

[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 HOLZHAMMER

VERSION 2.0

Bearbeitet:

Dr.-Ing. Stefan Bofinger
Holunderstraße 15
37284 Waldkappel-Rechtebach
+49 (0) 151 64957433
stefan.bofinger@sonnwinn.de
www.sonnwinn.de

Rechtebach, 16.01.2024

Revisionstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
1.0	Erste Fassung	03.12.2023	Dr.-Ing. Stefan Bofinger
2.0	Zweite Fassung mit angepasster Konfiguration und Blendschutzgutachten	16.01.2024	Dr.-Ing. Stefan Bofinger

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	Methodik	3
2	Anlagenbeschreibung.....	4
3	Zusammenfassung der Ergebnisse	5
4	Grundlagen	5
4.1	Blendwirkung von Modulen	5
4.2	Modellierung der Reflexionen.....	8
4.3	Verwendete Software, Annahmen und Limitationen	8
5	Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen	9
5.1	Übersicht.....	9
5.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik.....	9
5.3	Ergebnisse	10
6	Blendwirkungen auf die Verkehrswege.....	12
6.1	Übersicht.....	12
6.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik.....	13
6.3	Ergebnisse	15
7	Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen	16
8	Literaturverzeichnis	17
Anhang A:	Annahmen und Limitationen von SGHAT	18

1 Einleitung

Die Firma DVP Solar Germany GmbH (Auftraggeber) hat Dr.-Ing. Stefan Bofinger, Sachverständiger für Photovoltaik, beauftragt, die möglichen Blendwirkungen der geplanten „PVA Holzhammer“ in 92253 Schnaittenbach zu untersuchen und zu bewerten.

1.1 Fragestellung

Es stellt sich die Frage, ob die Solarmodule der geplanten Photovoltaikanlage Sonnenlicht so reflektieren, dass erhebliche Belästigungen für Anwohner oder unzumutbare Beeinträchtigungen durch Blendwirkungen für den umliegenden Straßenverkehr entstehen. Dieses Gutachten dient der Beantwortung dieser Frage und stellt dar, ob und mit welcher Häufigkeit 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 1: Verwendete Daten/Informationen und ihre Quellen

Information/Daten	Quelle
Angaben zur geplanten PVA	Auftraggeber
Umliegende Straßenverläufe	Google Earth Pro, OpenStreetMap
Umliegende Vegetation	
Umliegende Bebauung	
Höhenmodell (DGM1)	Geoportal Bayern
Orthofotos (DOP)	

1.4 Methodik

Nach Angaben der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) hat der Gesetzgeber bisher keine Regelungen zur Ermittlung und Beurteilung der immissionsschutzrechtlichen Erheblichkeitsgrenzen für Lichtimmissionen erlassen [1]. Die LAI hat jedoch mit dem Dokument „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (im Folgenden LAI-Leitfaden genannt) einen Regelwerk zur Verfügung gestellt, das Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung von PVA-bedingten Blendwirkungen enthält [1]. Die Methodik des Gutachtens zur Bewertung von PVA-bedingten Blendwirkungen auf schutzbedürftige Räume basiert auf dem LAI-Leitfaden.

Vorgaben zur Bewertung der Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen auf den Straßenverkehr 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 in diesem Bericht an entsprechender Stelle dargestellt werden. [OBJ]

2 Anlagenbeschreibung

Die geplante Photovoltaikanlage (PVA) befindet sich im Gemeindeteil Holzhammer in der Stadt Schnaittenbach. Abbildung 1 zeigt das Layout der PVA. Sie besteht aus fünf Generatorfeldern mit gleicher Ausrichtungen. Die Anlage weist eine Fläche von ca. 16 ha auf. Die folgende Tabelle führt relevante Anlagenparameter auf.

Die folgende Tabelle führt relevante Anlagenparameter auf.

Tabelle 2: Relevante Anlagenparameter

PVA-Parameter	Wert / Angabe
Nennleistung (Modulleistung gesamt)	ca. 14,67 MWp
Anlagenfläche	ca. 15,97 ha
Modulneigung	Teil 2: 17°, alle anderen 25°
Modulausrichtung (Azimut)	180°
Höhe untere Modulunterkante	Teil 2: 80 cm, alle anderen 210 cm
Höhe obere Modulkante	Teil 2: 350 cm, alle anderen 282 cm
Koordinaten	49°32'45" N, 12°03'36"

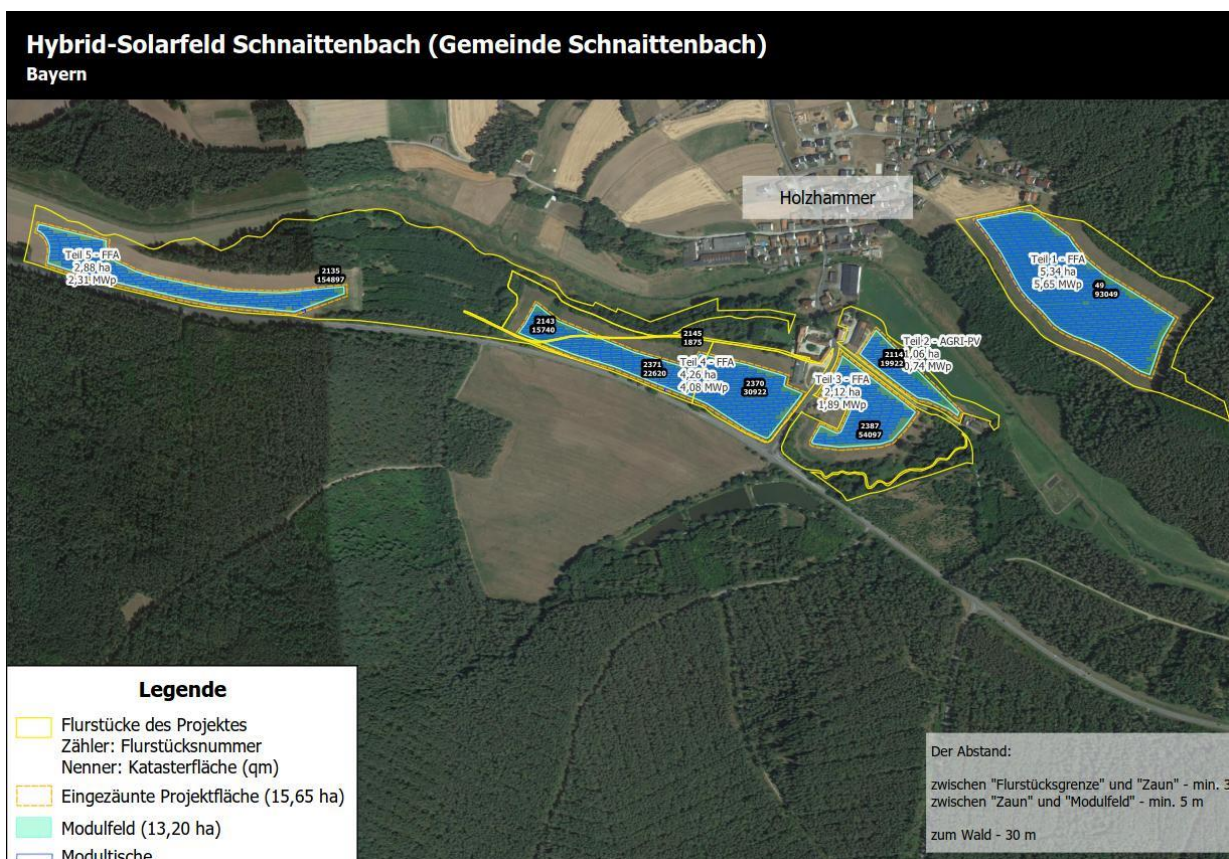


Abbildung 1: Layout der geplanten PVA – Quelle: Auftraggeber

Für die Berechnung der Blendwirkung werden sogenannte Beobachtungspunkte bzw. Observation Points (OP) definiert. An diesen wird die Blendwirkung detailliert analysiert (siehe unten). In Abbildung 2 werden die OPs dargestellt.

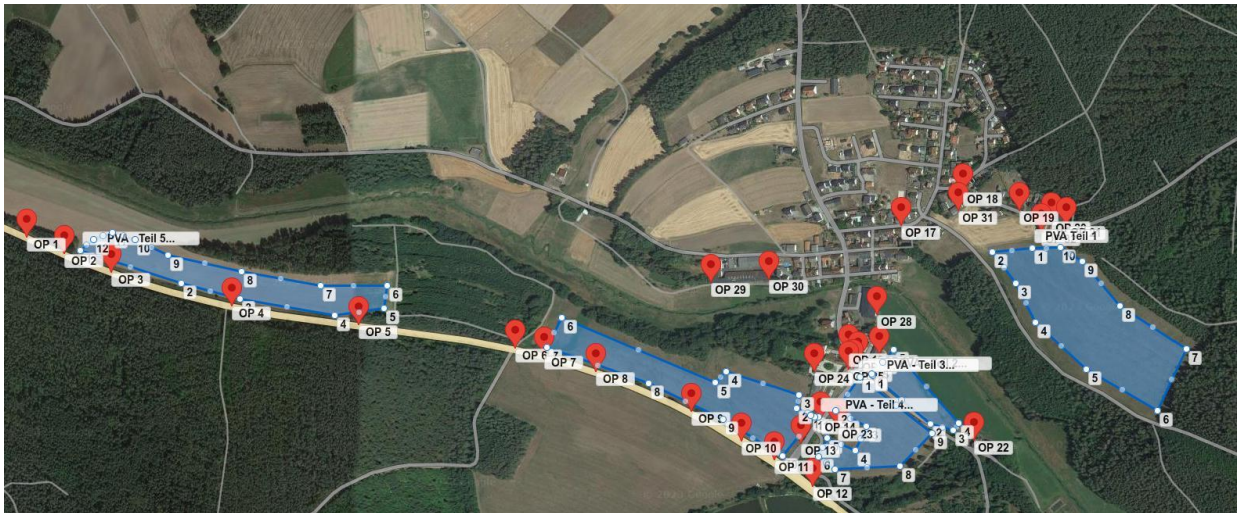


Abbildung 2: Observationspunkte und Anlagenteile

Auf Basis der ersten Version des Gutachtens wurden vom Auftraggeber einige Anpassungen in der Anlagenkonfiguration vorgenommen und es wurden Blendschutzhecken geplant. Diese sind in grün in Abbildung 3 dargestellt.

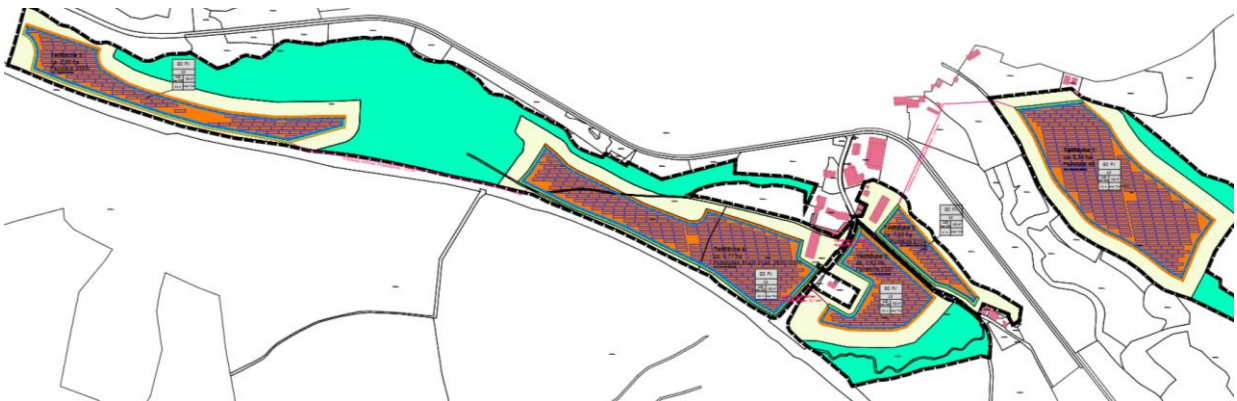


Abbildung 3: Blendschutzmaßnahmen (Hecken in grün)

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Das Gutachten hat ergeben, dass in den meisten schutzwürdigen Räumen (Wohngebäude) keine übermäßigen Reflexionen zu erwarten sind. Die LAI-Grenzwerte werden eingehalten, sofern die Hecken blickdicht ausgeführt werden, so dass die Sichtachsen zuverlässig durchbrochen werden.

Auch die Bundesstraße wird durch Blendschutzhecken ausreichend geschützt, so dass keine übermäßig beeinträchtigende Blendwirkung zu erwarten ist.

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 4) 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 5).

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

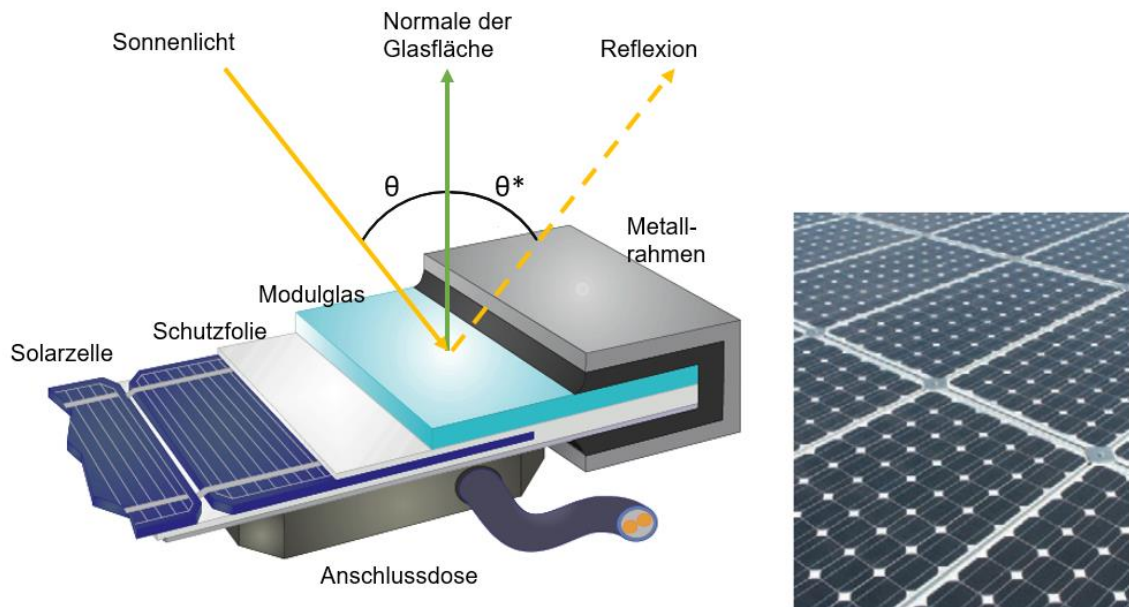


Abbildung 4: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“ – Quelle: [3] (modifiziert)

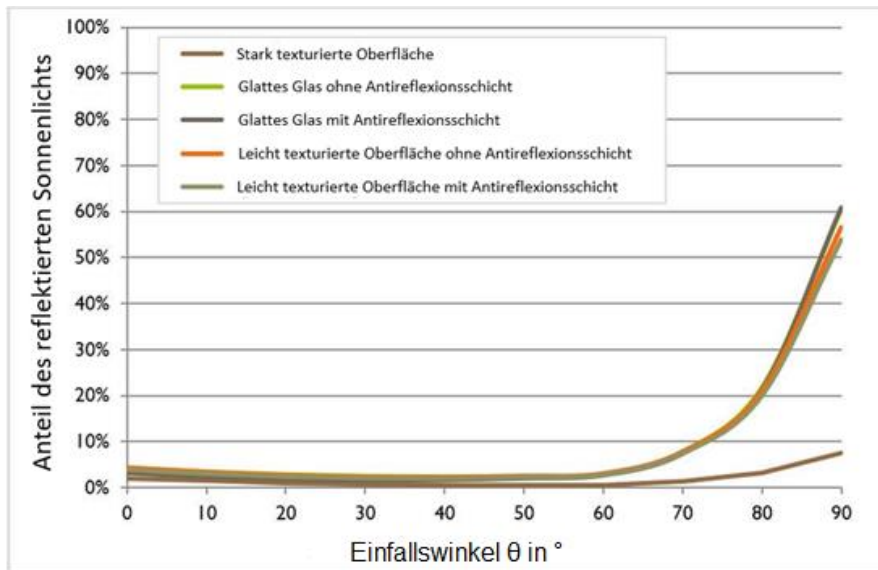


Abbildung 5: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypeen – Quelle: [4], modifiziert

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 verwendeten Modultyp.



Abbildung 6: 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 Modellierung der 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].

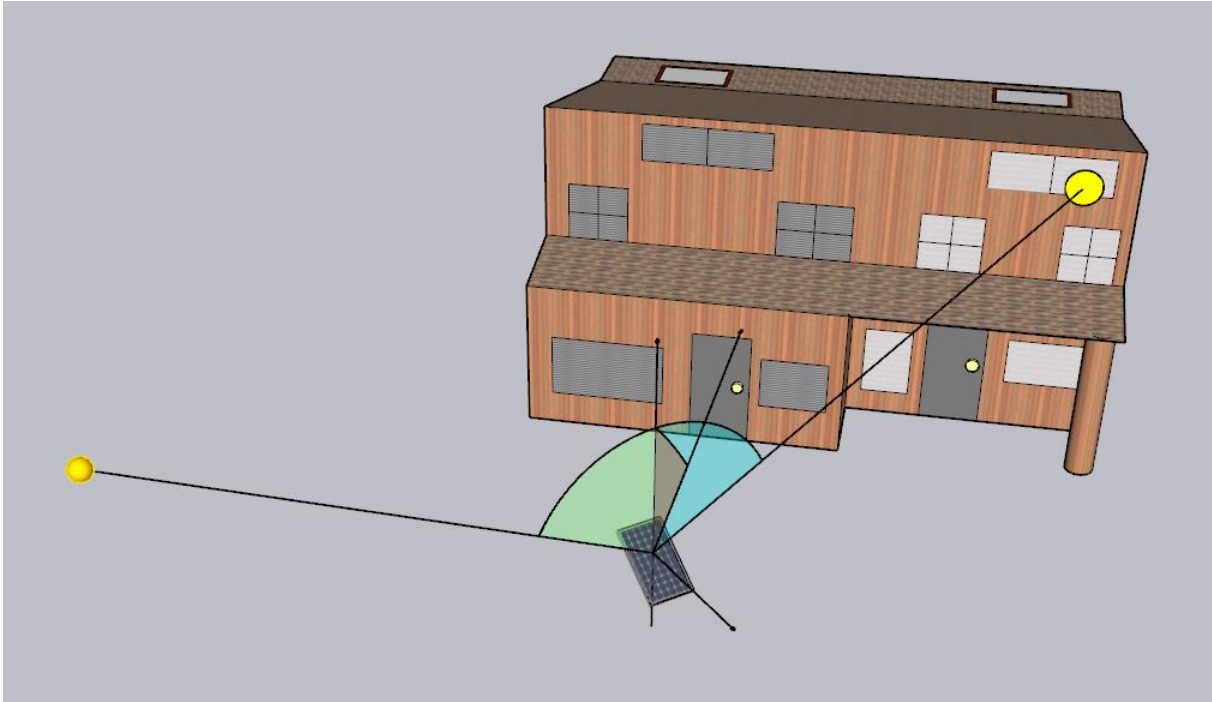


Abbildung 7: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion – Quelle: Eigene Abbildung

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, 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.

5 Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen

5.1 Übersicht

Der LAI-Leitfaden benennt als maßgebliche Immissionsorte schutzbedürftige Räume, sofern sie zu einer der folgenden Kategorien gehören [1]:

- 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)

Die Auswertung der Umgebung basierte auf Luftbildern, die vom Auftraggeber bereitgestellt oder dem Geoportal Bayern (DOP) entnommen wurden. Sie hat ergeben, dass sich in der Nähe der geplanten Photovoltaikanlage nur wenige schutzbedürftige Immissionsorte befinden. Innerhalb eines Radius von wenigen hundert Metern zur PVA konnte nur Wohnhäuser im Süden als potenziell betroffen identifiziert werden.

Zur Untersuchung der möglichen Blendwirkung auf die umliegenden Häuser, wurden diese in der Simulation durch sogenannte „Observationspunkte“ (OP) repräsentiert (Abbildung 2). Die OP dienen in der Simulation als Detektorpunkte für auftreffende Reflexionen. Insgesamt wurden zur Auswertung der Lichtimmissionen/Blendwirkungen an den Wohnhäusern 8 OP definiert (OP 23 bis OP 30).


Die OP wurden in einer Höhe positioniert, die der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Geschoss des jeweiligen Gebäudes entspricht (4,5 m). Generell gilt, dass die Belastung durch Reflexionen umso größer ist, je höher der Immissionsort liegt.

5.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

Gemäß des LAI-Leitfadens liegt eine erhebliche Belästigung durch PVA-bedingte Lichtimmissionen vor, wenn ein schutzwürdiger Raum mehr als 30 Minuten pro Tag und/oder 30 Stunden (1800 Minuten) pro Jahr Blendwirkungen erfährt [1]. Bei der Ermittlung der Blendzeiten sind jedoch nicht alle Reflexionen zu berücksichtigen, wie der Leitfaden vorschreibt.

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 [1]. 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 die Blendwirkungen, die lediglich mit dem vereinfachten Modell ermittelt würden, als "Kernblendung" und die übrigen als "gestreute Reflexion" bezeichnet und stets differenziert dargestellt.

Zudem sind laut dem Leitfaden Reflexionen, die am Immissionsort mit einem Differenzwinkel $\leq 10^\circ$ zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten, nicht als relevante Blendwirkungen zu betrachten [1]. Dies berücksichtigt den Umstand, dass bei tiefstehender Sonne PVA-bedingte Blendwirkungen von der direkten Sonneneinstrahlung überlagert werden. Diese Reflexionen werden im Folgenden ebenfalls differenziert dargestellt, sofern sie auftreten.

Alle Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in Mitteleuropäischer Normalzeit (MEZ, UTC+1) angegeben. Die Simulation basiert auf der Annahme eines immer klaren Himmels, sodass die ermittelten Zeiträume für Lichtimmissionen bzw. Blendwirkungen "Worst-Case"-Betrachtungen darstellen. 

5.3 Ergebnisse

Die folgende Tabelle fasst die Simulationsergebnisse für die Observationspunkte an Wohnplätzen zusammen. Im Anschluss daran werden die Blendsituationen mithilfe von Diagrammen noch detaillierter dargestellt.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Immissionszeiten an den Observationspunkten (Wohnhäuser)

Observationspunkt	Maximale Blenddauer pro Tag (Kernblendung) in Minuten	Jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) in Minuten
OP 22	15	724
OP 23	25	1789
OP 24	8	398
OP 25	10	1102
OP 26	11	785
OP 27	16	1364
OP 28	5	410
OP 29	0	0
OP 30	0	0
OP 31	0	0
OP 32	0	0
LAI-Grenzwerte für Kernblendungen: Max. 30 Minuten pro Tag und max. 1.800 Minuten pro Jahr		

6 Blendwirkungen auf die Verkehrswege

6.1 Übersicht

Als relevante Straße in der Umgebung der PVA wurde B14 sowie die Orststraßen von Holzhammer identifiziert. Wirtschaftswege etc. wurden nicht weiter betrachtet, da diese aufgrund des geringen Verkehrsaufkommens als nicht relevant eingestuft werden.

Zur Untersuchung der Blendwirkung auf den Verkehrswegen wurden ebenfalls „Observationspunkte“ (OP) definiert (siehe Abbildung 2). Die OP fungieren in der Simulation als Detektorpunkte für auftreffende Reflexionen. Die OP 1 bis 12 repräsentieren die B14, 13 bis 22 die Straßen in Holzhammer.

6.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

In der durchgeführten Simulation wurden PKW- und LKW-Fahrer als Verkehrsteilnehmer berücksichtigt, wobei sie sich in Bezug auf ihre Sitzhöhe und somit Augenhöhe unterscheiden. Die angenommene Augenhöhe für PKW-Fahrer liegt bei 1,20 m und für LKW-Fahrer bei 2,65 m. Für die Modellierung innerhalb der Simulation genügt es jedoch, im Straßenverkehr lediglich die LKW-Fahrer zu modellieren, da höher gelegene Immissionsorte stärkeren Blendwirkungen ausgesetzt sind. Daher stellt die Betrachtung von LKW-Fahrern das Worst-Case-Szenario dar.

Zur Beurteilung von Blendwirkungen im Verkehr durch Photovoltaikanlagen ist es gängige Praxis, ein für Blendwirkungen relevantes (bzw. kritisches) Sichtfeld in Bezug zur Fahrtrichtung zu definieren und mittels Simulation zu prüfen, ob Reflexionen in diesem Sichtfeld auftreten. Reflexionen im peripheren Sichtbereich einer Person führen normalerweise nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen. Der relevante (horizontale) Sichtbereich einer fahrenden Person wurde in Anlehnung an [6] und [7] auf 60° festgelegt (je 30° zu beiden Seiten der Blickrichtung). Es wird angenommen, dass die Blickrichtung eines Fahrzeugführers mit der Fahrtrichtung übereinstimmt [6]. Abbildung 9 zeigt das relevante Sichtfeld einer fahrenden Person. An Kreuzungen oder Bahnübergängen wird das relevante Sichtfeld jedoch auf 180° erweitert (je 90° zu beiden Seiten der Blickrichtung/Fahrtrichtung), um das Umschauen in verschiedene Richtungen zu berücksichtigen. Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtfeldes werden pauschal als vernachlässigbar betrachtet.

Des Weiteren gelten PVA-bedingte Blendwirkungen im relevanten Sichtfeld als vernachlässigbar, wenn die verursachenden Reflexionen mit einem Differenzwinkel $\leq 10^\circ$ zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten und gleichzeitig der Höhenwinkel der Sonne $\leq 6,5^\circ$ 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). Derartige Blendwirkungen/Reflexionen werden im Folgenden separat dargestellt (sofern sie auftreten).

Alle Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in Mitteleuropäischer Normalzeit (MEZ, UTC+1) angegeben. Die Simulation basiert auf der Annahme eines immer klaren Himmels, sodass die ermittelten Zeiträume für Lichtimmissionen bzw. Blendwirkungen "Worst-Case"-Betrachtungen darstellen.

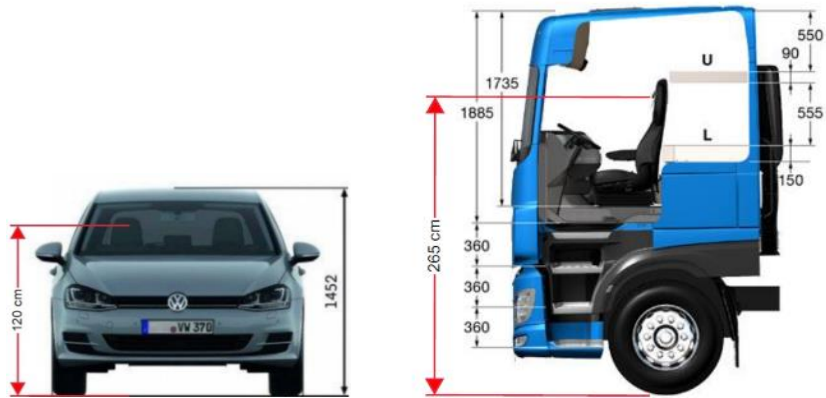


Abbildung 8: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer
 – Quelle: Volkswagen AG (modifiziert), BTS GmbH & Co. KG (modifiziert)

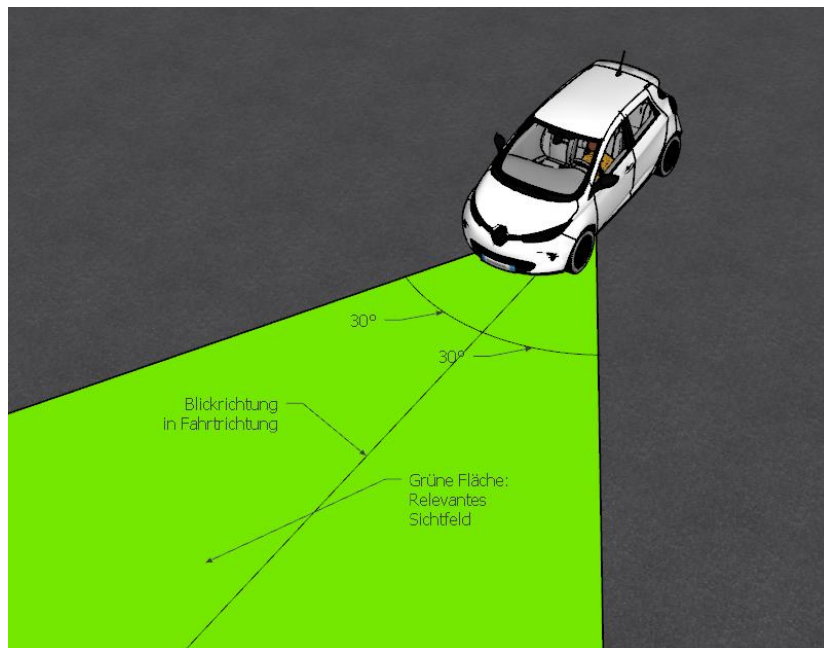


Abbildung 9: Darstellung des für Blendwirkungen relevanten Sichtfeldes von Fahrzeugführern während der Fahrt
 – Quelle: Eigene Abbildung

6.3 Ergebnisse

Die Straßen innerorts werden nicht von erheblicher Blendung betroffen sein. Anders die B14 direkt im Süden der Anlagenfelder 4 und 5. Ich kann es über die gesamte Anlagenlänge zu beeinträchtigenden Blendwirkungen kommen. Dies betrifft beide Fahrrichtungen.

In Fahrtrichtung Osten tritt kann es zwischen Ende März bis Mai sowie August bis Anfang Oktober auf, in Fahrtrichtungen Westen im Zeitraum Mai-August. Pro Tag beträgt die beeinträchtigte Zeit bis zu 25 Minuten.

Diese Blendwirkung tritt nur während der Vegetationsperiode auf. Daher werden diese Blendwirkungen durch die geplanten Blendschutzhecken wirkungsvoll vermieden, sofern diese blickdicht und ausreichend hoch ausgeführt werden.

7 Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen

Im Kontext des Immissionsschutzes zeigen die Ergebnisse relevante Lichtbelästigungen nicht über 30 Minuten am Tag, bzw. 1.800 Minuten Kernblendung im Jahr pro Immissionsort (Wohnhaus). Demnach werden die LAI-Grenzwerte eingehalten und erhebliche Belästigungen werden nicht erwartet.

Die möglichen Blendwirkungen wurden durch Blendschutzhecken reduziert bzw. ganz vermieden. Diese müssen so ausgeführt werden, dass sie die Sichtachsen von den Wohnräumen durchbrechen und somit die Blendungen vermeiden. Durch eine ausreichend dichte Pflanzung müssen die Hecken blickdicht ausgeführt werden.

Innerorts kommt es auf den Verkehrswegen zu keiner Blendung über der Erheblichkeitsgrenze. Allerdings kommt es auf der B14 zu erheblichen Blendwirkungen, die ebenfalls durch die geplanten Hecken effektiv reduziert werden so dass keine erhebliche Blendung auftreten kann.

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.

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