



[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

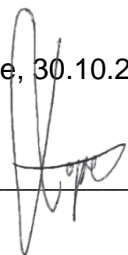
PVA LAUENHAIN

VERSION 2.0

Bearbeitet:

Mathias Röper, M. Eng.
Achter de Schün 1
25436 Moorrege
+49 (0) 4122 509100
mathias.roeper@sonnwinn.de
www.sonnwinn.de

Moorrege, 30.10.2023



Review:

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

Rechtebach, 30.10.2023



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 und Fazit.....	6
4	Grundlagen	7
4.1	Blendwirkung von Modulen	7
4.2	Modellierung der Reflexionen.....	9
5	Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen.....	10
5.1	Vorabbetrachtung.....	10
5.2	Übersicht.....	12
5.3	Erläuterung der Auswertungsmethodik.....	14
5.4	Ergebnisse	15
6	Blendwirkungen auf die Verkehrswege.....	20
6.1	Vorabbetrachtung.....	20
7	Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen	22
7.1	Gebäude	22
7.2	Straßenverkehr	24
8	Literaturverzeichnis	25
	Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT	26

1 Einleitung

Die Firma M. Münch Elektrotechnik GmbH & Co. KG (Auftraggeber) hat Herrn Mathias Röper, Sachverständiger für Photovoltaik, beauftragt, die möglichen Blendwirkungen der geplanten „PVA Lauenhain“ in 96337 Ludwigstadt zu untersuchen und zu bewerten. Der vorliegende Bericht wurde zudem von Dr.-Ing. Stefan Bofinger, 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 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)	Bayerischen Vermessungsverwaltung
Orthofotos (DOP)	
3D-Modelle der Gebäude (LoD2)	

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.

2 Anlagenbeschreibung

Die geplante Photovoltaikanlage (PVA) befindet sich im Gemeindeteil Lauenhain der Stadt Ludwigstadt (PLZ: 96337). Sie besteht aus fünf Generatorfeldern (PV-Feldern bzw. Generatorfeldern).

Die folgende Tabelle führt relevante Anlagenparameter auf.

Tabelle 2: Relevante Anlagenparameter

PVA-Parameter	Wert / Angabe
Nennleistung (Modulleistung gesamt)	ca. 45,6 MWp
Anlagenfläche	ca. 37,2 ha
Modulabmessung	2,278 m x 1,334 m
Modulneigung	17°
Modulausrichtung (Azimut)	PV-Feld 1: 216° Südwest PV-Feld 2: 156° Südost PV-Feld 3: 201° Südwest PV-Feld 4 und 5: 144° Südost
Höhe untere Modulunterkante	1,0 m
Höhe obere Modulkante	3,1 m
Koordinaten	50°27'39,114" N, 11°23'32,1504" E

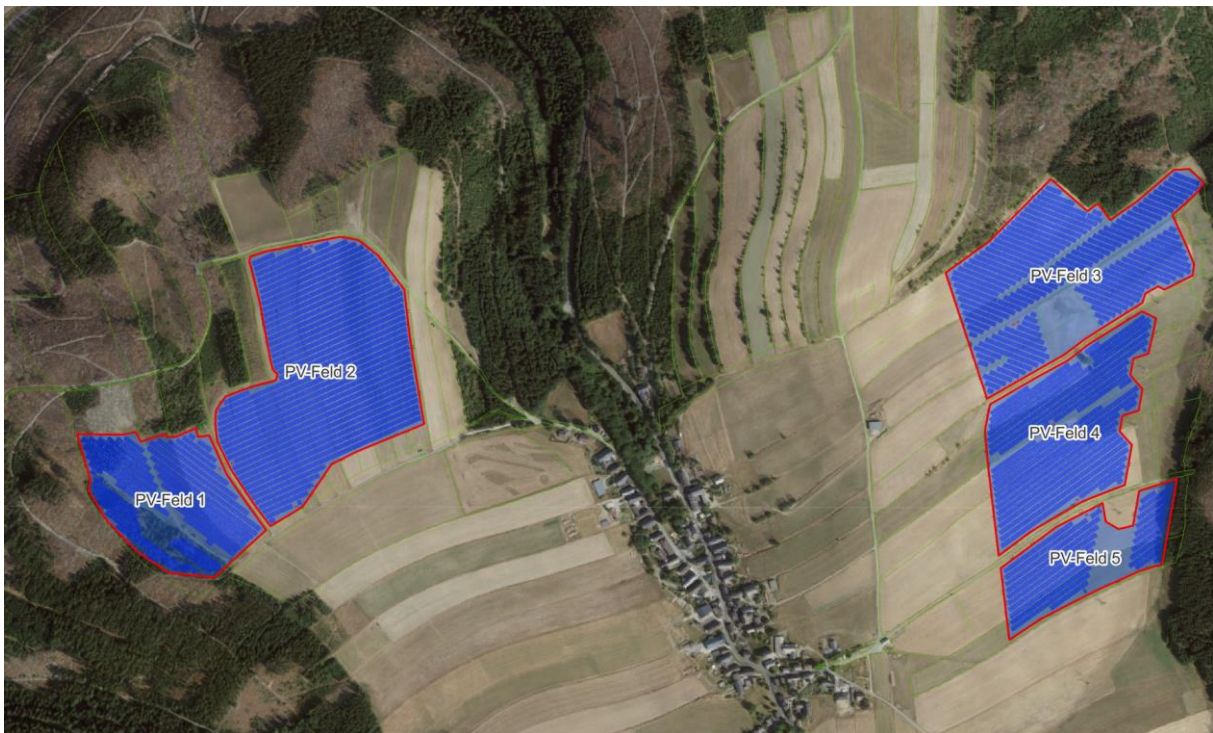


Abbildung 1: Grundriss der PV-Flächen - Quelle: Auftraggeber (modifiziert)

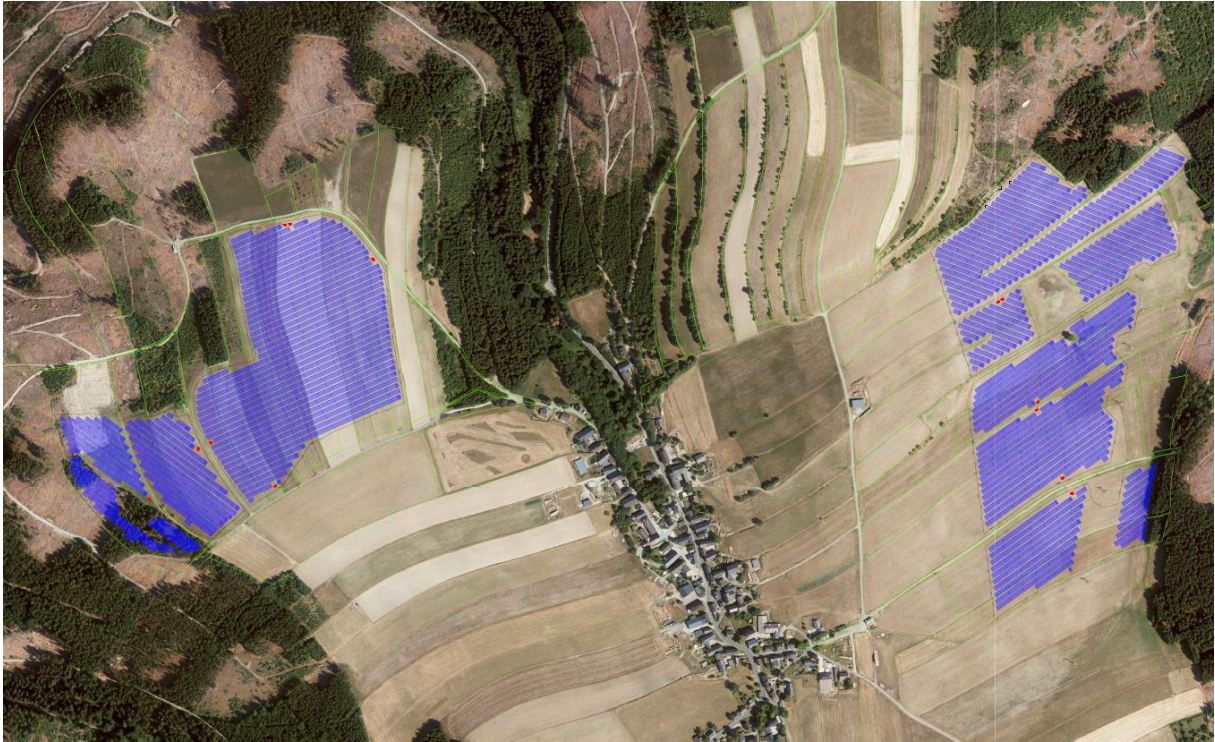


Abbildung 2: Layout der geplanten PVA – Quelle: Auftraggeber

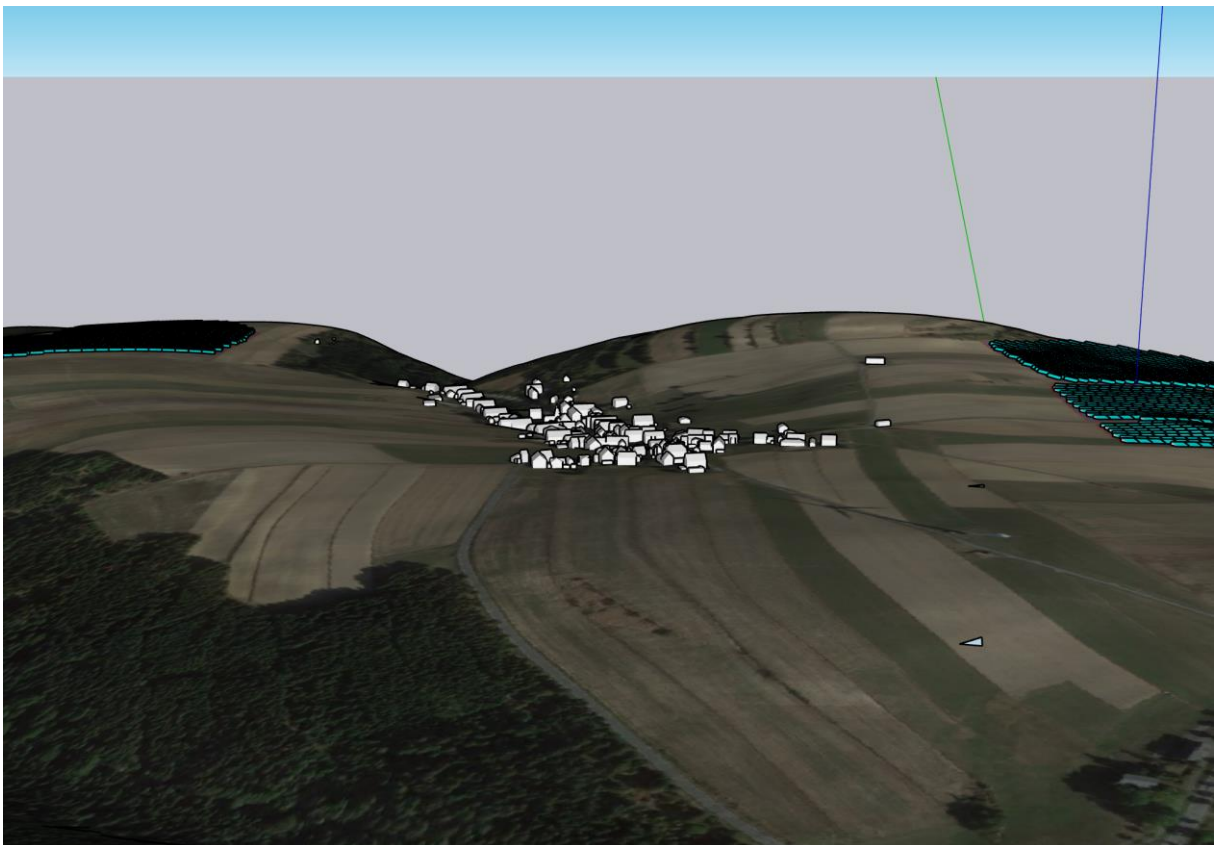


Abbildung 3: 3D-Modell der PVA sowie der Anlagenumgebung (inkl. aller Gebäude)

3 Zusammenfassung der Ergebnisse und Fazit

Das Gutachten zeigt, dass in der Ortschaft Lauenhain nur geringfügige Blendwirkungen durch die geplante Photovoltaikanlage auf Wohnhäuser zu erwarten sind. Diese Blendwirkungen sind als vertretbar zu bewerten, da die Grenzwerte des LAI-Leitfadens deutlich unterschritten werden.

Obwohl die Blendwirkungen geringfügig (vertretbar) ausfallen, könnten sie zusätzlich durch geeignete Sichtschutzmaßnahmen nahezu vollständig unterbunden werden. Dies gilt selbst für den hypothetischen Fall, dass die umgebenden Waldflächen entfernt würden.

Der umliegende Straßenverkehr auf den relevanten Straßen wird durch die PVA nicht beeinträchtigt.

Fazit:

Das Gutachten schlussfolgert, dass die geplante Photovoltaikanlage in Bezug auf den Blendschutz problemlos in die Umgebung integriert werden kann.

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.

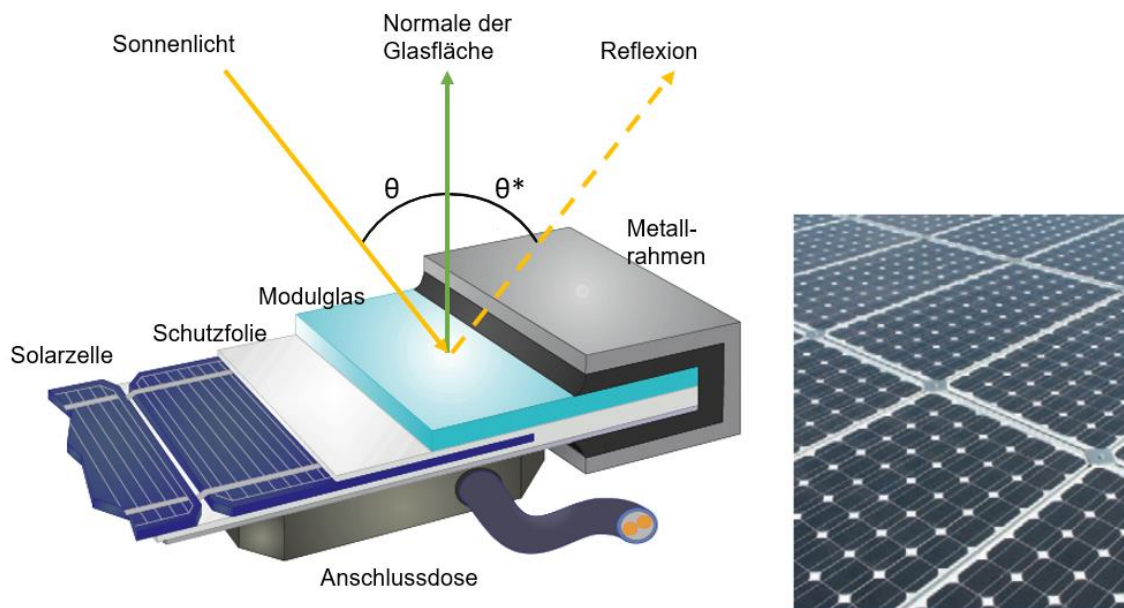


Abbildung 4: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“
– Quelle: [3] (modifiziert)

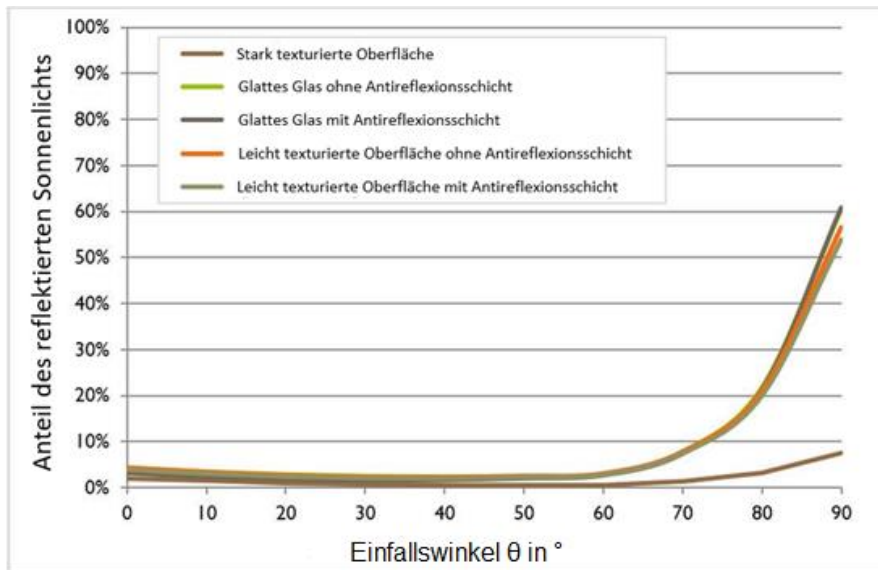


Abbildung 5: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypeen – Quelle: [4], modifiziert

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].

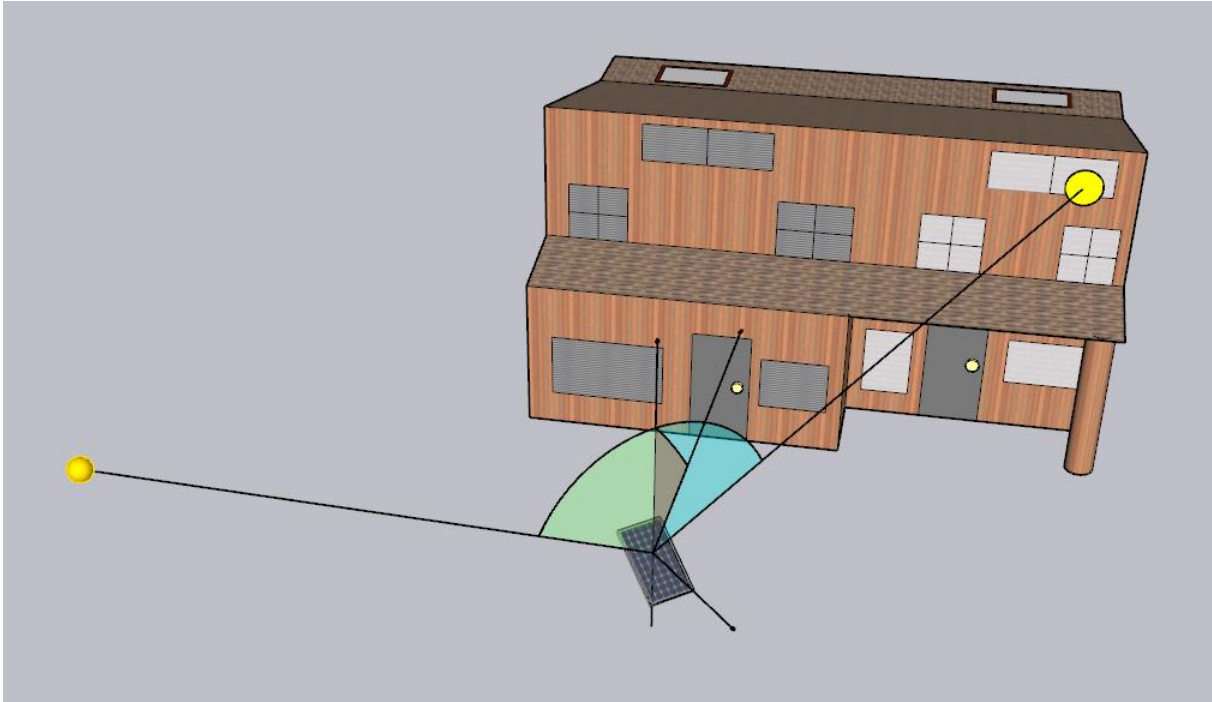


Abbildung 7: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion – Quelle: Eigene Abbildung

Im Rahmen der Simulation wird mit der Software ForgeSolar die Blendwirkung 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. Eine Auflistung der Annahmen und Einschränkungen zur Simulation befindet sich in Anhang A.

5 Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen

5.1 Vorabbetrachtung

Die PV-Felder 3, 4 und 5 sind von der Ortschaft aus nicht einsehbar, da sie sich hinter einer Geländeerhöhung befinden. Für die Version 2.0 des Gutachtens wurde ein detailliertes 3D-Modell der gesamten Photovoltaikanlage sowie der Umgebung, einschließlich aller Gebäude der Ortschaft, erstellt. Mit dem 3D-Modell konnte zudem ermittelt werden, dass auch aus den oberen Stockwerken der Wohnhäuser kein Sichtkontakt zu den PV-Feldern 3, 4 und 5 besteht. Daher können diese Felder bei der weiteren Betrachtung vernachlässigt werden, da Reflexionen von diesen Feldern auf die Wohnhäuser ausgeschlossen werden können.

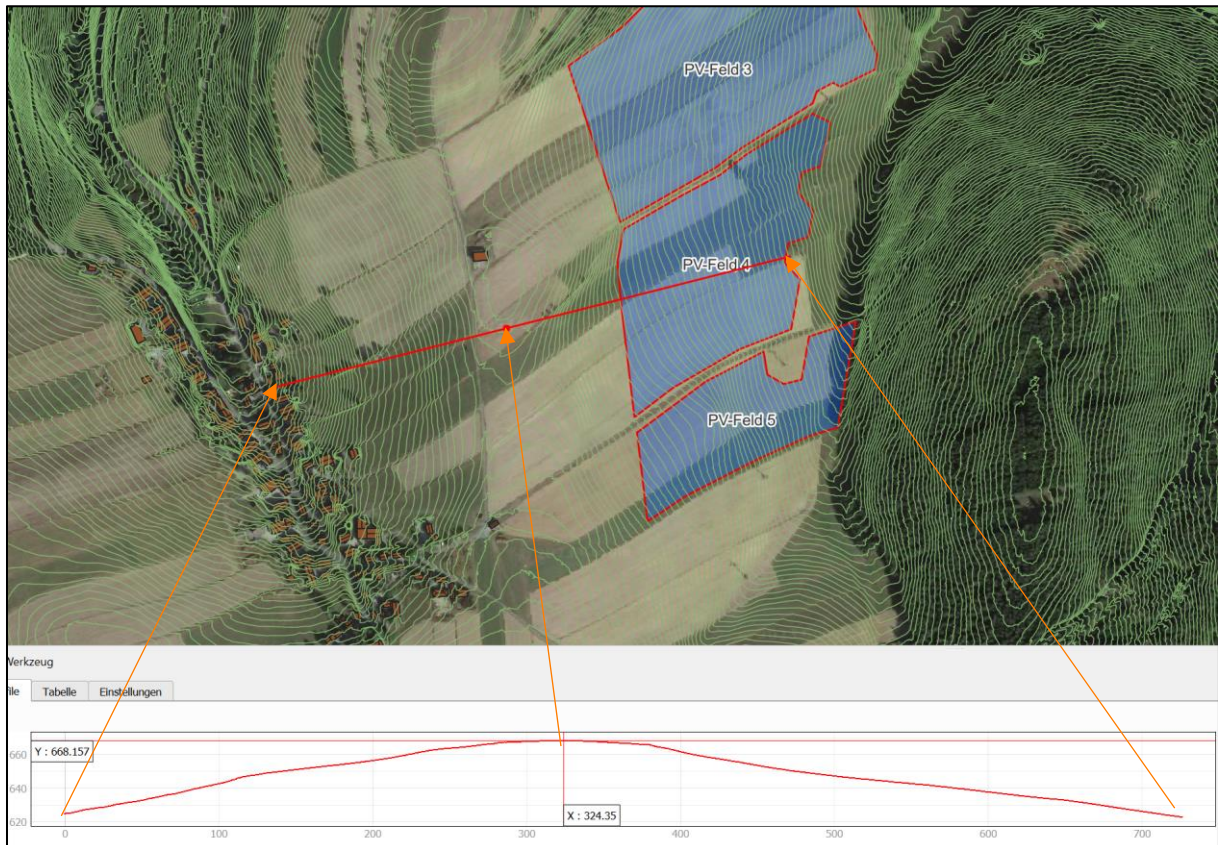


Abbildung 8: Höhenprofil von der Ortschaft zu PV-Feld 4. Die grünen Konturlinien im Hintergrund stellen jeweils 1 m Höhenunterschied dar. - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro, Quelle Höhendaten: Bayerische Vermessungsverwaltung

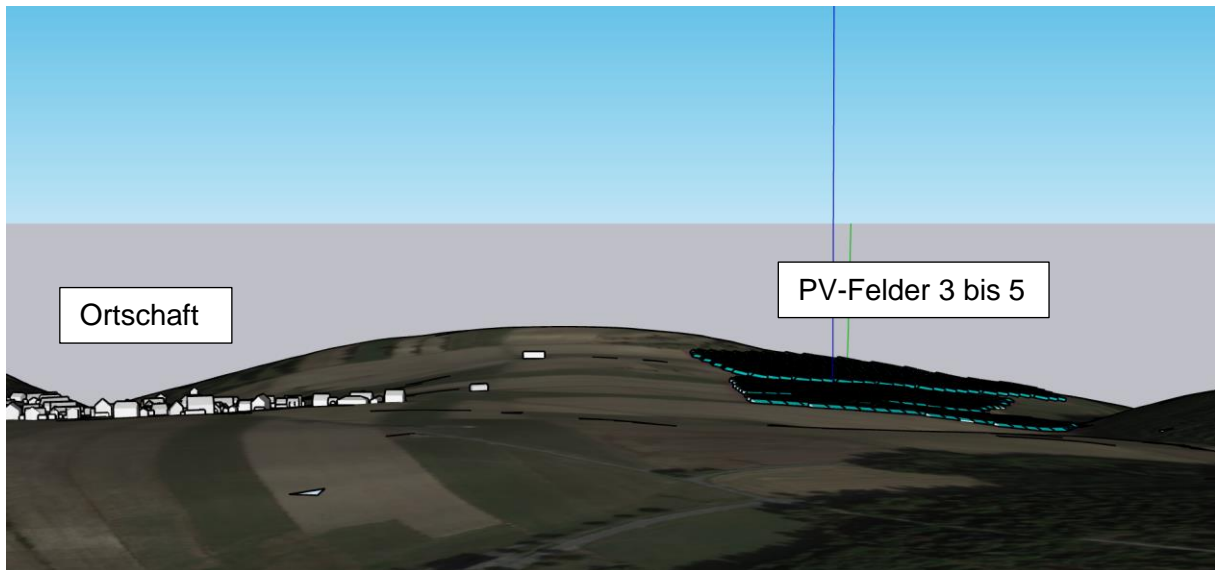


Abbildung 9: Seitenansicht auf das 3D-Modell

Es ist weiterhin anzumerken, dass das PV-Feld 1 aufgrund seiner Südwest-Ausrichtung der Modultische nicht in Richtung Osten, also zur Ortschaft hin, reflektieren kann. Daher können von PV-Feld 1 keine Belästigungen ausgehen. Infolgedessen müssen nur die Blendwirkungen von PV-Feld 2 mittels Simulation berechnet werden.

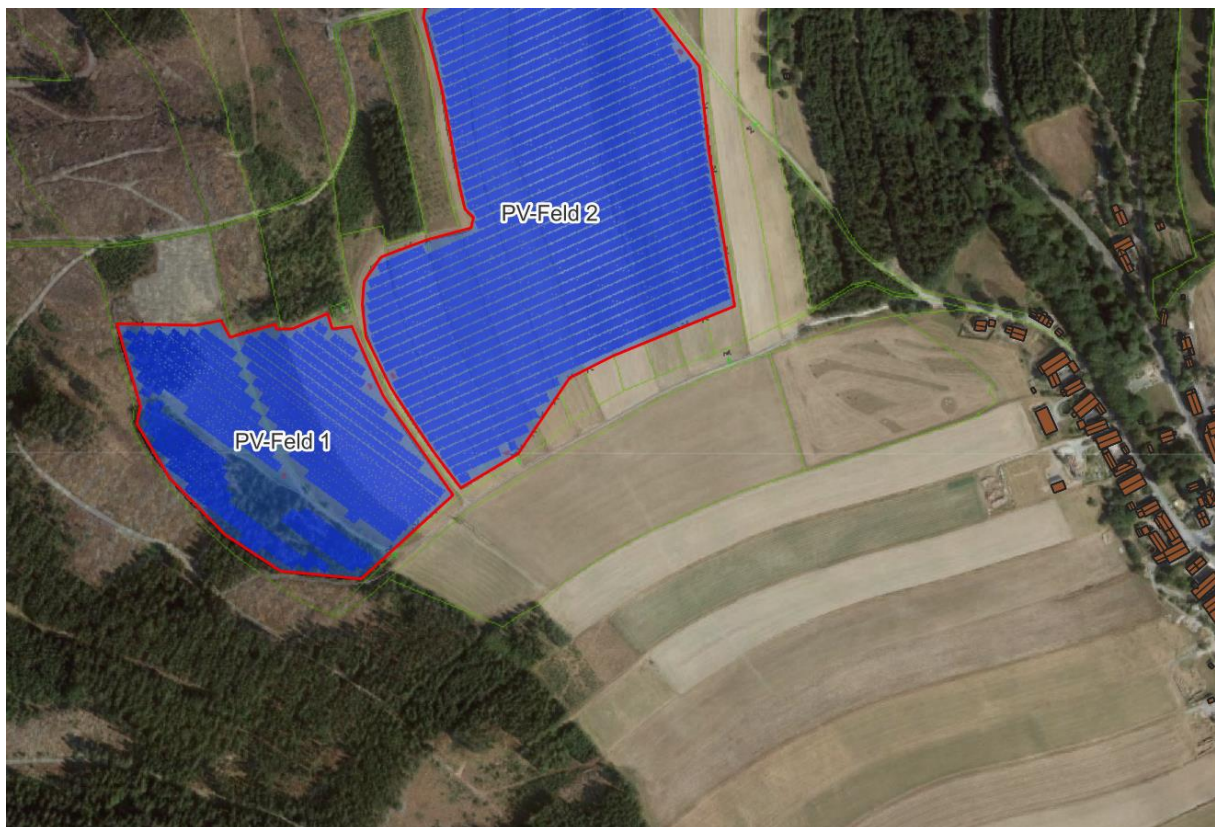


Abbildung 10: Übersicht von PV-Feld 1 und 2 - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

5.2 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 Untersuchung der Umgebung basierte auf Luftbildern aus dem Geoportal Bayern (DOP) und Google Earth Pro. Die Auswertung zeigte, dass sich in unmittelbarer Nähe der geplanten Photovoltaikanlage nur wenige schutzbedürftige Immissionsorte befinden. Innerhalb eines Radius von wenigen hundert Metern zur PVA wurden lediglich einige Wohnhäuser als potenziell betroffen identifiziert.

Um die potenziellen Blendwirkungen auf diese Häuser zu analysieren, wurden sie in der Simulation durch „Observationspunkte“ (OP) repräsentiert (siehe Abbildung 11). Diese OP dienen in der Simulation als Detektorpunkte für einfallende Reflexionen. Für die Untersuchung der Blendwirkungen wurden insgesamt 17 OP (OP H1 bis H17) definiert.

Die OPs wurden in einer Höhe positioniert, die ca. der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Geschoss des jeweiligen Hauses entspricht (4,5 m über der Geländeoberkante). Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die Belastung durch Reflexionen mit zunehmender Höhe des Immissionsortes steigt.

In der Simulation wurden Hindernisse wie Bäume oder Gebäude nicht berücksichtigt.



Abbildung 11: Position der definierten Observationspunkte (OP H1 bis H17) zur Ermittlung der Blendwirkungen auf die umliegenden Wohnhäuser - Quelle Satellitenbild: Google Earth

5.3 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.

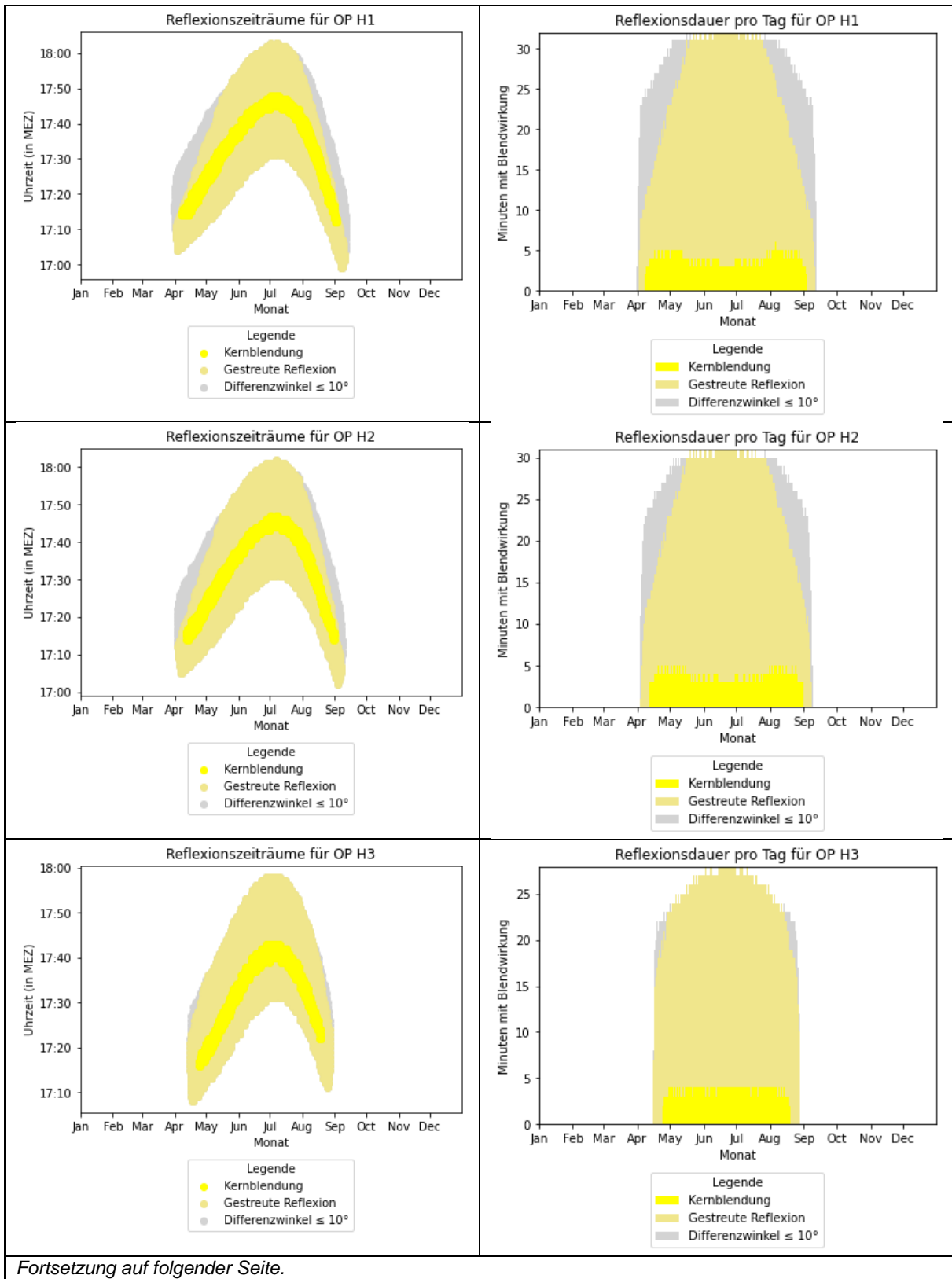
5.4 Ergebnisse

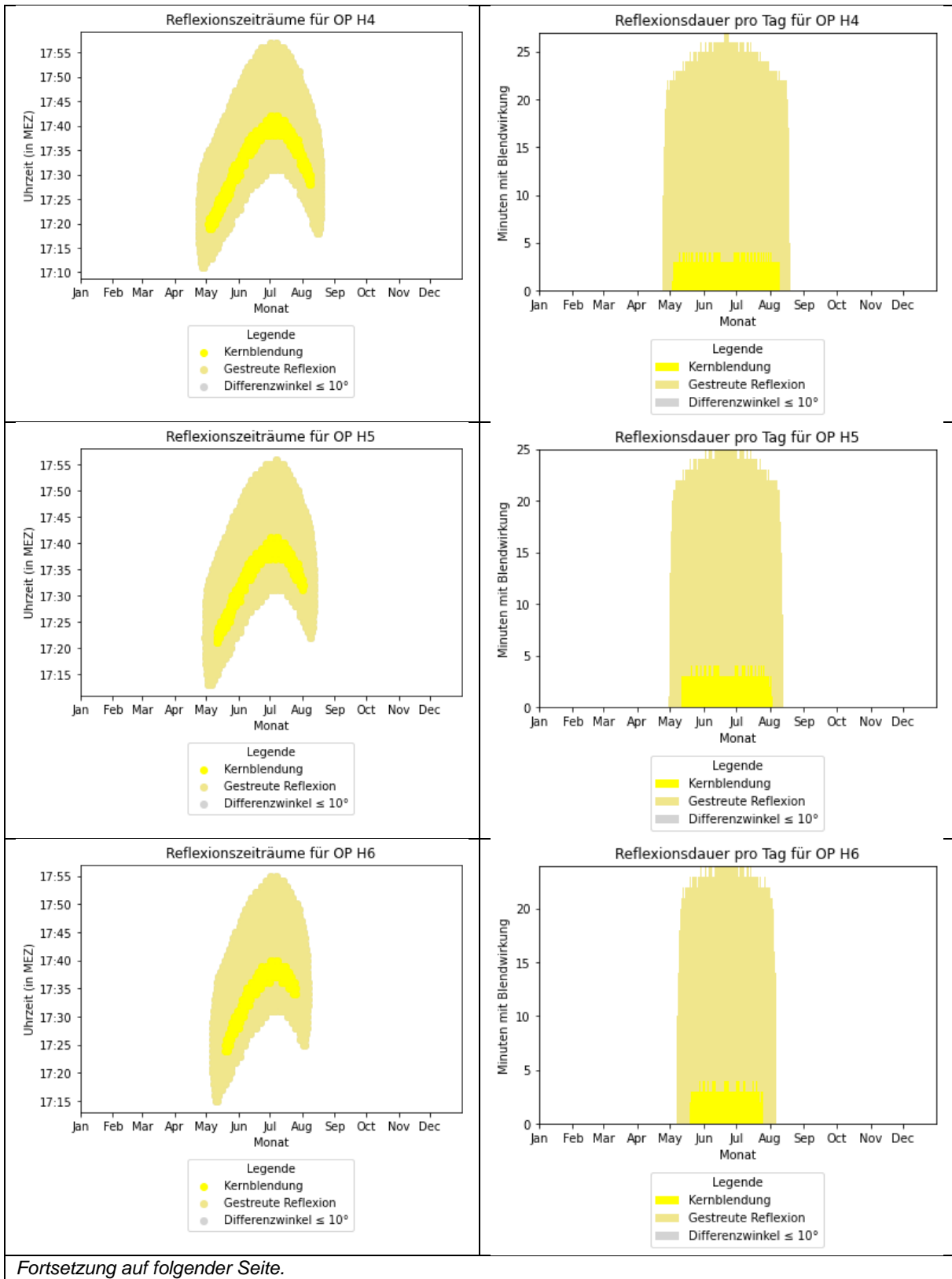
Die folgende Tabelle fasst die Simulationsergebnisse für die Observationspunkte OP H1 bis H17 zusammen. Im Anschluss daran werden die Blendsituationen mithilfe von Diagrammen noch detaillierter dargestellt.

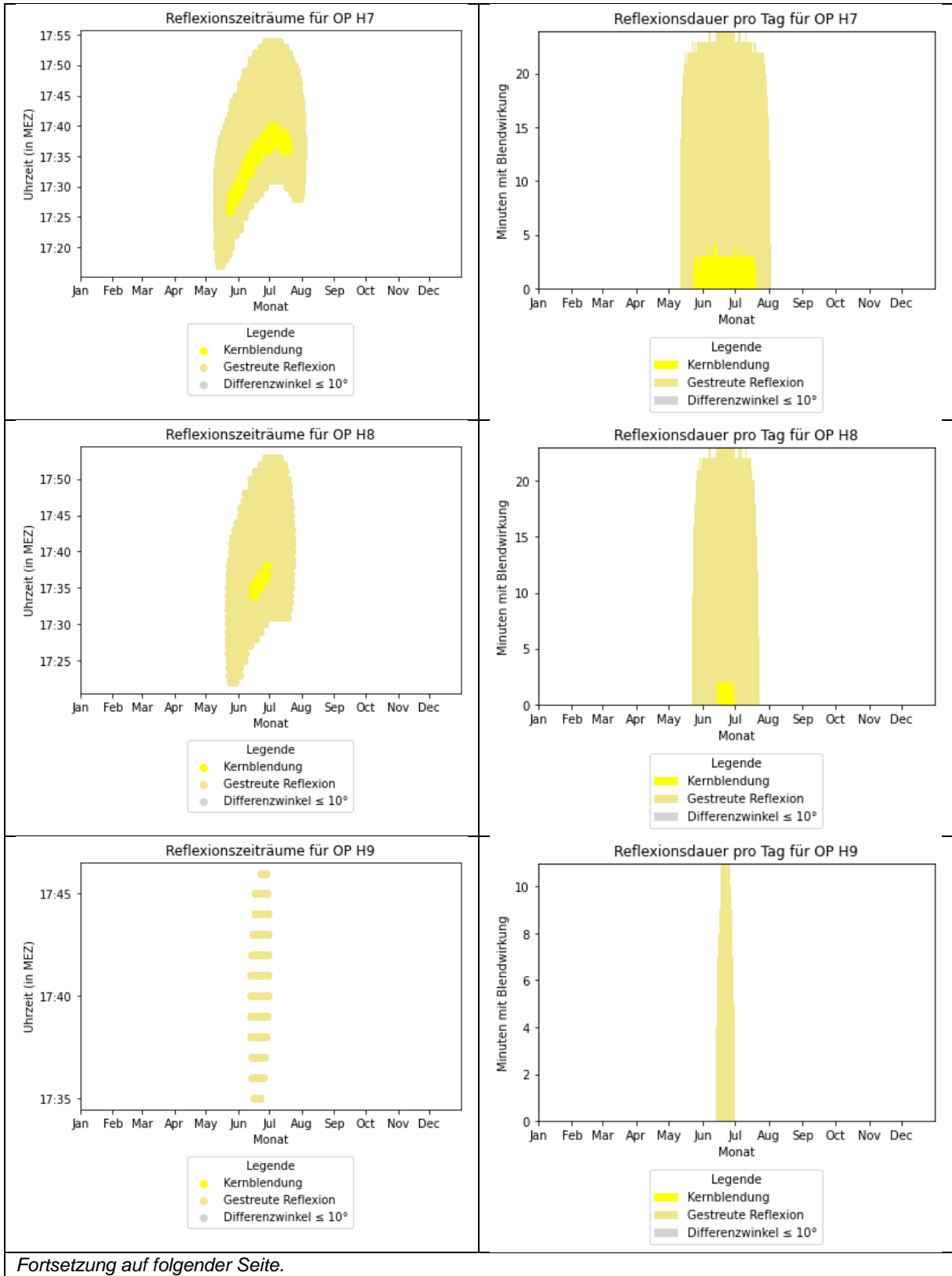
Tabelle 3: Zusammenfassung der Immissionszeiten an den Observationspunkten (Wohnhäuser)

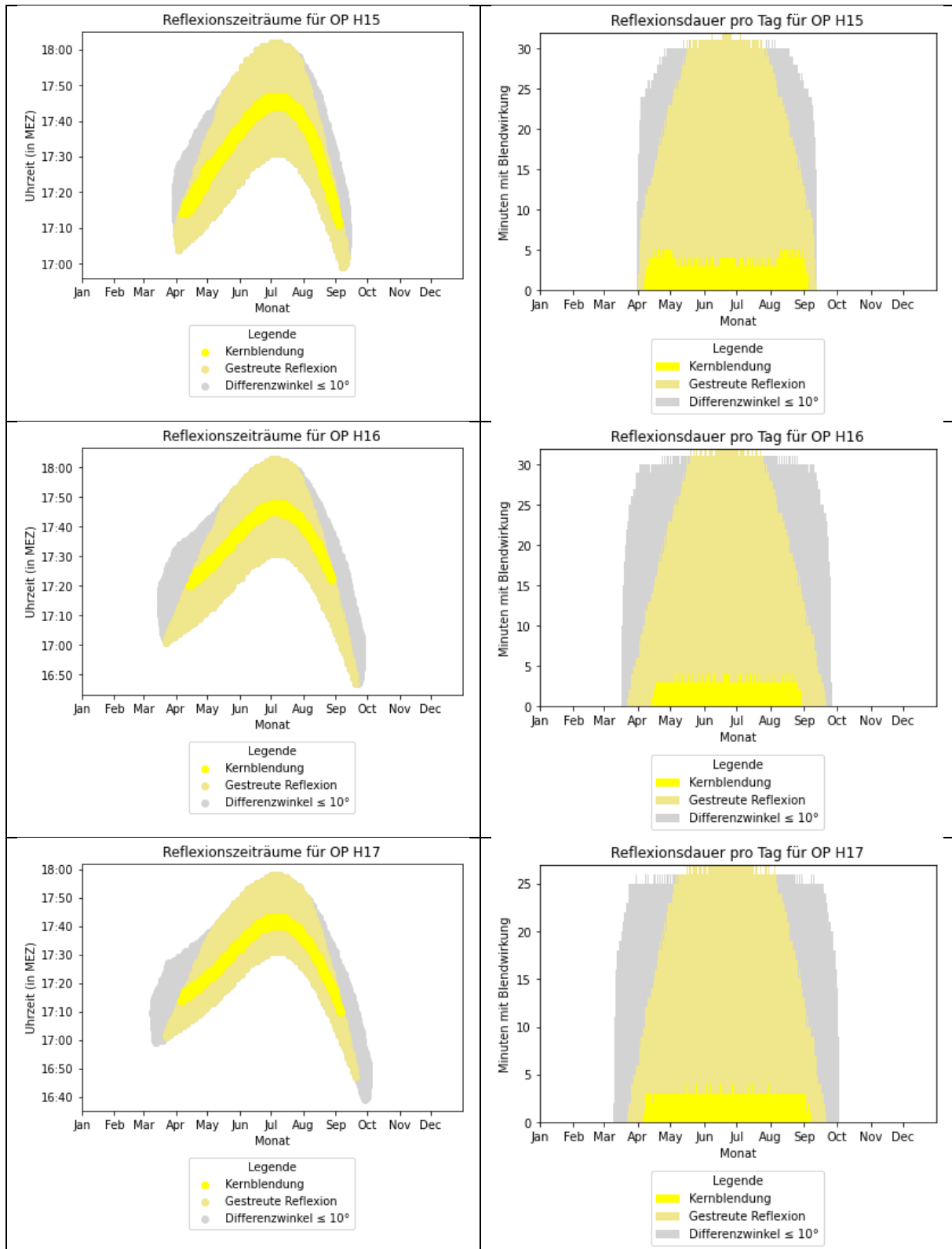
Observationspunkt	Maximale Blenddauer pro Tag (Kernblendung) in Minuten	Jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) in Minuten
H1	6	600
H2	5	542
H3	4	442
H4	4	345
H5	4	279
H6	4	221
H7	4	117
H8	2	31
H9	0	0
H10	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen
H11	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen
H12	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen
H13	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen
H14	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen
H15	5	568
H16	4	436
H17	4	463
LAI-Grenzwerte für Kernblendungen: Max. 30 Minuten pro Tag und max. 1.800 Minuten pro Jahr		

Ergebnisdiagramme 1: Simulationsergebnisse für die OP Hx









6 Blendwirkungen auf die Verkehrswege

6.1 Vorabbetrachtung

Als relevante Verkehrswege in der Umgebung der PVA wurden die Bundesstraße B 85 (inklusive der parallel verlaufenden Bahnstrecke), die Kreisstraße KC 24 sowie die Landesstraße L 1096 identifiziert.

Die PV-Felder können weder nach Norden noch nach Süden reflektieren, daher sind lediglich die Bereiche relevant, die östlich, westlich, südöstlich und südwestlich (sowie bezogen auf PV-Fläche 1 nordwestlich) der Felder liegen.

Es ist festzustellen, dass aufgrund der Topografie (Geländeverlauf) von den Abschnitten der relevanten Verkehrswege, die theoretisch betroffen sein könnten, kein Sichtbezug zu den Anlagen besteht. Eine Ausnahme bildet die KC 24: Vom Abschnitt der Kreisstraße, der direkt östlich von Feld 2 liegt, könnten Fahrzeugführer theoretisch die äußersten Module von Feld 2 sehen, sofern die Waldfläche östlich von Feld 2 nicht existieren würde. Im Worst-Case könnten die Reflexionen jedoch nur seitlich in ein Fahrzeug fallen, sodass das relevante Sichtfeld der Fahrzeugführer nicht beeinträchtigt wird. Zudem würde aufgrund der geringen Größe der sichtbaren Module und einer Entfernung von 300 Metern keine starke Beeinträchtigung entstehen, da die reflektierenden Flächen zu klein ausfallen, um bei der gegebenen Intensität stärkere Blendwirkungen zu verursachen.

Eine detaillierte Simulation der Blendwirkungen ist daher in diesem Zusammenhang nicht erforderlich.

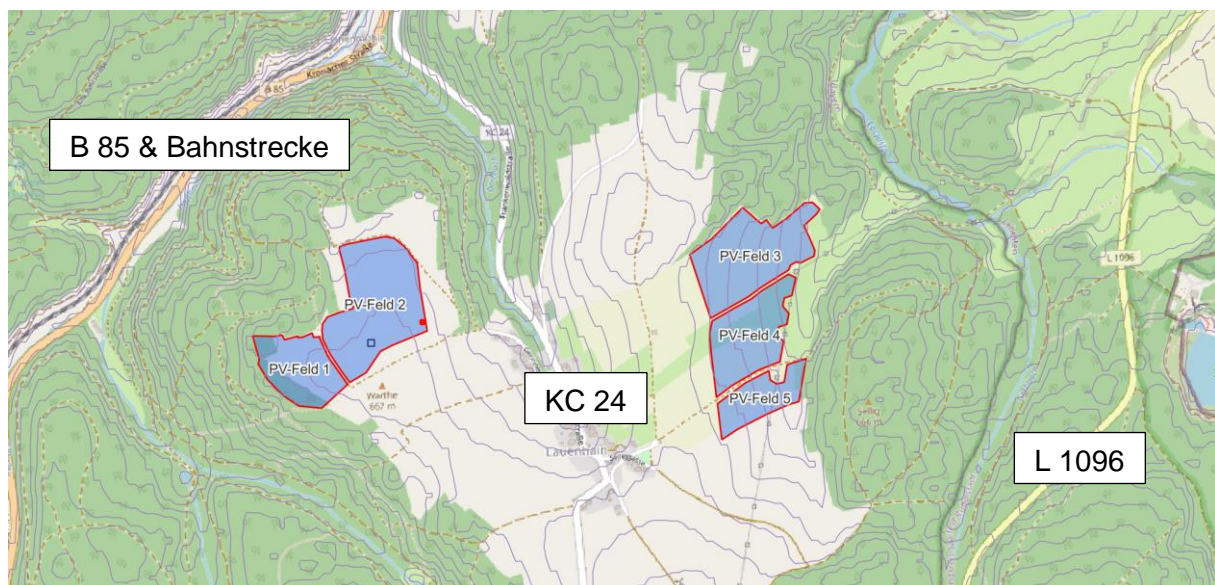


Abbildung 12: Übersicht der relevanten Verkehrswege sowie des Geländeverlaufs zwischen den PV-Feldern und den Straßen. Die dargestellten Konturlinien stellen 20 m Höhenunterschiede dar.

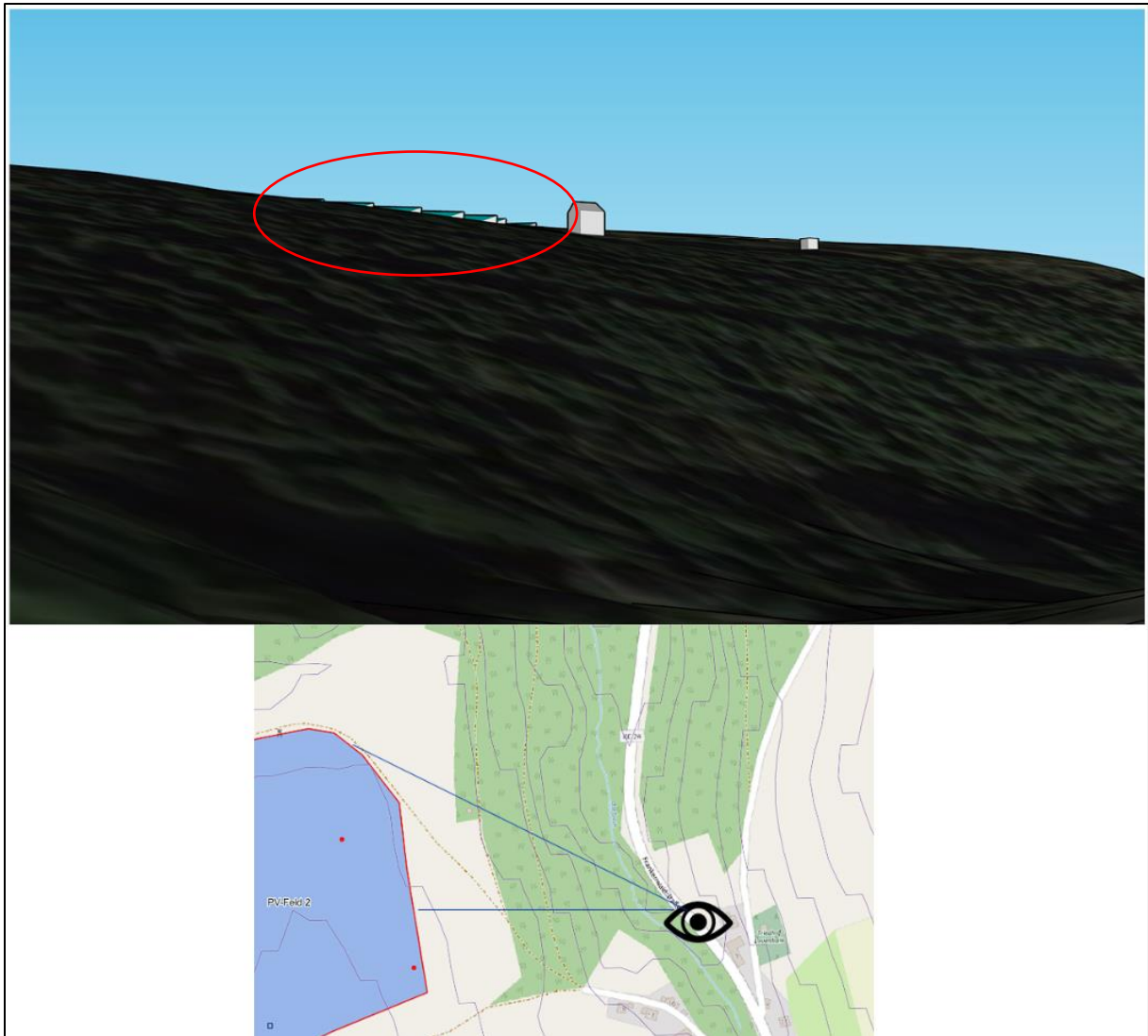


Abbildung 13: Sicht von der KC 24 auf PV-Feld 2, wenn keine Waldfläche existieren würde: Nur sehr kleine Modulbereiche wären einsehbar. Relevante Beeinträchtigungen sind auszuschließen.

7 Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen

7.1 Gebäude

Die PV-Felder 3 bis 5 sind von der Ortschaft Lauenhain nicht sichtbar, da diese hinter einer Geländeerhöhung liegen. PV-Feld 1 kann aufgrund der Ausrichtung der Modultische nicht zur Ortschaft reflektieren. Nur PV-Feld 2 kann in geringem Ausmaß zu den Wohnhäusern in Lauenhain reflektieren. Dabei ist jedoch zu beachten, dass nur die äußersten Modultische sichtbar wären. Abbildung 14 zeigt die Sicht vom nächstgelegenen Gebäude neben PV-Feld 2 (Gerinneweg 19) aus dem ersten Obergeschoss auf das Generatorfeld, wenn keine Vegetation vorhanden wäre. Es wären nur die äußeren Modultische einsehbar. Auf einer Distanz von ca. 230 Metern entstehen dadurch nur kurzfristig stärkere Blendwirkungen (vgl. Ergebnisse von OP H1).



Abbildung 14: Sicht vom ersten Obergeschoss des nächstgelegenen Gebäudes (OP H1) auf PV-Feld 2

Die zu erwartenden Blendwirkungen bei allen Gebäuden liegen in einem vertretbaren Rahmen. Es besteht jedoch die Möglichkeit, durch einen Sichtschutz jegliche Blendwirkungen auf die Ortschaft zu unterbinden. Der Sichtschutz müsste im Südosten von PV-Feld 2 realisiert werden und ca. 2,5 m hoch sein (wenn die lokale Vegetation nicht berücksichtigt werden soll).

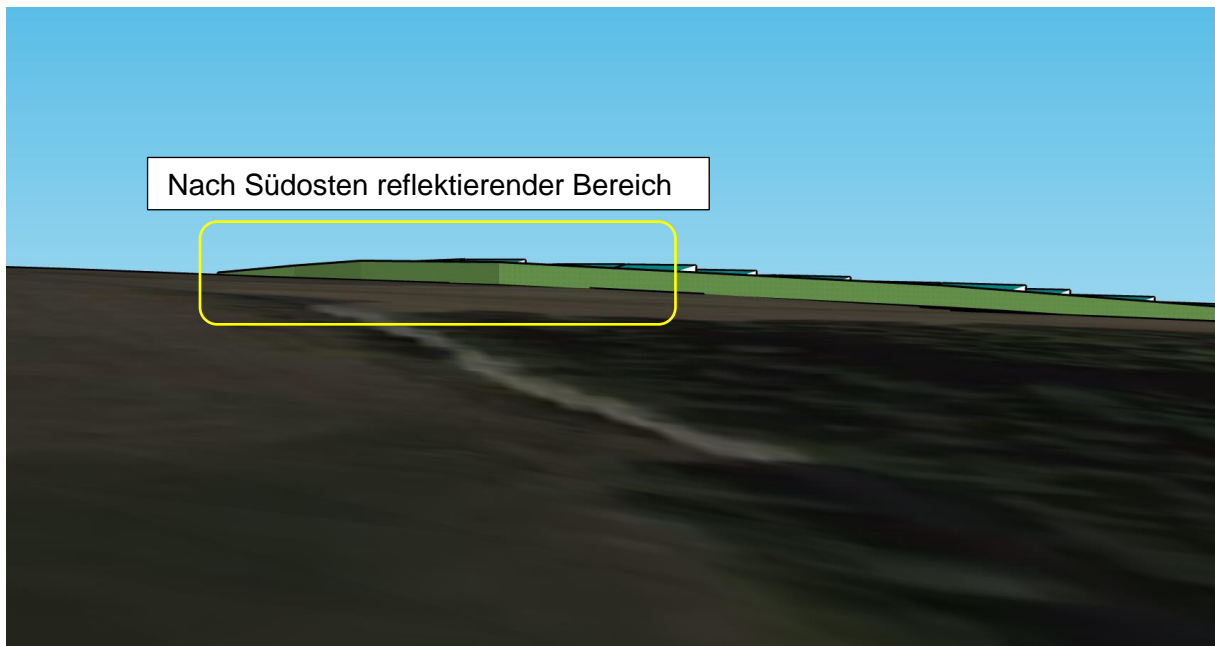


Abbildung 15: Sicht vom ersten Obergeschoss des nächstgelegenen Gebäudes (OP H1) auf PV-Feld 2 (mit Sichtschutz)



Abbildung 16: Position des empfohlenen Sichtschutzes - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

Mit dem empfohlenen Sichtschutz wäre die Ortschaft südöstlich von PV-Feld 2 vor Blendwirkungen geschützt, selbst wenn der Wald nicht mehr existieren würde.

Lediglich die Gebäude bei OP H16 und H17 (Frankenwaldstraße 3 und 5) könnten noch (vertretbare) Blendwirkungen erfahren, wenn der Wald nicht existieren würde. Um auch hier alle Blendwirkungen zu unterbinden, müsste sich der Sichtschutz über die gesamte Ostflanke von PV-Feld 2 erstrecken.

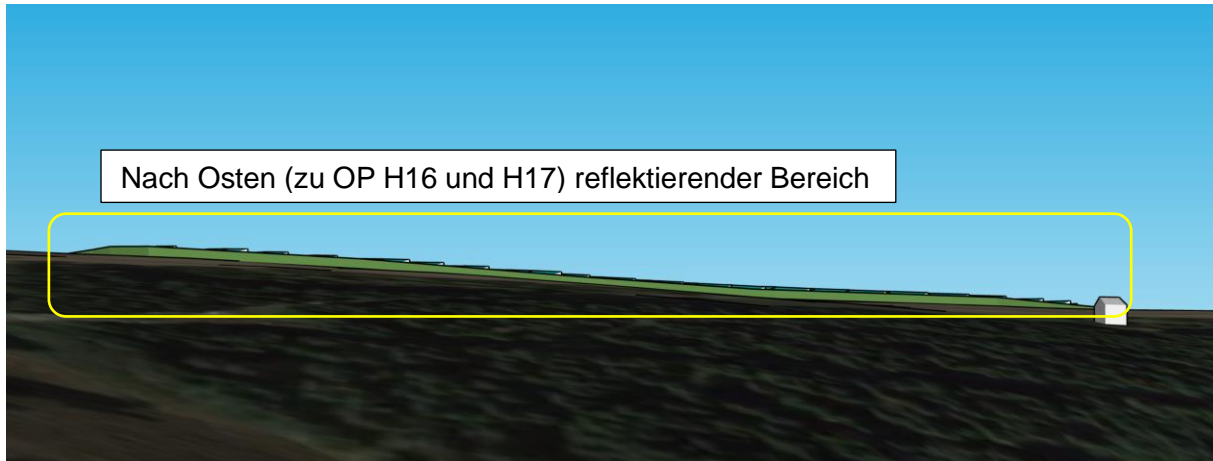


Abbildung 17: Sicht vom Obergeschoss des Gebäudes bei OP H16 auf PV-Feld 2 (wenn keine Bäume existieren würden). Dargestellt wird ein Sichtschutz entlang der gesamten Ost-Grenze von PV-Feld 2.

Es wird jedoch nur ein Sichtschutz empfohlen, wie er in Abbildung 16 dargestellt wird. Ein Sichtschutz, welcher sich auch entlang der gesamten Ostseite von PV-Feld 2 erstreckt, wäre nur für den Fall sinnvoll, wenn die Waldfläche zwischen OP 16 und 17 und PV-Feld 2 entfernt würde. Zudem sind die zu erwartenden Blendwirkungen bei OP 16 und 17 selbst bei freier Sicht als vertretbar einzustufen; die LAI-Grenzwerte werden großzügig eingehalten.

7.2 Straßenverkehr

Die Auswertung hat ergeben, dass der umliegende Straßenverkehr nicht von Blendwirkungen beeinträchtigt wird, da aufgrund des Geländeverlaufs keine Sicht von den (relevanten) Straßen auf die PVA besteht. Nur östlich von PV-Feld 2 könnten Fahrzeugführer seitlich durch relativ kleine Modulflächen Blendwirkungen erfahren, wenn der lokale Wald nicht mehr existieren würde. Die zu erwartenden Reflexionen treffen jedoch nicht in das relevante Sichtfeld von Fahrzeugführern und können qualitativ betrachtet zu keinen stärkeren Blendwirkungen führen (dafür ist die einsehbare Modulfläche zu klein).

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.

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