



[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

SOLARPARK ZELL IM FICHELGEBIRGE

VERSION 1.0

Bearbeitet:

Sachverständiger für Photovoltaik
Mathias Röper, M. Eng.

Achter de Schün 1
D-25436 Moorrege
+49 4122 509100
mathias.roeper@sonnwinn.de
www.sonnwinn.de

Moorrege, 19.07.2024

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'MR', is written over a solid horizontal line.

Revisionstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
1.0	Erste Fassung	19.07.2024	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
4	Grundlagen	8
4.1	Blendwirkung von Modulen	8
4.2	Berechnung von Reflexionen	10
4.3	Verwendete Software, Annahmen und Limitationen	10
5	Blendwirkungen auf Gebäude	11
5.1	Auswertungsmethodik.....	11
5.2	Schutzwürdige Räume in der Umgebung der PVA	12
5.3	Observationspunkte	17
5.4	Ergebnisse.....	18
6	Blendwirkungen auf Verkehrswege	19
6.1	Auswertungsmethodik.....	19
6.2	Relevante Verkehrswege	21
6.3	Observationspunkte	22
6.4	Ergebnisse.....	23
7	Diskussion der Ergebnisse	24
7.1	Gebäude.....	24
7.2	Straßen.....	24
8	Literaturverzeichnis	26
	Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT	27

1 Einleitung

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

Tabella 1: Projektübersicht

Auftraggeber	M. Münch Elektrotechnik GmbH & Co. KG
Projektname	Solarpark Zell im Fichtelgebirge
Adresse	95239 Zell im Fichtelgebirge
Stand der Projektierung	<input type="checkbox"/> Bestand <input type="checkbox"/> Im Bau <input checked="" type="checkbox"/> Planung

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:

- Schutzwürdige Räume (z. B. Wohnräume)
- Straßenverkehr

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

Tabella 2: Verwendete Daten/Informationen und ihre Quellen

Information/Daten	Quelle
Angaben zur geplanten PVA	Auftraggeber
Umliegende Vegetation	Google Earth Pro, OpenStreetMap
Umliegende Bebauung	
Höhendaten (DGM1)	Bayerische Vermessungsverwaltung – www.geodaten.bayern.de

1.4 Übersicht der angewendeten Methodiken

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

Tabelle 3: Methodiken

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

2 Anlagenbeschreibung

Die geplante PVA besteht aus fünf PV-Flächen.

Tabelle 4: Relevante Anlagenparameter

Parameter	Angabe/Wert
Geokoordinaten (Breite, Länge)	50.1450109,11.7800048
Art der Anlage	Freiflächenanlage
Modultyp	Si-kristallines Modul mit Antireflexbeschichtung
Aufständigung	Fest aufgeständert
PV-Fläche	ca. 12,8 ha
Nennleistung (DC)	-
Modulausrichtung (Azimut)	Fläche 1: ca. 180° Fläche 2: ca. 154° Fläche 3: ca. 180° Fläche 4: ca. 180° Fläche 5: ca. 223° (Norden = 0°, Osten = 90° usw.)
Modulneigung	17°
Höhe Modulunterkante	1 m
Höhe Moduloberkante	3,13 m

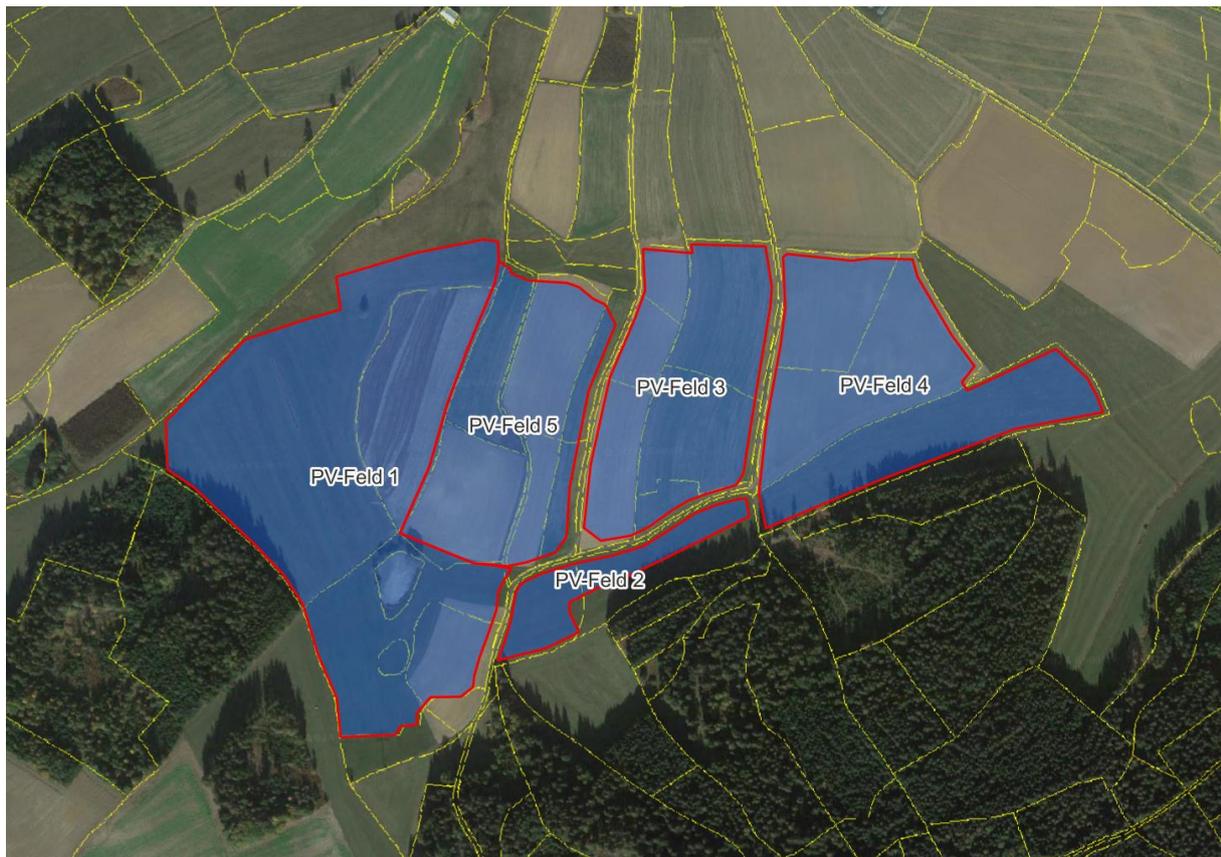


Abbildung 1: Grundriss der PV-Flächen - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro



Abbildung 2: Belegungsplan - Quelle: Auftraggeber

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im relevanten Umfeld (100 m Radius) der Photovoltaikanlage existieren keine schutzwürdigen Gebäude (z. B. Wohngebäude oder Bürogebäude). Somit sind im Sinne des LAI-Leitfadens pauschal keine erheblich belästigenden Blendwirkungen an schutzwürdigen Räumen zu erwarten. Die erweiterte Analyse hat außerdem ergeben, dass weder Lösten im Norden noch Friedmannsdorf im Südwesten der Anlage überhaupt Reflexionen erfahren werden. Lediglich im Westen bei Lösten-Einzel und bei einem Hof im Osten können Reflexionen auftreten. Die Simulation hat jedoch ergeben, dass hier nur kurze Blendzeiträume auftreten und die LAI-Grenzwerte deutlich eingehalten werden. Insgesamt können daher erhebliche Belästigungen durch Blendwirkungen/Reflexionen für die Anwohner ausgeschlossen werden.

Im Umfeld der Photovoltaikanlage wurden keine übergeordneten Verkehrswege identifiziert. Dennoch wurden die größeren Feldwege im Westen und Osten der PVA auf Blendwirkungen hin untersucht. Dabei hat sich herausgestellt, dass auf dem Feldweg im Westen, im Bereich, wo der Feldweg einen relativen Ost-West-Verlauf aufweist, Fahrzeugführer in Fahrtrichtung Osten erheblich geblendet werden können. Entsprechende Reflexionen sind im Sommerhalbjahr in den Morgenstunden möglich. Da es sich hierbei lediglich um einen Feldweg handelt, existieren keinerlei offizielle Vorgaben. Es gilt, mit der Gemeinde abzustimmen, inwiefern der Feldweg vor Blendwirkungen geschützt werden muss.

4 Grundlagen

4.1 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.

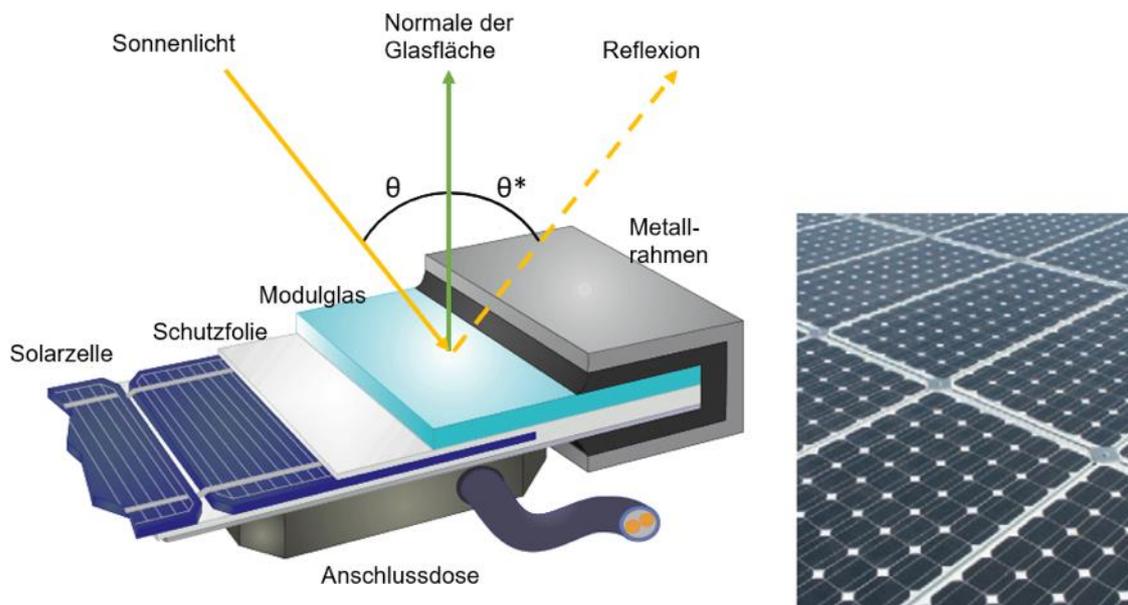


Abbildung 3: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“
- Quelle: [3] (modifiziert)

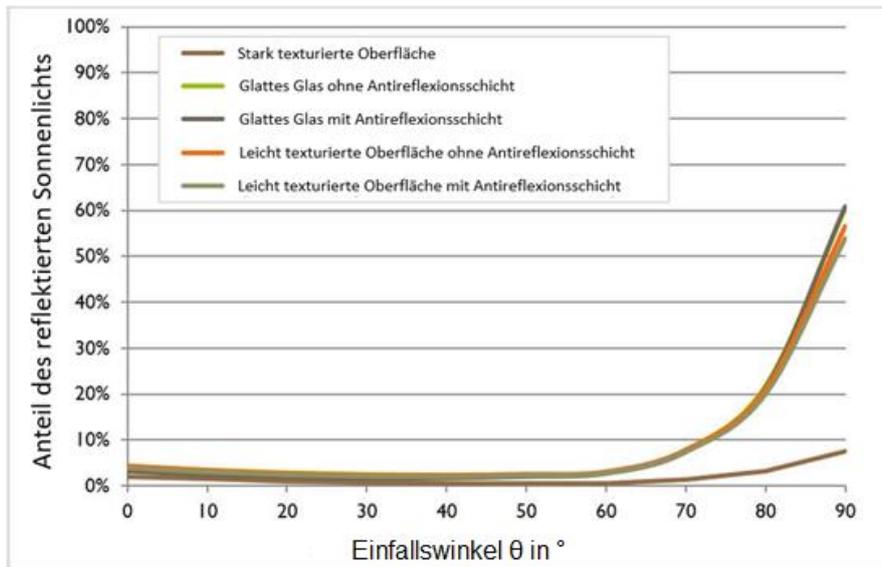


Abbildung 4: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypen - Quelle: [4], modifiziert

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

4.2 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].

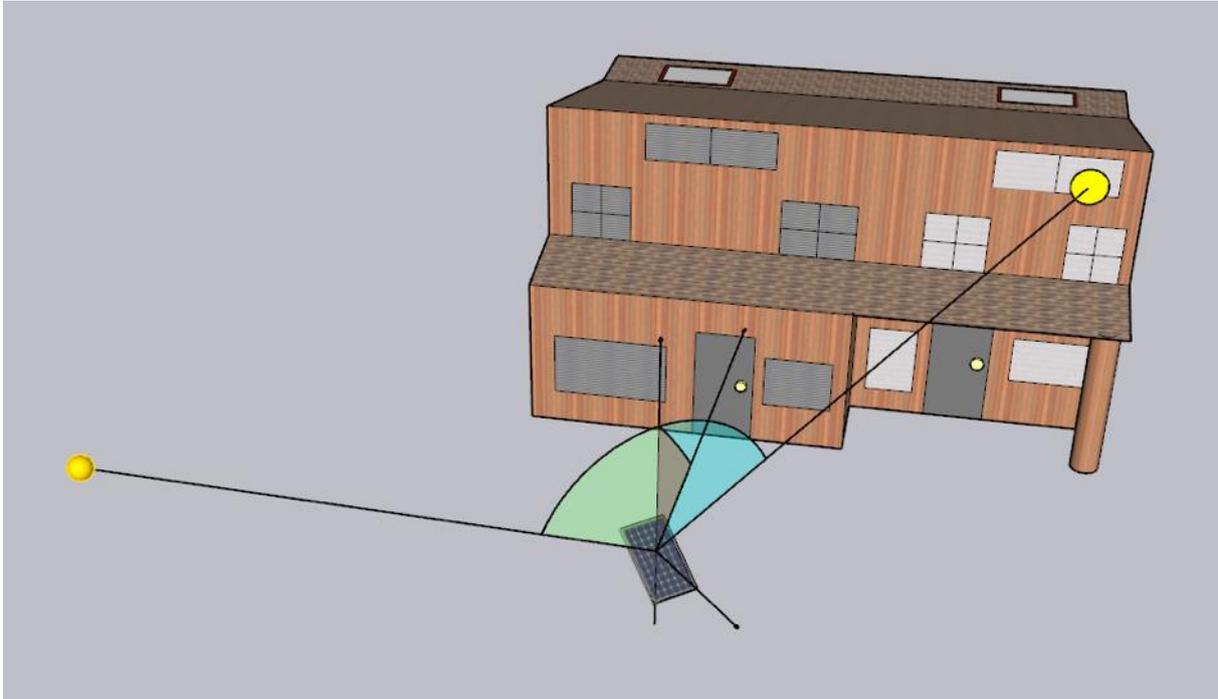


Abbildung 6: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion - Quelle: Eigene Abbildung

4.3 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, 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.

5 Blendwirkungen auf Gebäude

5.1 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. In der Diskussion (Kapitel 7) werden Hindernisse jedoch ggf. berücksichtigt.

5.2 Schutzwürdige Räume in der Umgebung der PVA

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

Abbildung 7 veranschaulicht den Bereich, der 100 Meter oder näher an der Photovoltaikanlage liegt.

Es lässt sich feststellen, dass im 100-Meter-Umkreis keine schutzwürdigen Wohngebäude sowie Büroräume vorhanden sind. Erhebliche Belästigungen sind somit bereits an dieser Stelle nicht zu erwarten. Dennoch findet im Folgenden eine weitergehende Betrachtung statt, die auch weiter entfernt liegende schutzwürdige Räume berücksichtigt.

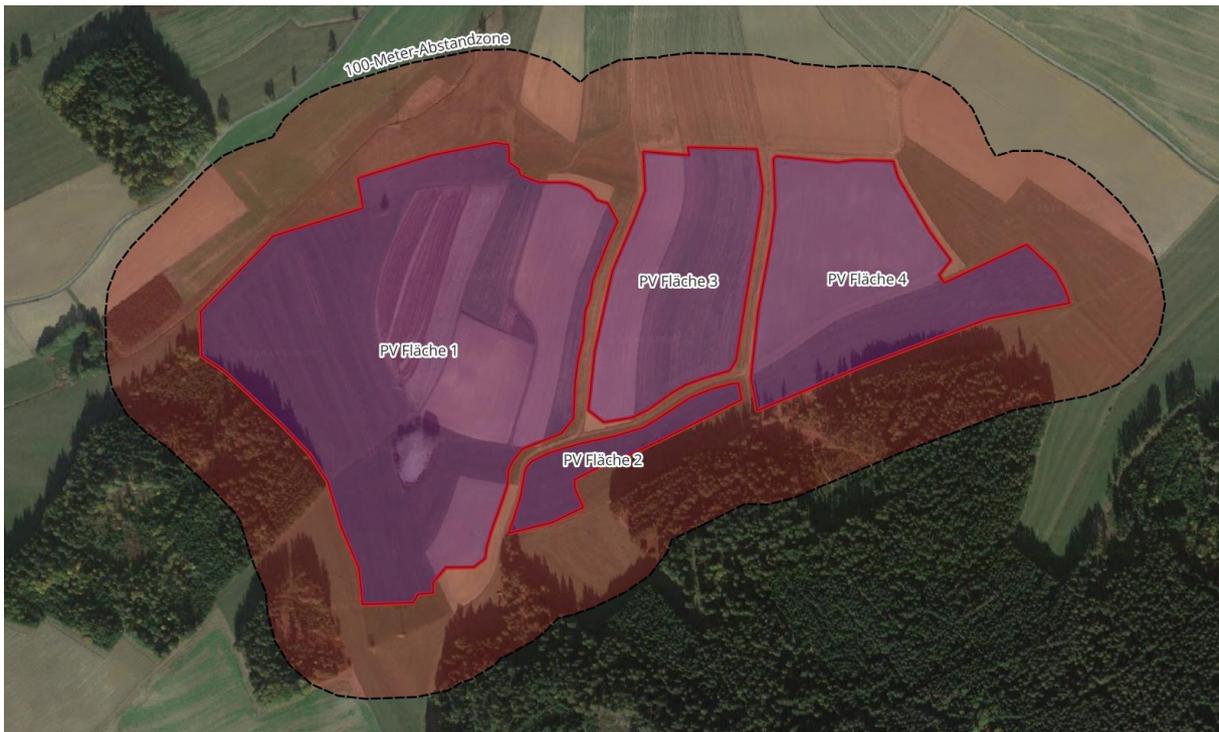


Abbildung 7: Übersicht der 100-Meter-Zone - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

Aus dem Siedlungsgebiet von Friedmannsdorf wird die Anlage nicht einsehbar sein. Zum einen liegt die Anlage vom Dorf aus gesehen hinter einer Geländeerhöhung, was bereits eine Sicht auf die Anlage und somit Blendwirkungen ausschließt. Zum anderen versperren Waldabschnitte zusätzlich die Sicht. Blendwirkungen in Friedmannsdorf sind somit auszuschließen. Friedmannsdorf muss daher simulationstechnisch nicht weiter berücksichtigt werden.

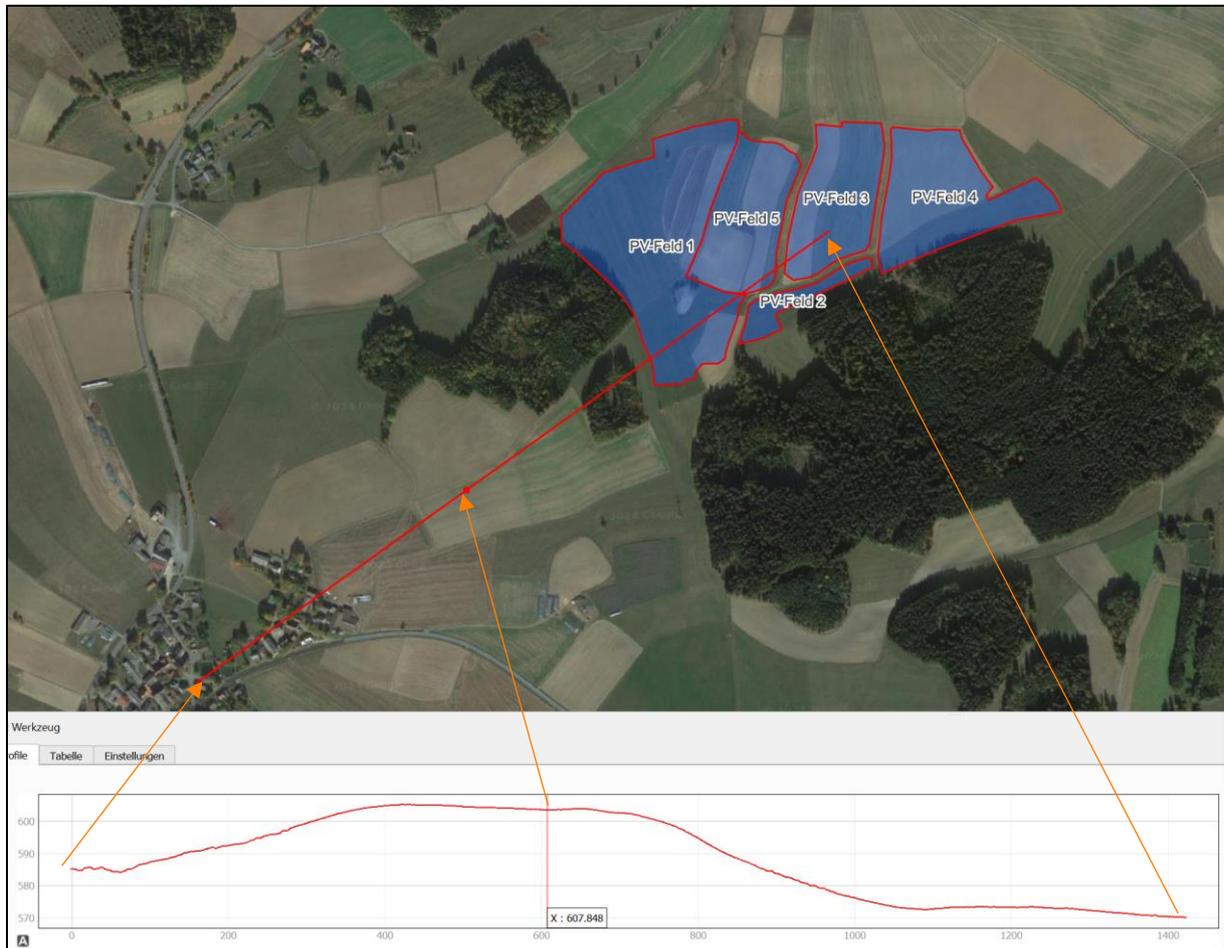


Abbildung 8: Höhenprofil Friedmannsdorf-PVA - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro; Quelle Höhendaten: Bayerische Vermessungsverwaltung

Von den Gebäuden bei *Lösten-Einzel* besteht theoretisch Sicht auf die Anlage. Das nächstgelegene Gebäude liegt jedoch ca. 300 m von der Anlage entfernt, sodass gemäß dem LAI-Leitfaden erhebliche Belästigungen bereits ausgeschlossen werden können. Dennoch wird das nächstgelegene Gebäude in der Simulation berücksichtigt.

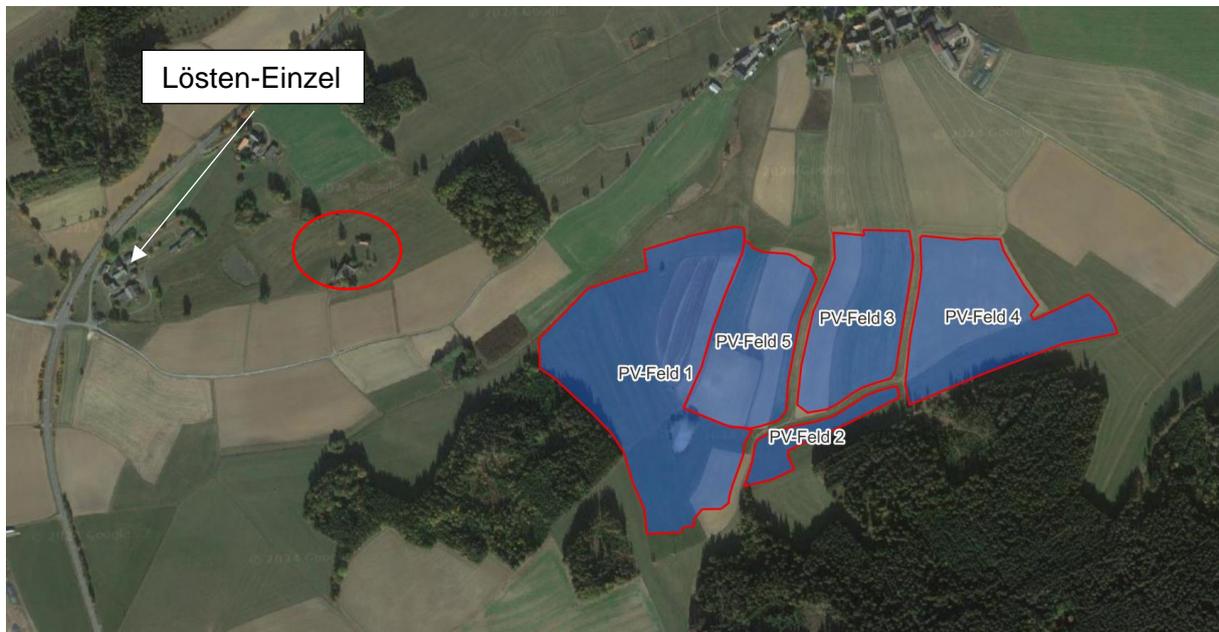


Abbildung 9: Beschreibung der Lage von *Lösten-Einzel*: Markiert ist das nächstgelegene Gebäude.
- Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

Lösten liegt nördlich der PVA. In diese Richtung können die Module nicht reflektieren, da sie mehr oder weniger nach Süden ausgerichtet sind. Belästigungen in Lösten durch Blendwirkungen können daher bereits im Vorfeld ausgeschlossen werden. Eine nähere simulationstechnische Betrachtung ist hier nicht erforderlich.

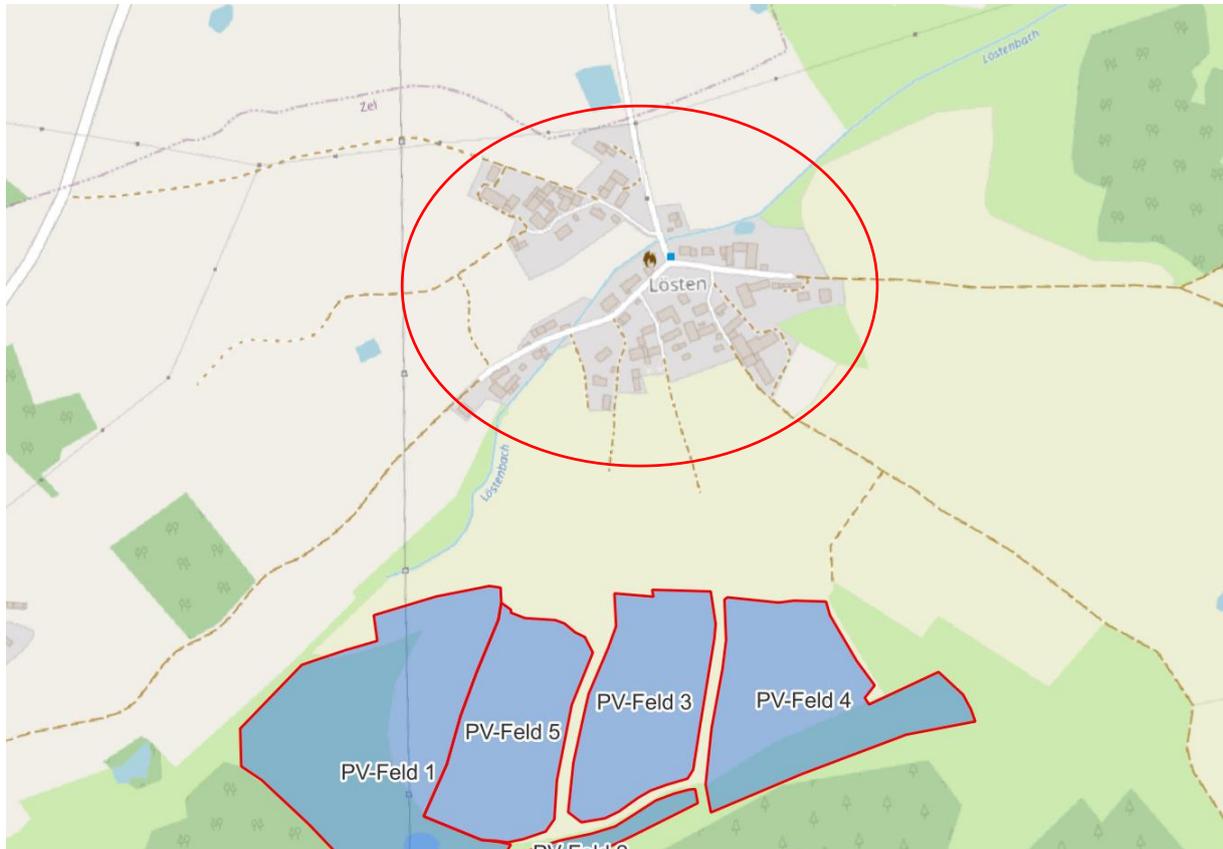


Abbildung 10: Beschreibung der Lage von Lösten - Quelle Karte: OpenStreetMap

Im Osten der PVA liegt in ca. 450 m Entfernung ein Hof. Vom Hof besteht theoretisch Sicht auf die Anlage. Aufgrund der Distanz können gemäß dem LAI-Leitfaden erhebliche Belästigungen bereits ausgeschlossen werden. Dennoch wird der Hof in der Simulation berücksichtigt, da hier eventuell Wohnraum erwartet wird.



Abbildung 11: Beschreibung der Lage des Hofes östlich der PVA - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

5.3 Observationspunkte

Für die Auswertung wurden sogenannte Observationspunkte (OP) definiert, die in der Simulation als Detektorpunkte für einfallende Reflexionen dienen. Insgesamt wurden zwei OP definiert: Am nächstgelegenen Gebäude im Westen und beim Hof im Osten der PVA. Ansonsten konnten Blendwirkungen bei weiteren schutzwürdigen Räumen im Umfeld der PVA bereits in Kapitel 5.2 ausgeschlossen werden. Die OP an den Gebäuden tragen die Bezeichnungen OP H1 und H2. Sie wurden 4,6 m über der Geländeoberkante definiert, um der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Obergeschoss zu entsprechen (Worst-Case-Betrachtung). Der Wald westlich von OP H2 wurde als Hindernis in der Simulation nicht berücksichtigt.

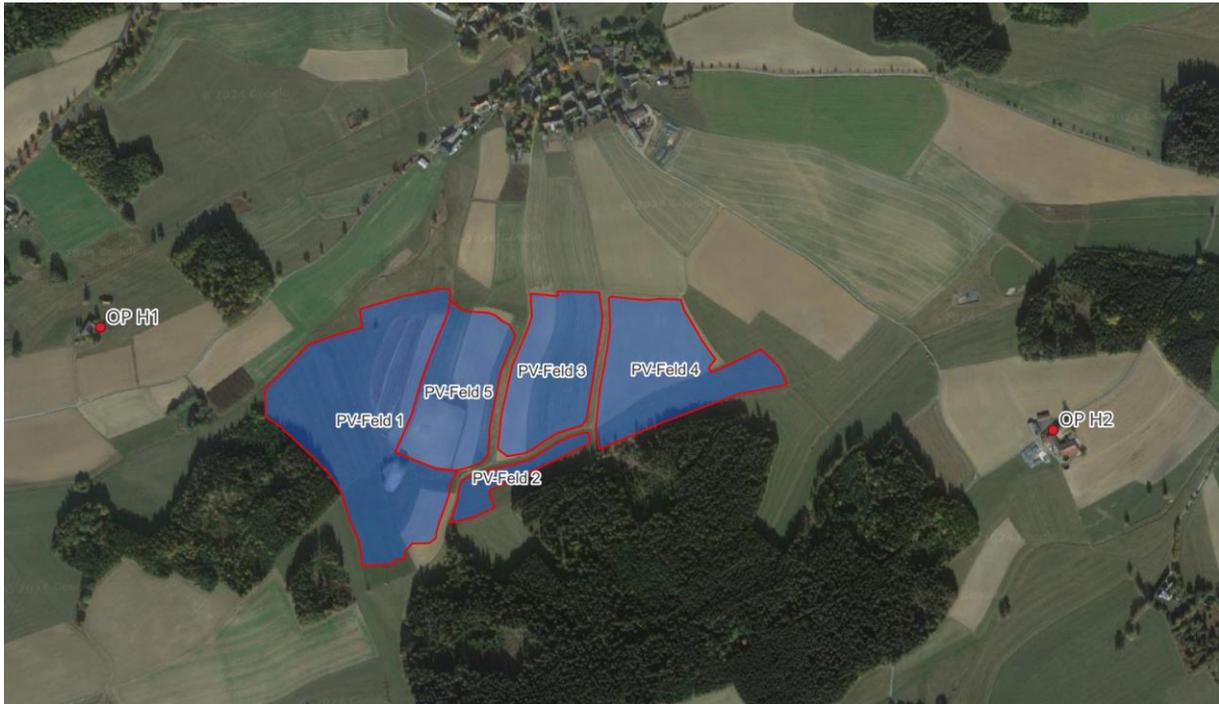


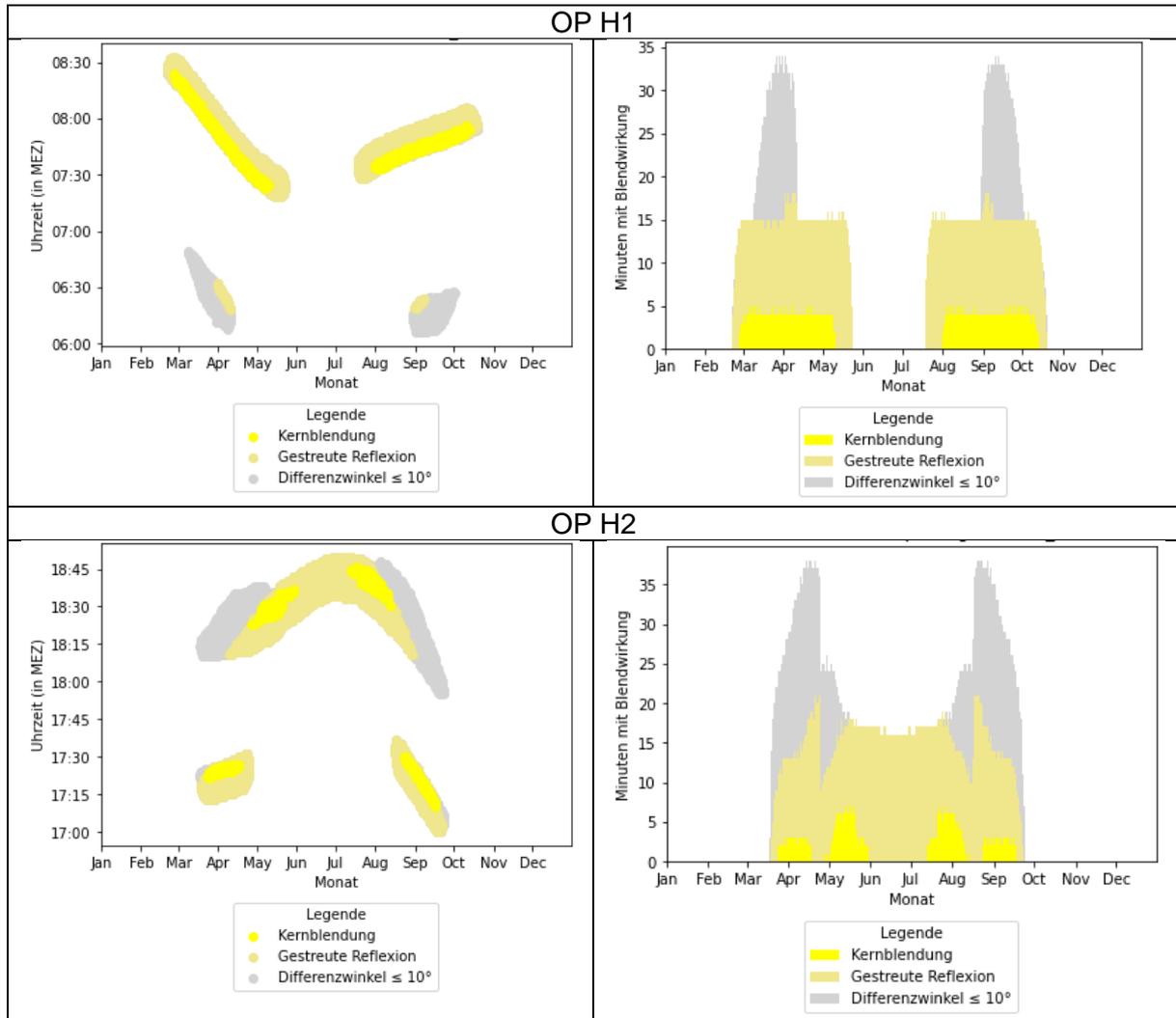
Abbildung 12: Positionen der OP Hx - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

5.4 Ergebnisse

Tabelle 5: Ergebnisse für die OP Hx

OP	Max. Kernblendung pro Tag / max. Kernblendung pro Jahr	Werden die LAI-Grenzwerte eingehalten?
H1	5 Minuten / 600 Minuten	ja
H2	7 Minuten / 394 Minuten	ja

Tabelle 6: Ergebnisdiagramme für die OP Hx



6 Blendwirkungen auf Verkehrswege

6.1 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 13 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 Bahnstrecken:** Für Lokführer wird eine gemeinsame Erheblichkeits- und Beeinträchtigungsgrenze von $\pm 30^\circ$ angesetzt.
- **Ausnahme Feldwege:** Hier wird ein blendfreies Sichtfeld von $\pm 20^\circ$ als ausreichend betrachtet (gemeinsame Erheblichkeits- und Beeinträchtigungsgrenze).

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. In der Diskussion (Kapitel 7) werden Hindernisse jedoch ggf. berücksichtigt.

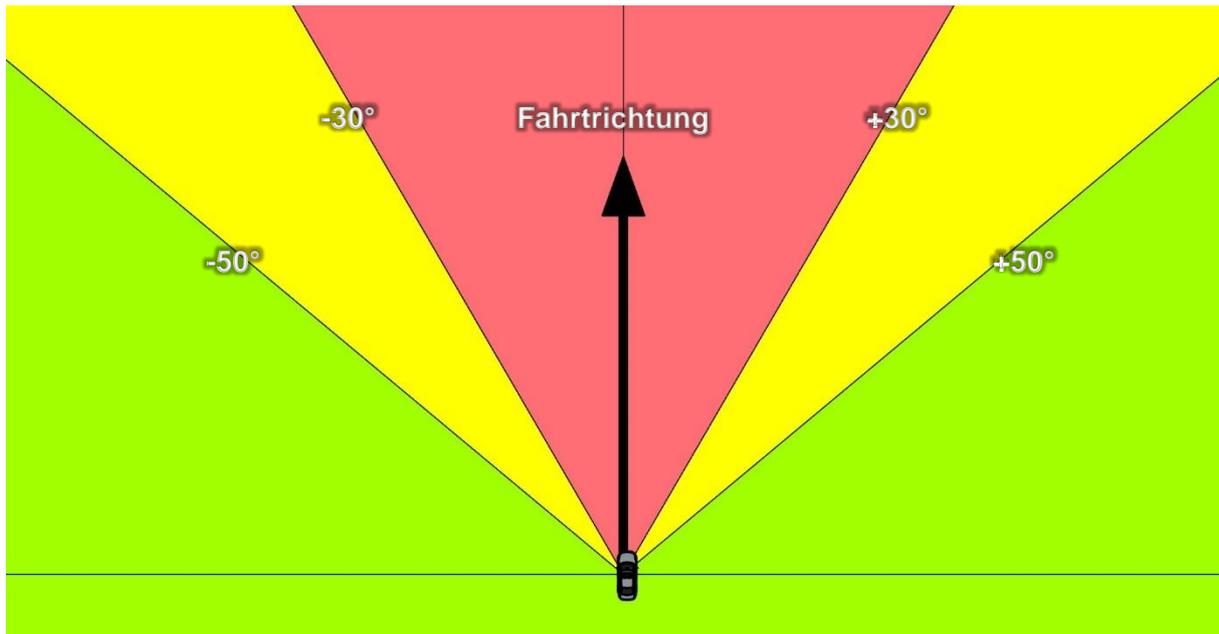


Abbildung 13: Definierte Sichtfelder eines Fahrzeugführers
– Quelle: Eigene Abbildung

Die folgenden Abbildungen zeigen die geschätzten Augenhöhen der Verkehrsteilnehmer. Diese Angaben sind im Rahmen der Simulation relevant (siehe Kapitel 6.3).



Abbildung 14: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer
– Quelle: Volkswagen AG (modifiziert), BTS GmbH & Co. KG (modifiziert)

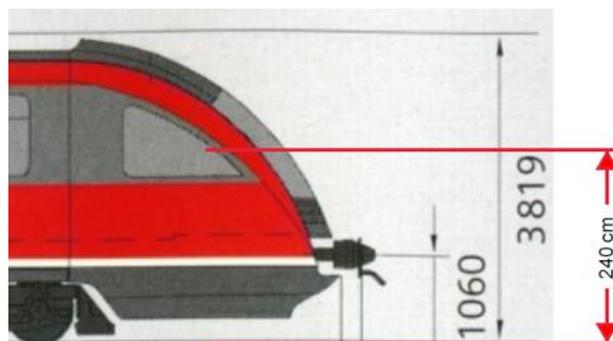


Abbildung 15: Augenhöhe von Lokführern – Quelle: www.nahverkehr-franken.de (modifiziert)

6.2 Relevante Verkehrswege

Im Umfeld der Photovoltaikanlage wurden keine übergeordneten Verkehrswege identifiziert. Westlich und östlich der PVA verläuft ein Feldweg. Auf beiden Wegen wird höchstens ein sporadisches Verkehrsaufkommen erwartet.



Abbildung 16: Positionen der betrachteten Verkehrswege - Quelle Karte: OpenStreetMap

6.3 Observationspunkte

Zur Bewertung der Blendwirkungen auf die Feldwege wurden spezifische „Observationspunkte“ (OP) definiert, die in der Simulation als Detektionspunkte für auftretende Reflexionen dienen.

Insgesamt wurden vier OP zur Analyse der Blendwirkungen auf die Verkehrswege festgelegt:

- OP S1 und S2 für den Feldweg im Westen
- OP S3 und S4 für den Feldweg im Osten

Die OP Sx sind in einer Höhe von 2,65 m über dem Straßenniveau angebracht, entsprechend der angenommenen Augenhöhe eines LKW-Fahrers bzw. eines Traktorfahrers.

Abbildung 17 zeigt die Positionen der Observationspunkte.

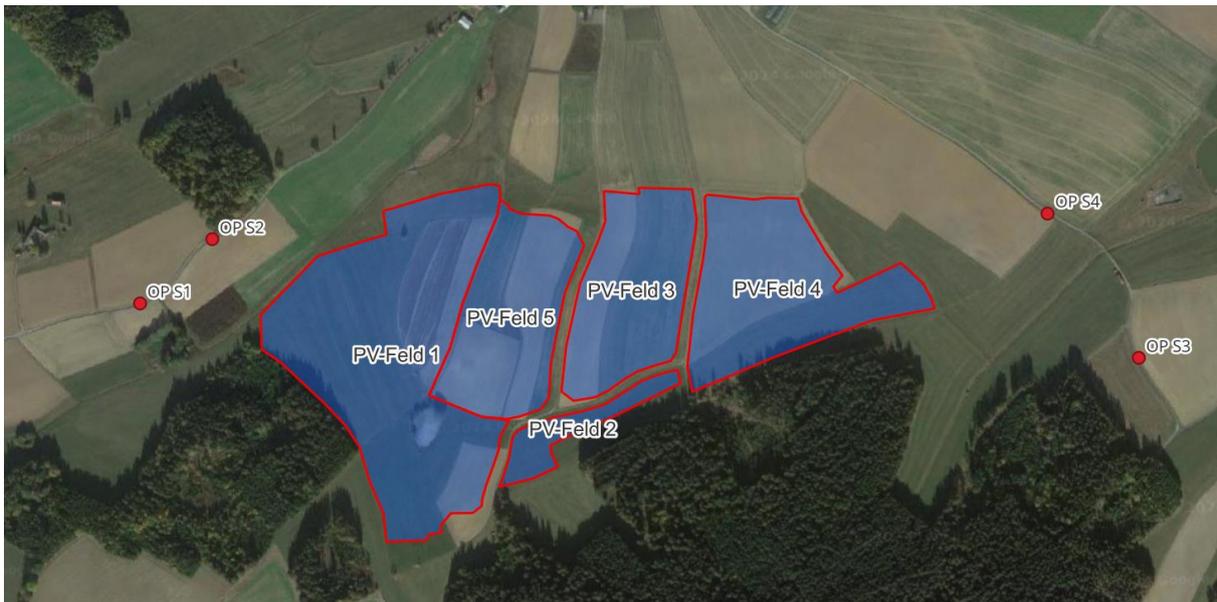


Abbildung 17: Positionen der OP auf den Verkehrswegen - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

6.4 Ergebnisse

Tabelle 7: Übersicht der Simulationsergebnisse für die Observationspunkte auf den Verkehrswegen

Verkehrsweg	OP	Fahrtrichtung	Min. Winkel zwischen Fahrtrichtung und Blendquelle (ca.)	Werden die Blendwirkungen innerhalb der Beeinträchtigungsgrenze vollständig von der Sonne überlagert?	Anmerkung
Feldweg West	S1	Osten	13°	nein	-
		Westen	> 90°	-	-
Feldweg Ost	S2	Nordost	25°	-	Ausreichend für einen Feldweg.
		Südwest	> 90°	-	-
	S3	Nordwest	> 30°	-	Ausreichend für einen Feldweg.
		Südost	> 90°	-	-
S4	Nordwest	> 30°	-	Ausreichend für einen Feldweg.	
	Südost	> 90°	-	-	

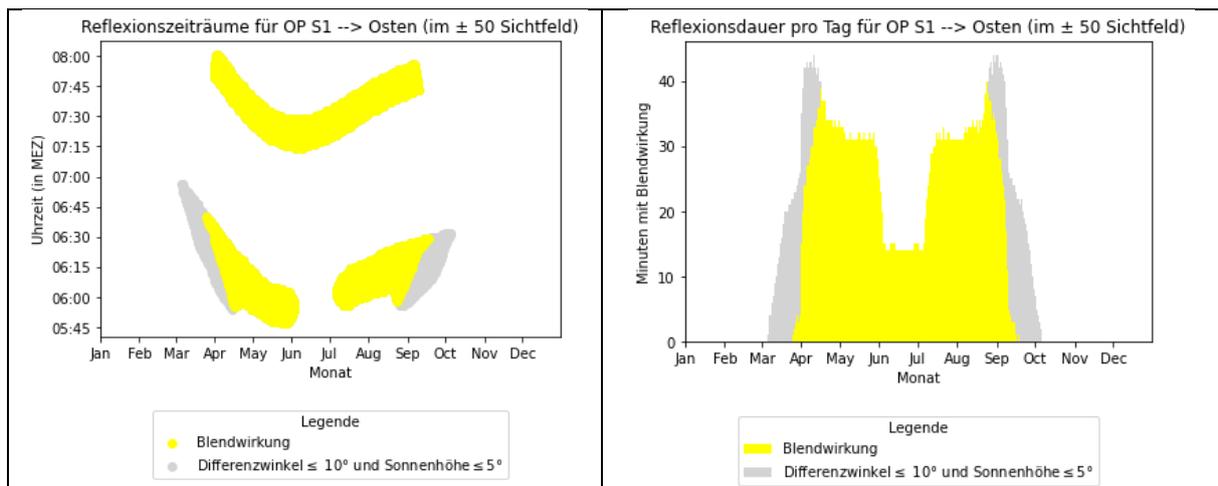
LEGENDE

Relevante Blendwirkungen innerhalb der Erheblichkeitsgrenze

Relevante Blendwirkungen innerhalb der Beeinträchtigungsgrenze (aber außerhalb der Erheblichkeitsgrenze)

Relevante Blendwirkungen außerhalb der Beeinträchtigungsgrenze / keine (relevanten) Reflexionen

Ergebnisdiagramme 1: Reflexionen zu den OP auf den Verkehrswegen, sofern diese innerhalb der Beeinträchtigungsgrenze wahrgenommen werden können



7 Diskussion der Ergebnisse

7.1 Gebäude

Im relevanten Umfeld (100 m Radius) der Photovoltaikanlage befinden sich keine schutzwürdigen Räume wie Wohn- und Bürogebäude. Somit können im Sinne des LAI-Leitfadens keine erheblichen Blendwirkungen an schutzwürdigen Räumen entstehen. Zur Sicherheit wurden die Blendwirkungen auf die nächstgelegenen schutzwürdigen Gebäude, wo Blendwirkungen auftreten können, simulationstechnisch ausgewertet. Die Simulation ergab, dass bei den nächstgelegenen schutzwürdigen Gebäuden im erweiterten Umfeld der PVA die LAI-Grenzwerte eingehalten werden. Entsprechend können erhebliche Belästigungen durch Blendwirkungen in schutzwürdigen Räumen in der Umgebung der PVA ausgeschlossen werden.

7.2 Straßen

Im Rahmen der Begutachtung wurden die größeren Feldwege im Westen und Osten der PVA ausgewertet. Wirklich störende Blendwirkungen sind nur auf dem Feldweg im Westen der PVA zu erwarten, wo der Straßenverlauf einen relativen Ost-West-Verlauf aufweist. Fahrzeugführer in Fahrtrichtung Osten können dort potenziell reflektierende Module direkt im zentralen Sichtfeld sehen. Dies kann bei entsprechenden Sonnenständen zu erheblich störenden Blendwirkungen führen. Es existieren für untergeordnete Verkehrswege keine offiziellen Vorgaben. Es gilt, mit der Gemeinde abzustimmen, inwiefern die Blendwirkungen auf dem Feldweg unterbunden werden müssen.

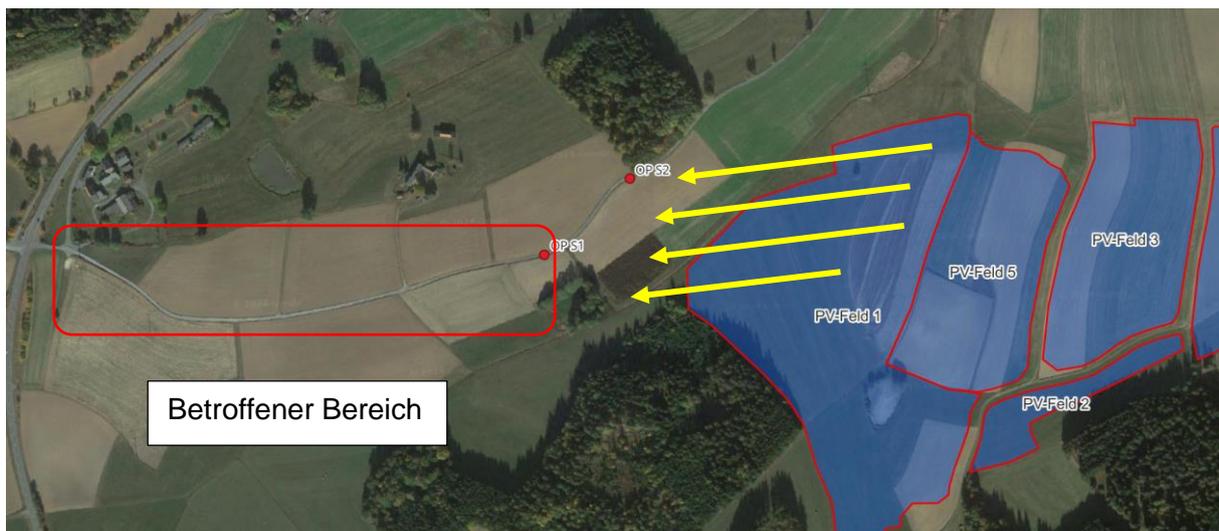


Abbildung 18: Skizze der erheblichen Blendwirkungen westlich der PVA auf dem Feldweg: Fahrzeugführer in Fahrtrichtung Osten können hier im zentralen Sichtfeld geblendet werden. - Quelle Karte: OpenStreetMap

Die erheblichen Blendwirkungen treten tendenziell im Sommerhalbjahr in den Morgenstunden auf, wie die folgende Grafik zeigt.

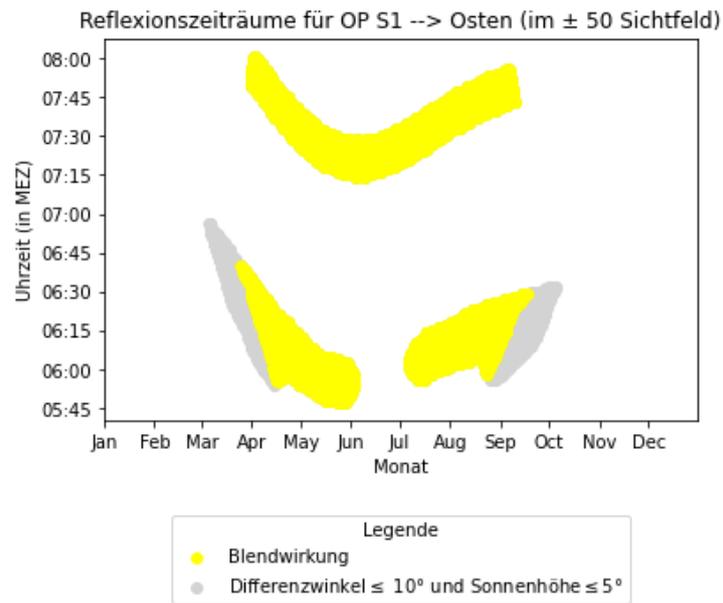


Abbildung 19: Blendzeiträume bei OP S1

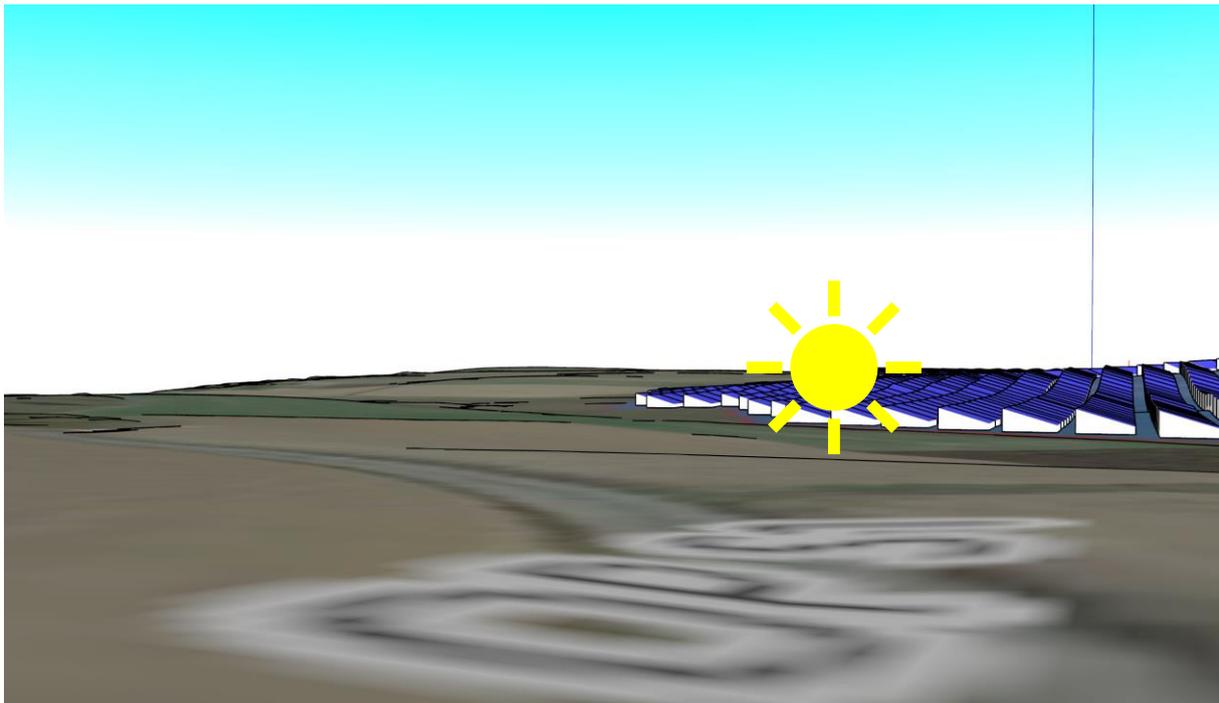


Abbildung 20: Modellierte Sicht von OP S1 auf die PVA. Reflexionen werden durch ein Sonnensymbol angedeutet.

8 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_humanfacs/oamtechreports/2010s/media/201512.pdf

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