dass die Blickrichtung eines Fahrzeugführers mit der Fahrtrichtung übereinstimmt [6].

Es wird zwischen folgenden Sichtfeldern bzw. Sichtfeldgrenzen unterschieden (siehe Abbildung 11 für eine grafische Darstellung):

- **Erheblichkeitsgrenze:** In Anlehnung an [6] und [7] wird eine Erheblichkeitsgrenze von $\pm 30^\circ$, bezogen auf die Fahrtrichtung, definiert. Finden Reflexionen außerhalb dieses Sichtfeldes statt, so führen diese i. d. R. zu keinen erheblichen Beeinträchtigungen.
- **Beeinträchtigungsgrenze:** In Anlehnung an [8] wird zudem eine Beeinträchtigungsgrenze von $\pm 50^\circ$, bezogen auf die Fahrtrichtung, definiert. Finden Reflexionen außerhalb dieses Sichtfeldes statt, so führen diese i. d. R. zu keinen Beeinträchtigungen. Demnach wird diesen Reflexionen im Rahmen des Gutachtens bei normaler Fahrt keine Blendwirkung (im Sinne einer nennenswerten physiologischen Beeinträchtigung) zugeschrieben.
- **Ausnahme Kreuzungen (Straßenverkehr):** An Straßenkreuzungen (und Bahnübergängen) wird pauschal ein Sichtfeld von $\pm 90^\circ$ als Erheblichkeits- und Beeinträchtigungsgrenze betrachtet.

Für die Analyse der Blendwirkungen auf den Straßenverkehr genügt es, lediglich LKW-Fahrer zu betrachten, da diese höher sitzen als PKW-Fahrer - und höher gelegene Immissionsorte generell stärkeren Blendwirkungen ausgesetzt sind (somit der Worst-Case betrachtet).

Des Weiteren gelten PVA-bedingte Blendwirkungen selbst innerhalb der Erheblichkeitsgrenze als vernachlässigbar (irrelevant), wenn die verursachenden Reflexionen mit einem Differenzwinkel $\leq 10^\circ$ zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten und gleichzeitig der Höhenwinkel der Sonne $\leq 5^\circ$ beträgt. Wenn beide Kriterien erfüllt sind, überlagert die Sonne die Blendwirkung der PVA aus der gleichen Richtung (definiert in Anlehnung an [1]) und kann in der Regel nicht mehr durch eine Blende abgeschirmt werden (Annahme). Die Reflexionen der PVA stellen dann keine zusätzliche Beeinträchtigung dar.

In der Simulation werden keine Hindernisse wie Vegetationsstreifen oder Gebäude berücksichtigt.

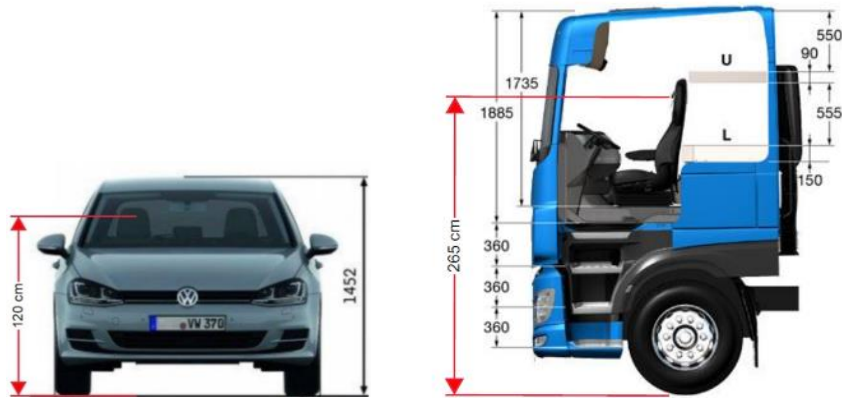


Abbildung 9: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer
 – Quelle: Volkswagen AG (modifiziert), BTS GmbH & Co. KG (modifiziert)

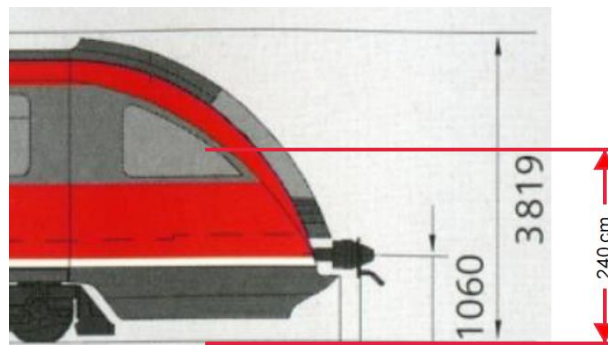


Abbildung 10: Augenhöhe von Lokführern – Quelle: www.nahverkehr-franken.de (modifiziert)

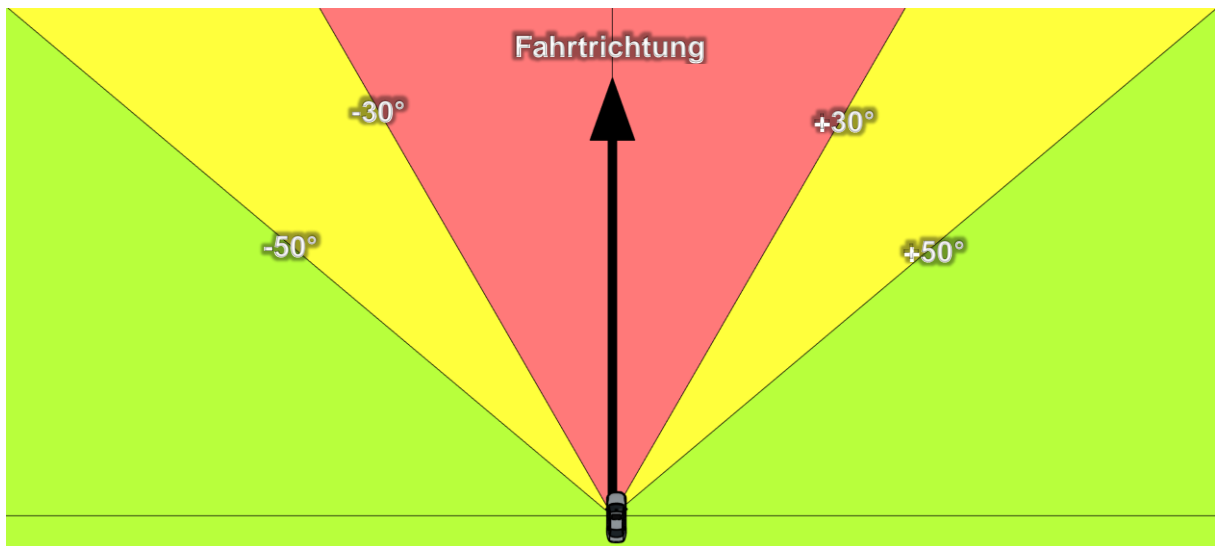


Abbildung 11: Definierte Sichtfelder eines Fahrzeugführers:
 Erheblichkeitsgrenze: Sichtfeld von $\pm 30^\circ$
 Beeinträchtigungsgrenze: Sichtfeld von $\pm 50^\circ$
 – Quelle: Eigene Abbildung

5.2 Relevante Verkehrswege

In der Umgebung der Photovoltaikanlage wurden folgende Verkehrswege als relevant klassifiziert:

- Kreisstraße K 7753
- Kreisstraße K 7702

Nur die als relevant erachteten Straßen wurden mittels Simulation auf mögliche Blendwirkungen hin untersucht. Die übrigen Straßen in der unmittelbaren Umgebung stellen Wirtschaftswege dar. Aufgrund des geringen Verkehrsaufkommens wird ihnen keine Relevanz beigemessen. Nur die als relevant eingestuften Verkehrswege wurden mittels Simulation auf mögliche Blendwirkungen untersucht.

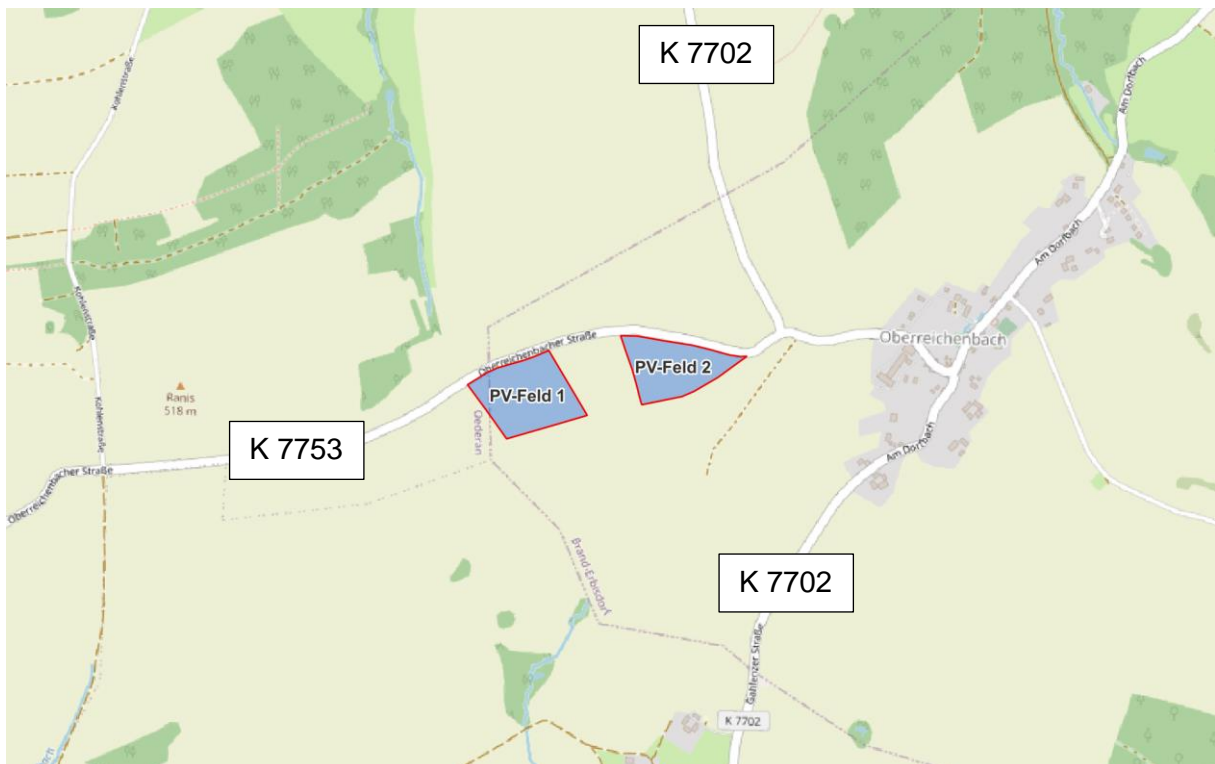


Abbildung 12: Positionen der als relevant eingestuften Verkehrswege - Quelle Karte: OpenStreetMap

5.3 Observationspunkte

Für die Auswertung der Blendwirkungen auf die relevanten Verkehrswege wurden spezielle „Observationspunkte“ (OP) festgelegt. Diese OP dienen in der Simulation als Detektorpunkte, um auftreffende Reflexionen zu erfassen. Insgesamt wurden elf OP (OP S1 bis S11) zur Analyse der Blendwirkungen auf die Verkehrswege definiert.

Die OP wurden in einer Höhe von 2,65 Metern über dem Straßenniveau positioniert, was ungefähr der Augenhöhe eines LKW-Fahrers entspricht.

Abbildung 13 zeigt die Positionen der Observationspunkte.

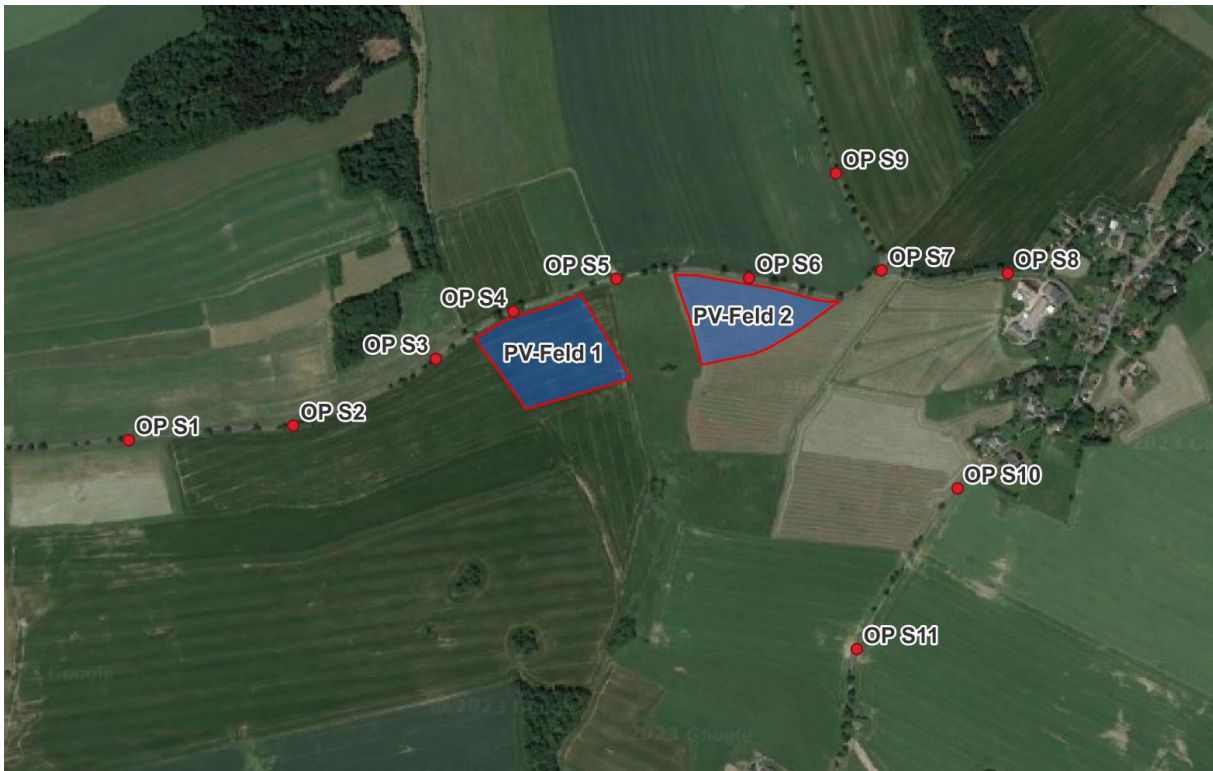


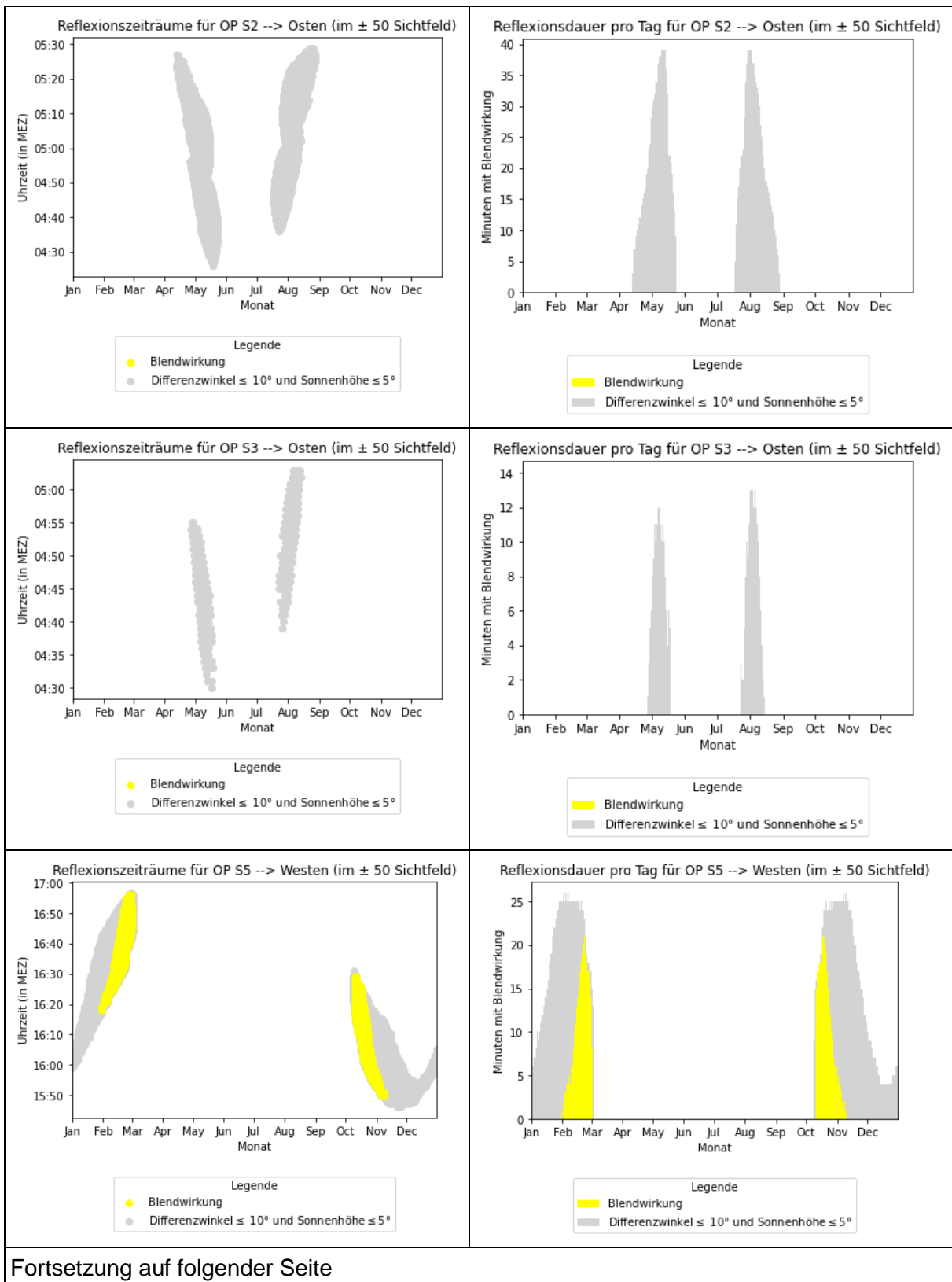
Abbildung 13: Positionen der OP Sx - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

5.4 Ergebnisse

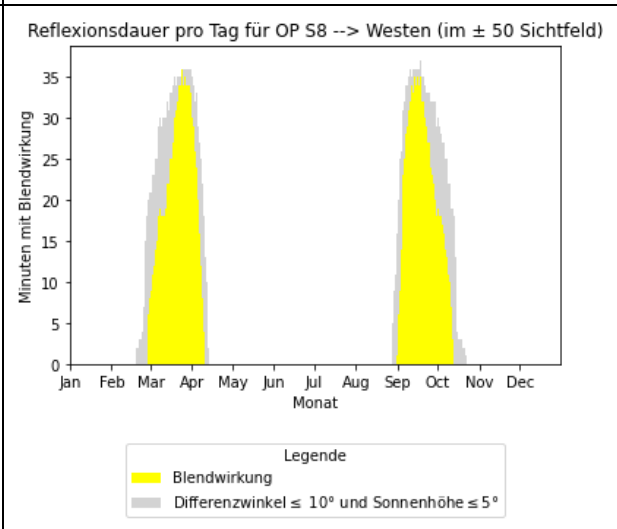
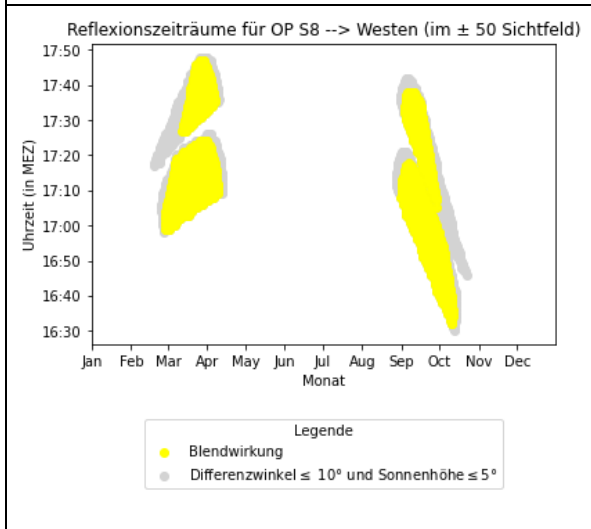
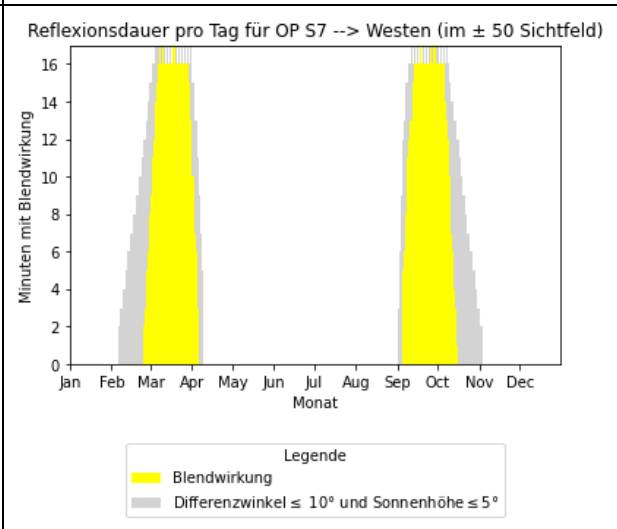
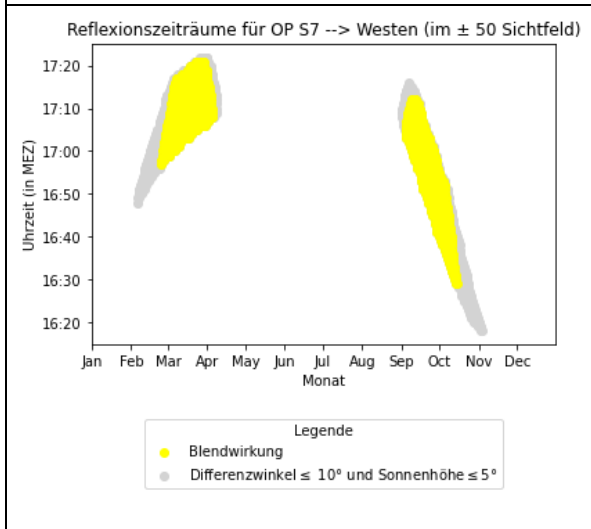
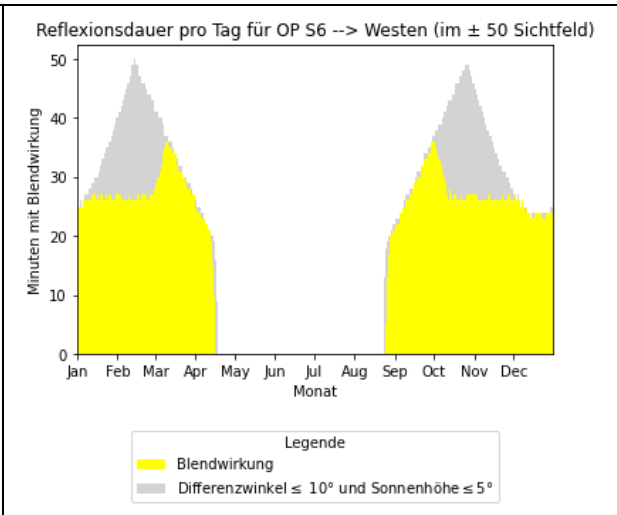
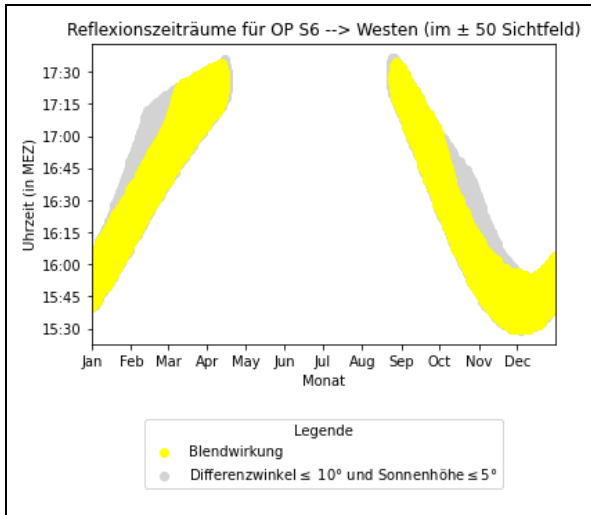
Tabelle 7: Übersicht der Simulationsergebnisse für die Observationspunkte der Verkehrswege

Observationspunkt (OP)	Fahrtrichtung	Min. Winkel zwischen Fahrtrichtung und Blendquelle (wenn der Winkel über 90° beträgt, werden die Reflexionen nicht mehr aufgeführt)	Werden die Blendwirkungen innerhalb der Beeinträchtigungsgrenze ($\pm 50^\circ$ Sichtfeld bei Fahrt, $\pm 90^\circ$ Sichtfeld an Kreuzungen/Bahnübergängen) vollständig von der Sonne überlagert?	Anmerkung
S1	Osten	keine Reflexionen	-	Die PVA liegt von OP S1 aus gesehen hinter einer Geländeerhöhung. -
	Westen	keine Reflexionen	-	
S2	Osten	6°	ja	-
	Westen	keine Reflexionen	-	-
S3	Osten	5°	ja	-
	Westen	keine Reflexionen	-	-
S4	Osten	keine Reflexionen	-	-
	Westen	keine Reflexionen	-	-
S5	Osten	keine Reflexionen	-	-
	Westen	5	nein	-
S6	Osten	keine Reflexionen	-	-
	Westen	5°	nein	-
S7 (Kreuzung)	Osten	keine Reflexionen	-	-
	Westen	10°	nein	-
	Süden	keine Reflexionen	-	-
S8	Osten	keine Reflexionen	-	-
	Westen	10°	nein	-
S9	Norden	keine Reflexionen	-	-
	Süden	keine Reflexionen	-	-
S10	Nordosten	keine Reflexionen	-	-
	Südwesten	keine Reflexionen	-	-
S11	Nordosten	keine Reflexionen	-	-
	Südwesten	keine Reflexionen	-	-

Ergebnisdiagramme 2: Reflexionen auf die Verkehrswege, welche innerhalb der Beeinträchtigungsgrenze wahrgenommen werden können



Fortsetzung auf folgender Seite



6 Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen

6.1 Gebäude

Die durchgeführte Simulation hat ergeben, dass die Wohnhäuser in der benachbarten Umgebung keine signifikanten Blendwirkungen zu erwarten haben. Die LAI-Grenzwerte werden eingehalten.

6.2 Verkehrswege

Aufgrund der leicht nach Osten gedrehten Anordnung der Modultische der Photovoltaikanlage (PVA) werden Fahrzeugführer in Fahrtrichtung Osten auf der K 7753 und K 7702 keine relevanten Blendwirkungen im relevanten Sichtfeld erfahren, da alle Reflexionen von der Sonne überlagert werden. In Fahrtrichtung Westen können jedoch störende Reflexionen im zentralen Sichtfeld auftreten.

Um diese Blendwirkungen zu minimieren, werden folgende Sichtschutzmaßnahmen empfohlen:

- Sichtschutz an PV-Feld 1: Es wird empfohlen, entlang der nordöstlichen Anlagengrenze von PV-Feld 1 einen Sichtschutz über eine Länge von 60 m und eine Höhe von mindestens 4 m zu errichten.
- Sichtschutz an PV-Feld 2: Es wird empfohlen, entlang der nordöstlichen Anlagengrenze von PV-Feld 2 einen Sichtschutz mit einer Höhe von mindestens 3 m zu errichten.
- Verdeckung der nordwestlichsten Modultischreihen von PV-Feld 1: Es wird empfohlen, die nordwestlichsten Modultischreihen des westlichen Generatorfeldes für Fahrzeugführer in Fahrtrichtung Westen zu verdecken, nachdem diese den Sichtschutz im Nordosten von PV-Feld 1 passiert haben. Dies könnte durch einen zusätzlichen Sichtschutz entlang der Straße realisiert werden. Denkbar wäre hier auch eine dichte Vegetation als Sichtschutz.
 - **Alternative:** Blendarme Module für die drei nördlichsten Modultische von PV-Feld 1.

Durch die Umsetzung dieser Maßnahmen werden alle Verkehrsteilnehmer vor möglichen Blendwirkungen geschützt und die Sicherheit auf den Straßen K 7753 und K 7702 gewährleistet.

Wenn der Sichtschutz mit Sichtschutzplanen an einem erhöhten Anlagenzaun realisiert wird, müssen hierbei keine 100 % blickdichten (und somit anfälligen für Windlasten) Planen verwendet werden. Die Sichtschutzwerte müssen noch konkretisiert werden.



Abbildung 14: Position des Sichtschutzes (Teil 1/2) - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

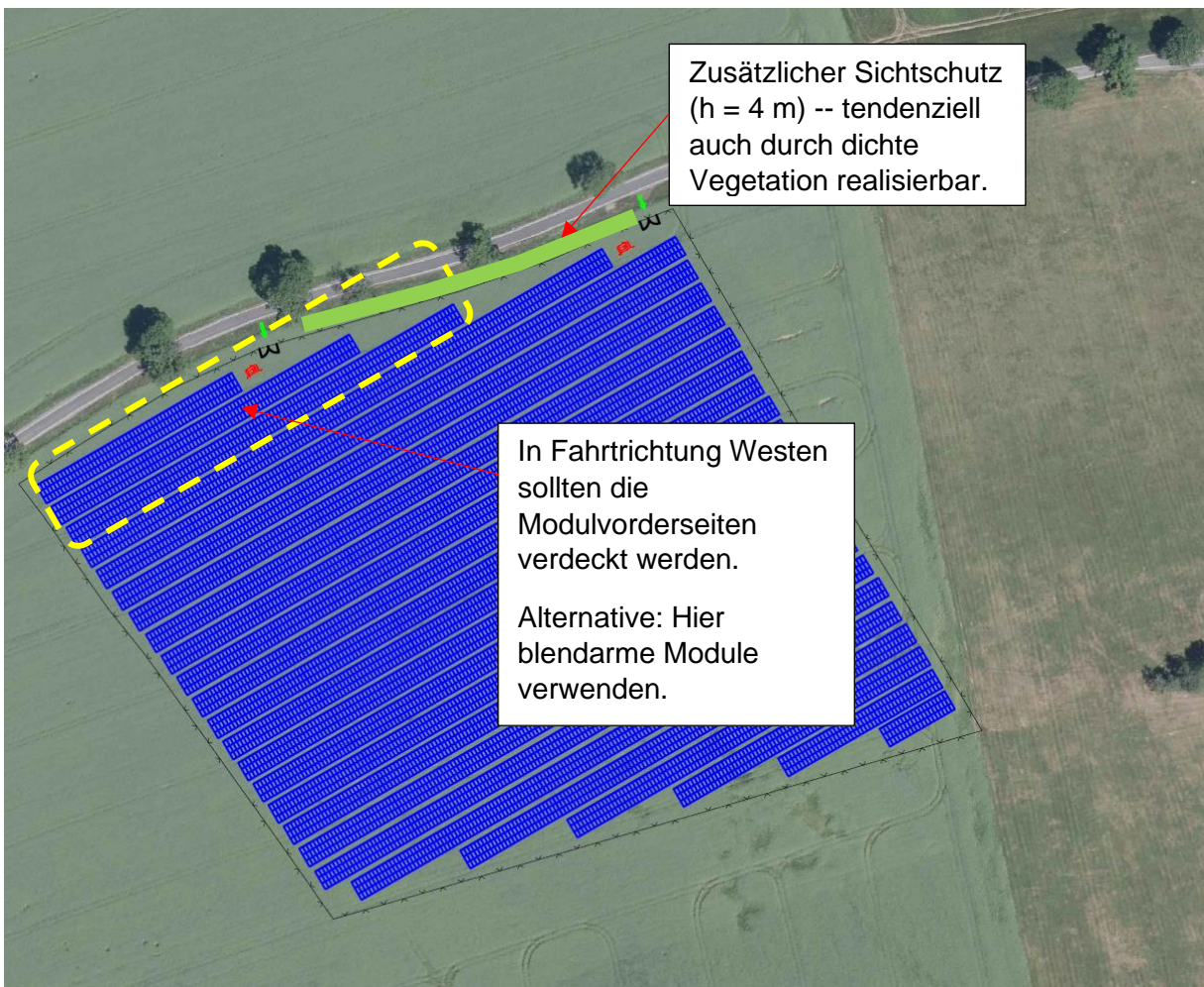


Abbildung 15: Position des Sichtschutzes (Teil 2/2) - Quelle Satellitenbild: Google Earth P

7 Literaturverzeichnis

- [1] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), *Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen (Leitfaden)*. 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/lichthinweise-2015-11-03mit-formelkorrektur_aus_03_2018_1520588339.pdf
- [2] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 5. Aufl. Carl Hanser Verlag München, 2020.
- [3] Volker Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*, 9. Aufl. Carl Hanser Verlag München, 2015.
- [4] J. Yellowhair und C. K. Ho, „Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts“, San Diego, California, USA: American Society of Mechanical Engineers, Juni 2015, S. V002T11A003. doi: 10.1115/ES2015-49481.
- [5] J. A. Duffie und W. A. Beckman, „Solar Engineering of Thermal Processes“, Bd. 4, 2013.
- [6] Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE), „Blendung durch Photovoltaikanlagen - OVE-Richtlinie R 11-3“. 2016.
- [7] R. Jurado-Piña und J. M. P. Mayora, „Methodology to Predict Driver Vision Impairment Situations Caused by Sun Glare“, *Transportation Research Record*, Bd. 2120, Nr. 1, S. 12–17, Jan. 2009, doi: 10.3141/2120-02.
- [8] Jason A- Rogers, Clifford K. Ho, Andrew Mead, Angel Millan, Melissa Beben, und Gena Drechsler, „Evaluation of Glare as a Hazard for General Aviation Pilots on Final Approach“. 2015. Zugegriffen: 15. April 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.faa.gov/data_research/research/med_humanfacfs/oamtechreports/2010s/media/201512.pdf
- [9] C. K. Ho, C. M. Ghanbari, und R. B. Diver, „Methodology to Assess Potential Glint and Glare Hazards From Concentrating Solar Power Plants: Analytical Models and Experimental Validation“, *Journal of Solar Energy Engineering*, Bd. 133, Nr. 3, S. 031021, Aug. 2011, doi: 10.1115/1.4004349.

Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT



4. Assumptions and Limitations

Below is a list of assumptions and limitations of the models and methods used in SGHAT:

- The software currently only applies to flat reflective surfaces. For curved surfaces (e.g., focused mirrors such as parabolic troughs or dishes used in concentrating solar power systems), methods and models derived by Ho et al. (2011) [1] can be used and are currently being evaluated for implementation into future versions SGHAT.
- SGHAT does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.
- SGHAT assumes that the PV array is aligned with a plane defined by the total heights of the coordinates outlined in the Google map. For more accuracy, the user should perform runs using minimum and maximum values for the vertex heights to bound the height of the plane containing the solar array. Doing so will expand the range of observed solar glare when compared to results using a single height value.
- SGHAT does not consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.
- The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm [2] and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.
- The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.
- Single- and dual-axis tracking compute the panel normal vector based on the position of the sun once it is above the horizon. Dual-axis tracking does not place a limit on the angle of rotation, unless the sun is below the horizon. For single-axis tracking, a maximum angle of rotation can be applied to both the clockwise and counterclockwise directions.

Ausschnitt wurde dem SGHAT-Handbuch (Solar Glare Hazard Analysis Tool) entnommen. Das vollständige Handbuch kann unter folgendem Link gefunden werden:

https://forgesolar.com/static/docs/SGHAT3-GlareGauge_user_manual_v1.pdf