SONNWINN GmbH
Unabhängige Experten für Photovoltaik und Stromspeicher

BLENDGUTACHTEN

PVA HÜRTGENWALD

VERSION 1.0

Bearbeitet:

Sachverständiger für Photovoltaik
Mathias Röper, M. Eng.

SONNWINN GmbH
Elbstraße 88/1
D-22880 Wedel
+49 (0) 4103 121 4221
mathias.roeper@sonnwinn.de
www.sonnwinn.de

Wedel, 25.08.2025



Revisionstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
1.0	Erste Fassung	25.08.2025	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 13
5.4 Ergebnisse 14
6 Blendwirkungen auf Verkehrswege 16
6.1 Auswertungsmethodik 16
6.2 Relevante Verkehrswege 18
6.3 Observationspunkte 19
6.4 Ergebnisse 20
7 Diskussion der Ergebnisse 23
7.1 Gebäude 23
7.2 Verkehrswege 23
8 Literaturverzeichnis 24
Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT 25

1 Einleitung

Die SONNWINN GmbH, unabhängiges Experten-Büro für Photovoltaik und Stromspeicher, wurde beauftragt, die möglichen Blendwirkungen folgender Photovoltaikanlage (PVA) zu untersuchen und zu bewerten:

Tabelle 1: Projektübersicht

Auftraggeber	VDH Projektmanagement GmbH
Projektname	DE_PV-Hürtgenwald
Adresse PVA	52393 Brandenberg
Stand der Projektierung	☐ Bestand | ☐ Im Bau | ☒ 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

Tabelle 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)	© GeoBasis-DE / BKG (2025) CC BY 4.0

1.4 Übersicht der angewendeten Methodiken

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

Tabelle 3: Methodiken

Immissionsort	Methodik
Verkehrswege	Eigene Auswertungsmethodik (siehe Kapitel 5)
Schutzbedürftige Räume (Wohnräume, Büros etc.)	Gemäß dem Leitfaden der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI-Leitfaden) [1]

2 Anlagenbeschreibung

Tabelle 4: Relevante Anlagenparameter

Parameter	Angabe/Wert
Geokoordinaten (Breite, Länge)	50.704546, 6.402457
Art der Anlage	Freiflächenanlage
Modultyp	Si-kristallines Modul mit Antireflexbeschichtung
Aufständerung	Fest aufgeständert
PV-Fläche	ca. 8,5 ha (innerhalb Einfriedung)
Nennleistung (DC)	-
Modulausrichtung (Azimut)	150° Südost
Modulneigung	18°
Höhe Modulunterkante	angenommen: 0,8 m (es wird angenommen, dass die Tische entsprechend der Modulunterkante an die Topografie angepasst werden, sodass die Moduloberkanten variabel und entsprechend ggf. höher ausfallen)
Höhe Moduloberkante	angenommen: ca. 3 m (bei flachem Terrain)



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

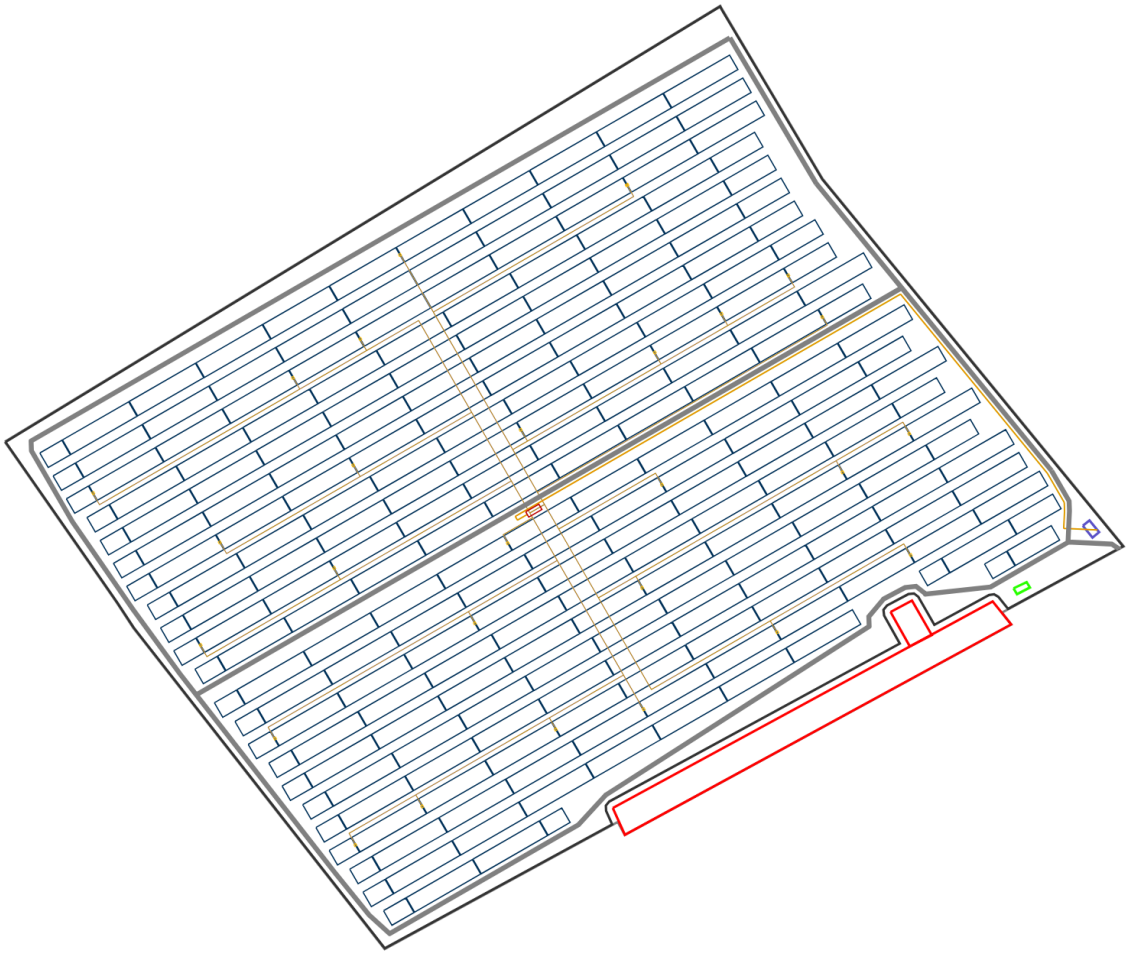


Abbildung 2: Belegungsplan - Quelle: Auftraggeber

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im relevanten Umfeld (100 m Radius) der Photovoltaikanlage befinden sich keine Gebäude. Im erweiterten Radius wurden die Blendwirkungen an 4 Gebäuden geprüft. An keinem der Gebäude werden die LAI-Grenzwerte überschritten. Somit werden keine erheblichen Blendwirkungen in/an schutzwürdigen Räumen im Sinne des LAI-Leitfadens erwartet.

Im Umfeld der Photovoltaikanlage wurden als relevante Verkehrswege die Landesstraße L 11 sowie die Kreisstraße K 30 identifiziert und entsprechend auf Blendwirkungen untersucht.

Fahrzeugführer auf der Landesstraße L 11 können, rein geometrisch betrachtet, Blendwirkungen im zentralen Sichtfeld (±30°, bezogen auf die Fahrtrichtung) erfahren. Tatsächlich wird die Sichtlinie nahezu durchgehend von Vegetationsstreifen und Gebäuden unterbrochen. Lediglich ein Straßenabschnitt von ca. 30 m weist ein schmales Sichtfeld auf die PVA auf. Unter Berücksichtigung der genannten Umstände werden keine erheblichen Blendwirkungen erwartet.

Sollte der Erhalt der Vegetationsstreifen nicht garantiert werden können, sollten Ersatzmaßnahmen in Form einer blickdichten und hochwachsenden Eingrünung oder eines erhöhten Anlagenzauns, mit Sichtschutzblenden versehen, entlang der östlichen Anlagengrenze geschaffen werden. Die Höhe der Sichtschutzmaßnahme sollte mindestens 3 m betragen.

Das zentrale Sichtfeld von Fahrzeugführern auf der K 30 bleibt stets blendfrei. Somit werden keine erheblichen Blendwirkungen erwartet.

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.

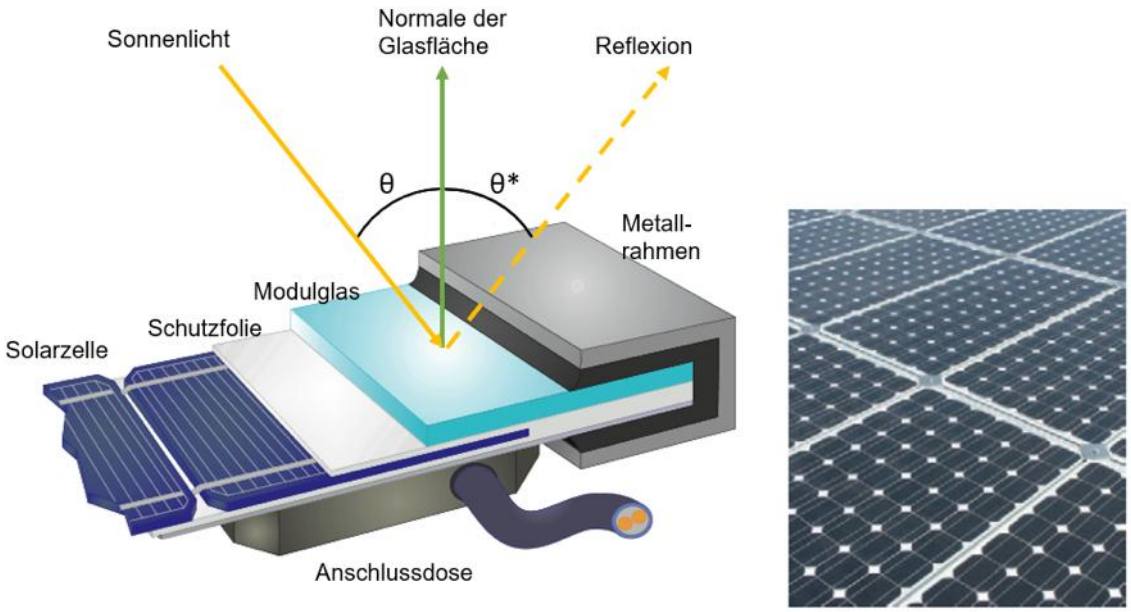


Abbildung 3: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“ - Quelle: [3] (modifiziert)

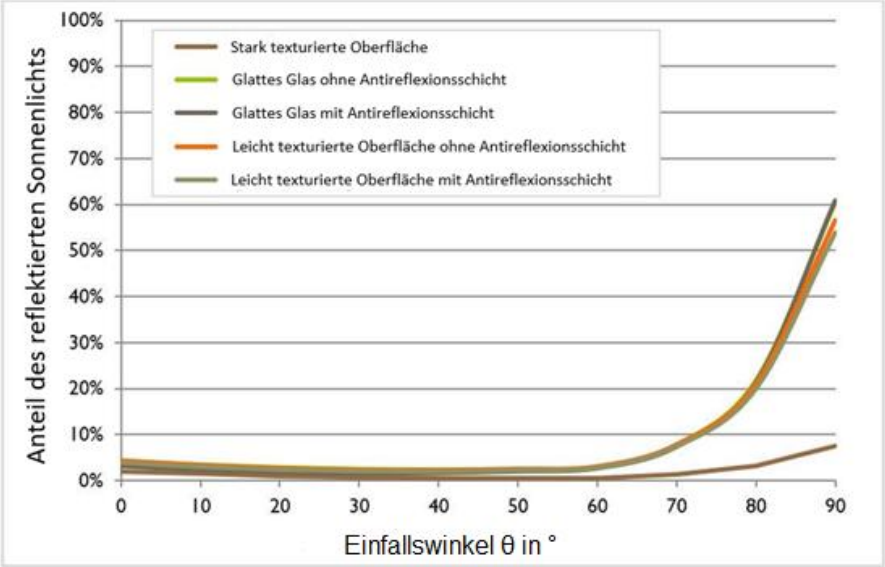


Abbildung 4: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypen - Quelle: [4], modifiziert

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].

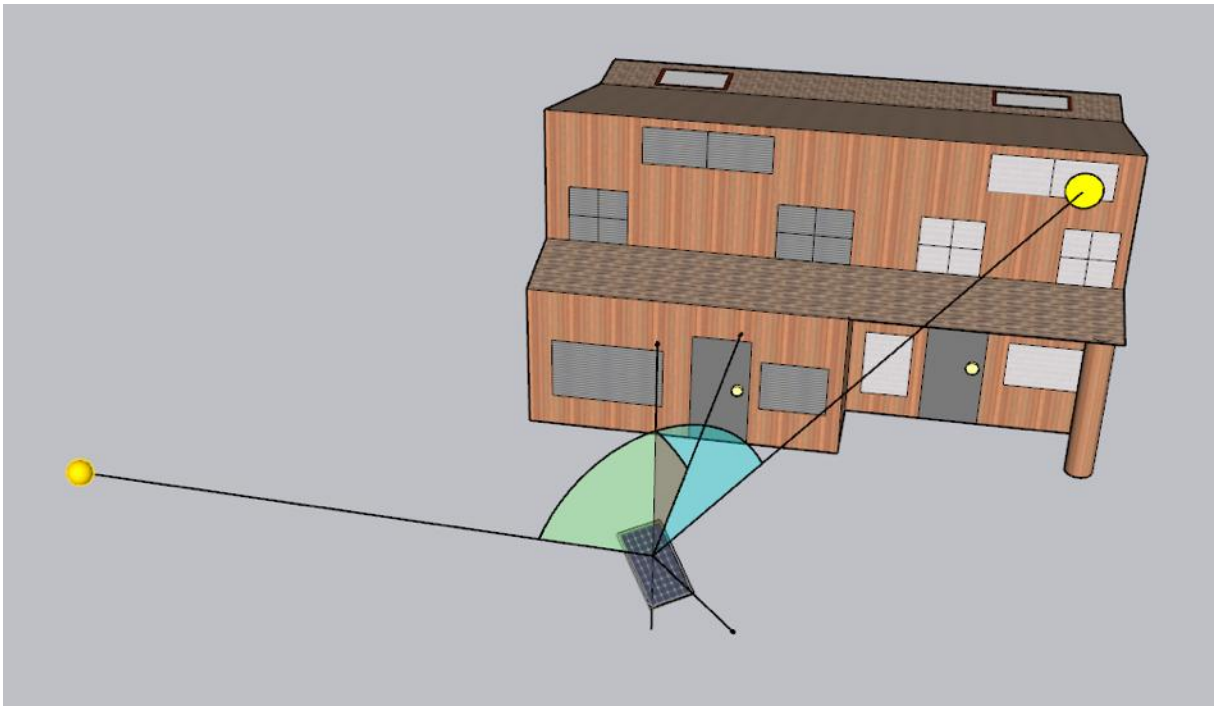


Abbildung 6: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion - Quelle: Eigene Abbildung

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 wird 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 differenzierbar dargestellt (sofern relevante Blendwirkungen auftreten).

Zudem sind laut dem Leitfaden Reflexionen, die am Immissionsort mit einem Differenzwinkel ≤ 10° 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 Gebäude vorhanden sind.

Aufgrund der Hanglage der PVA werden dennoch (obwohl der räumliche Grenzwert eingehalten wird) die nächstgelegenen Gebäude untersucht.



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

5.3 Observationspunkte

Zur Bewertung der Blendwirkungen in bzw. an den schutzwürdigen Räumen wurden im Rahmen der Simulation sogenannte „Observationspunkte“ (OP) festgelegt. Diese Punkte fungieren als Detektorpunkte für einfallende Reflexionen. Insgesamt wurden vier OP an den schutzwürdigen Räumen definiert (OP H1 bis H4).

Die OP wurden, wo möglich, so positioniert, dass sie insgesamt das Worst-Case-Szenario repräsentieren, also an Orten, an denen die stärksten Blendwirkungen erwartet werden. Generell sind höher gelegene Immissionsorte stärkeren Blendwirkungen ausgesetzt als niedriger gelegene.

Tabelle 5: Höhen OP H

OP H	Höhe Geländeoberkante in m	Höhe über Geländeoberkante in m
1	394,73	4,6
2	387,48	4,6
3	383,01	4,6
4	381,13	4,6



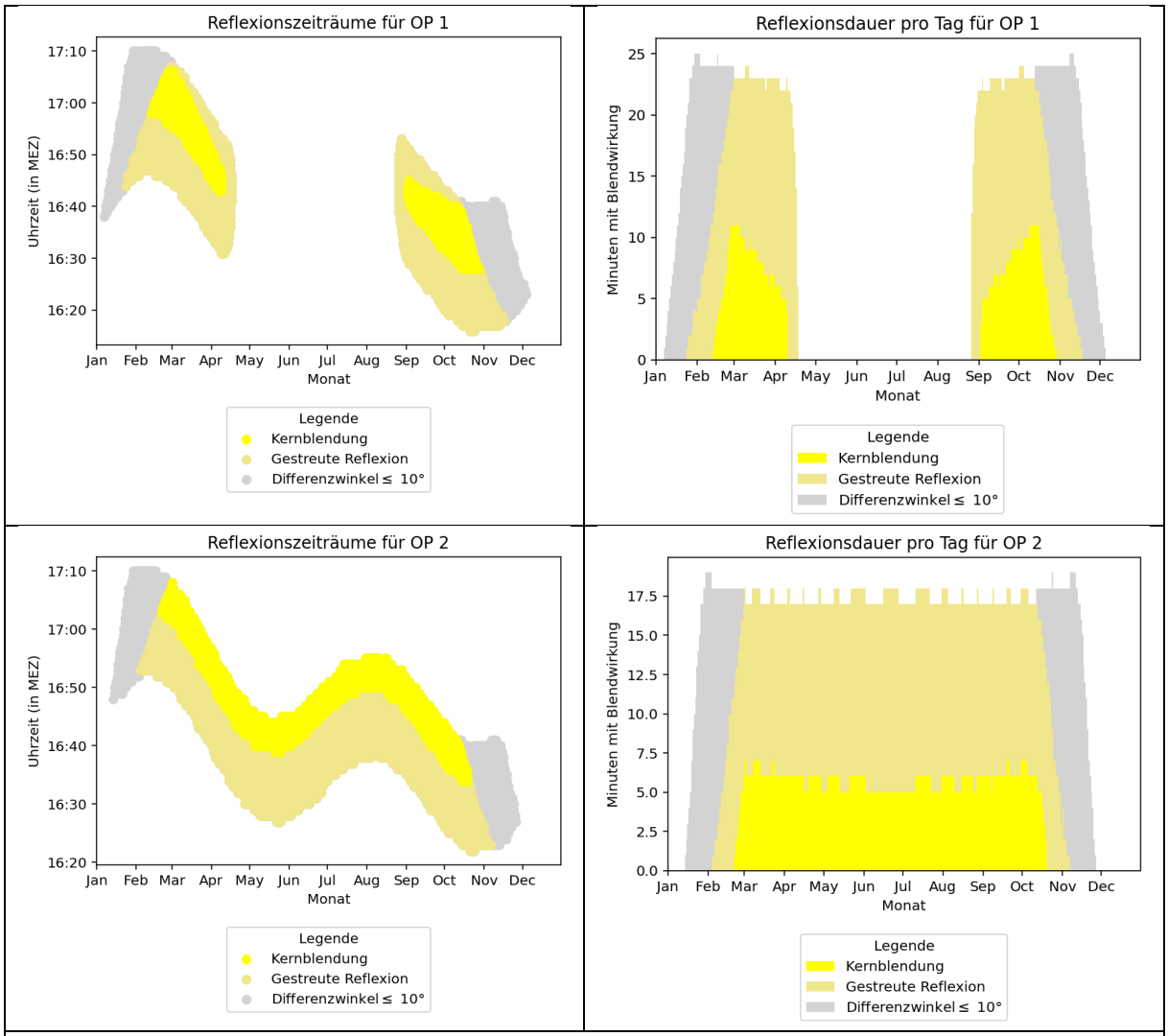
Abbildung 8: Positionen von OP H1 bis H5 - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

5.4 Ergebnisse

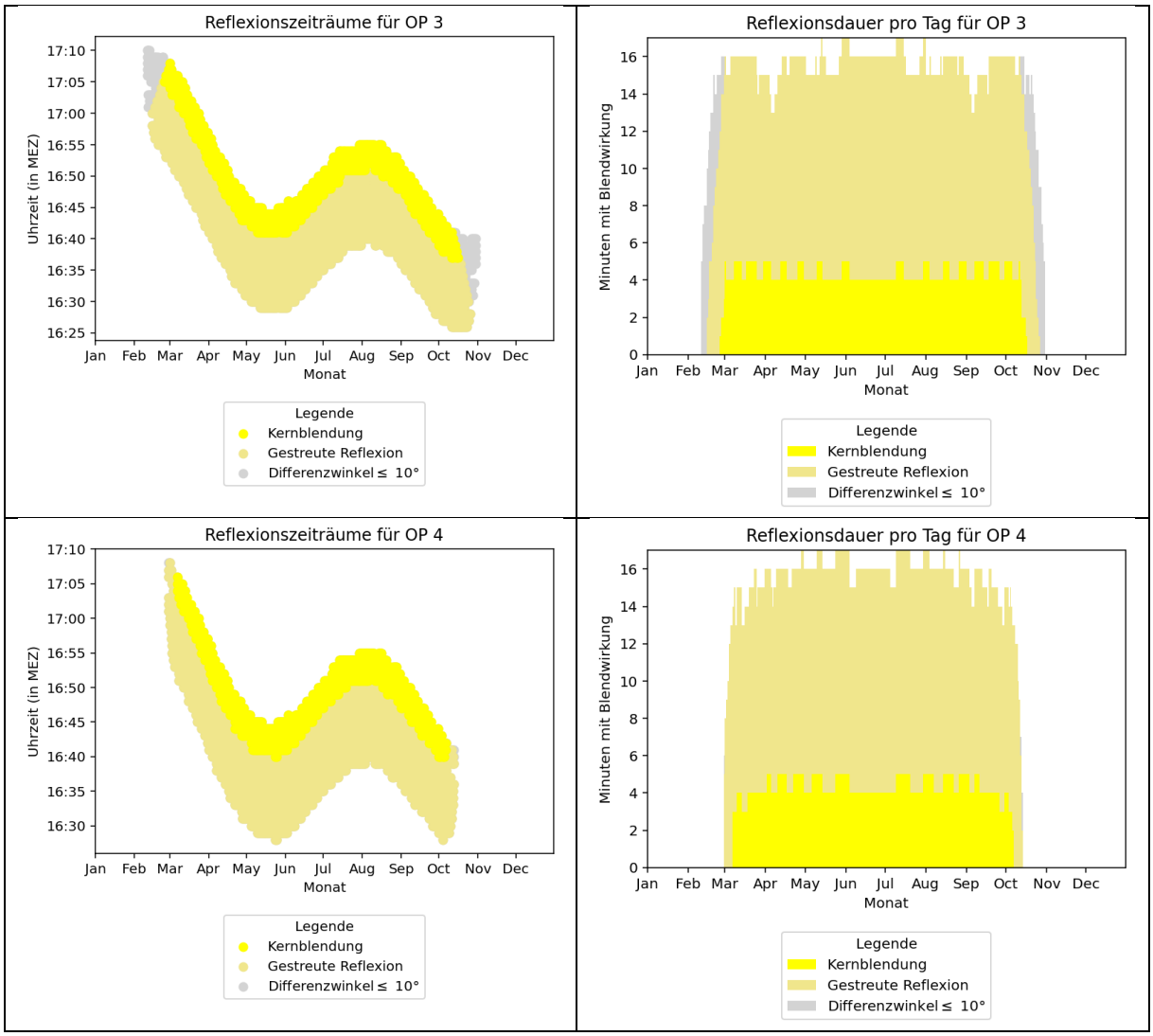
Tabelle 6: Ergebnisse an den OP Hx

Observationspunkt	Max. Blenddauer (Kernblendung) pro Tag in Minuten	Gesamtblenddauer pro Jahr (Kernblendung) in Minuten	Werden die LAI-Grenzwerte eingehalten (vgl. Kapitel 5.1)?
H1	11	833	ja
H2	7	1353	ja
H3	5	1004	ja
H4	5	916	ja

Ergebnisdiagramme 1: Blendwirkungen bei den OP Hx



Fortsetzung auf der folgenden Seite


Reflexionszeiträume für OP 3
Uhrzeit (in MEZ)
17:10
17:05
17:00
16:55
16:50
16:45
16:40
16:35
16:30
16:25
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
Monat
Legende
Kernblendung
Gestreute Reflexion
Differenzwinkel ≤ 10°
Reflexionsdauer pro Tag für OP 3
Minuten mit Blendwirkung
0 2 4 6 8 10 12 14 16
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
Monat
Legende
Kernblendung
Gestreute Reflexion
Differenzwinkel ≤ 10°
Reflexionszeiträume für OP 4
Uhrzeit (in MEZ)
17:10
17:05
17:00
16:55
16:50
16:45
16:40
16:35
16:30
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
Monat
Legende
Kernblendung
Gestreute Reflexion
Differenzwinkel ≤ 10°
Reflexionsdauer pro Tag für OP 4
Minuten mit Blendwirkung
0 2 4 6 8 10 12 14 16
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
Monat
Legende
Kernblendung
Gestreute Reflexion
Differenzwinkel ≤ 10°

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 9 für eine grafische Darstellung):

- **Erheblichkeitsgrenze**: In Anlehnung an [6] und [7] wird eine Erheblichkeitsgrenze von ± 30°, 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 ± 50°, 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 ± 30° angesetzt.

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 ≤ 10° zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten und gleichzeitig der Höhenwinkel der Sonne ≤ 5° 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.

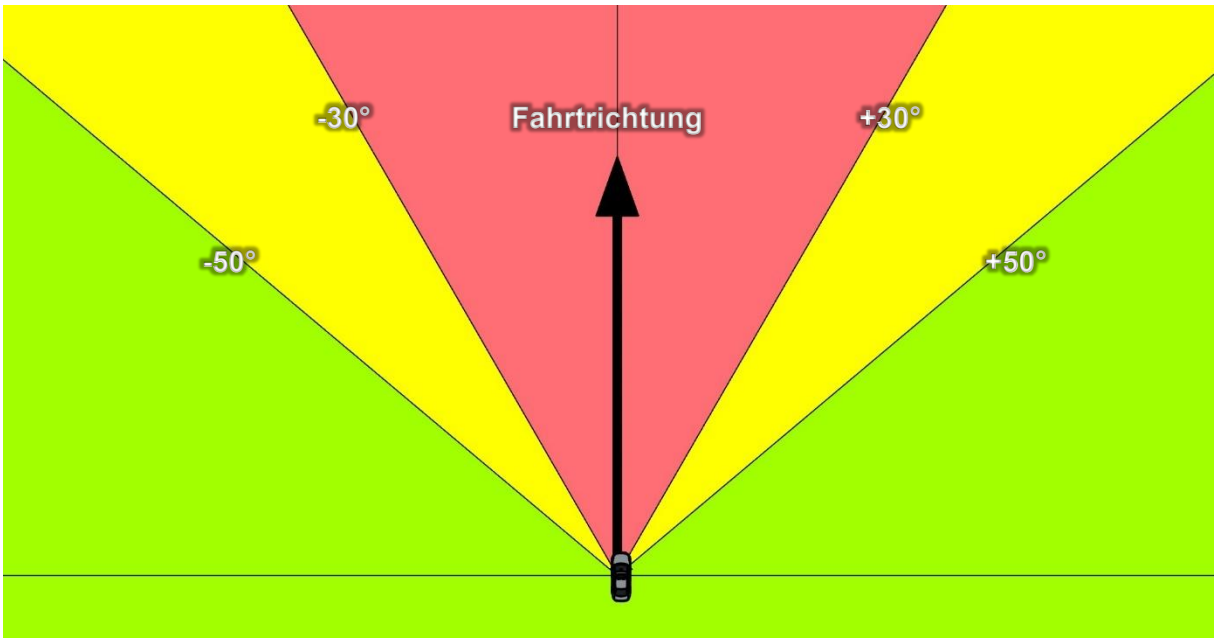


Abbildung 9: Definierte Sichtfelder eines Fahrzeugführers – Quelle: Eigene Abbildung

Die folgenden Abbildungen zeigen die geschätzten Augenhöhen der Verkehrsteilnehmer. Diese Angaben sind im Rahmen der Simulation relevant.

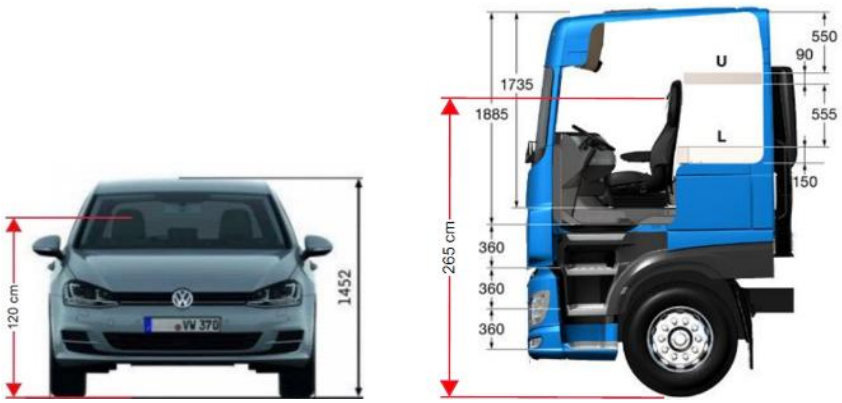


Abbildung 10: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer – Quelle: Volkswagen AG (modifiziert), BTS GmbH & Co. KG (modifiziert)

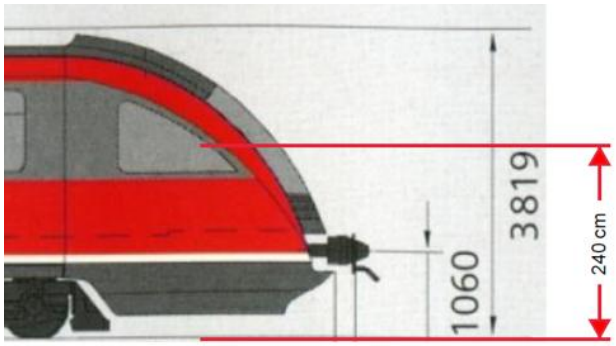


Abbildung 11: Augenhöhe von Lokführern – Quelle: www.nahverkehr-franken.de (modifiziert)

6.2 Relevante Verkehrswege

Im Umfeld der Photovoltaikanlage wurden als relevante Verkehrswege die Landesstraße L 11 sowie die Kreisstraße K 30 identifiziert und entsprechend auf Blendwirkungen untersucht.

Wirtschaftswege oder nur sporadisch befahrene Straßen und Zuwegungen wurden aufgrund des geringen Verkehrsaufkommens als nicht relevant eingestuft und deshalb in der Analyse nicht weiter berücksichtigt.

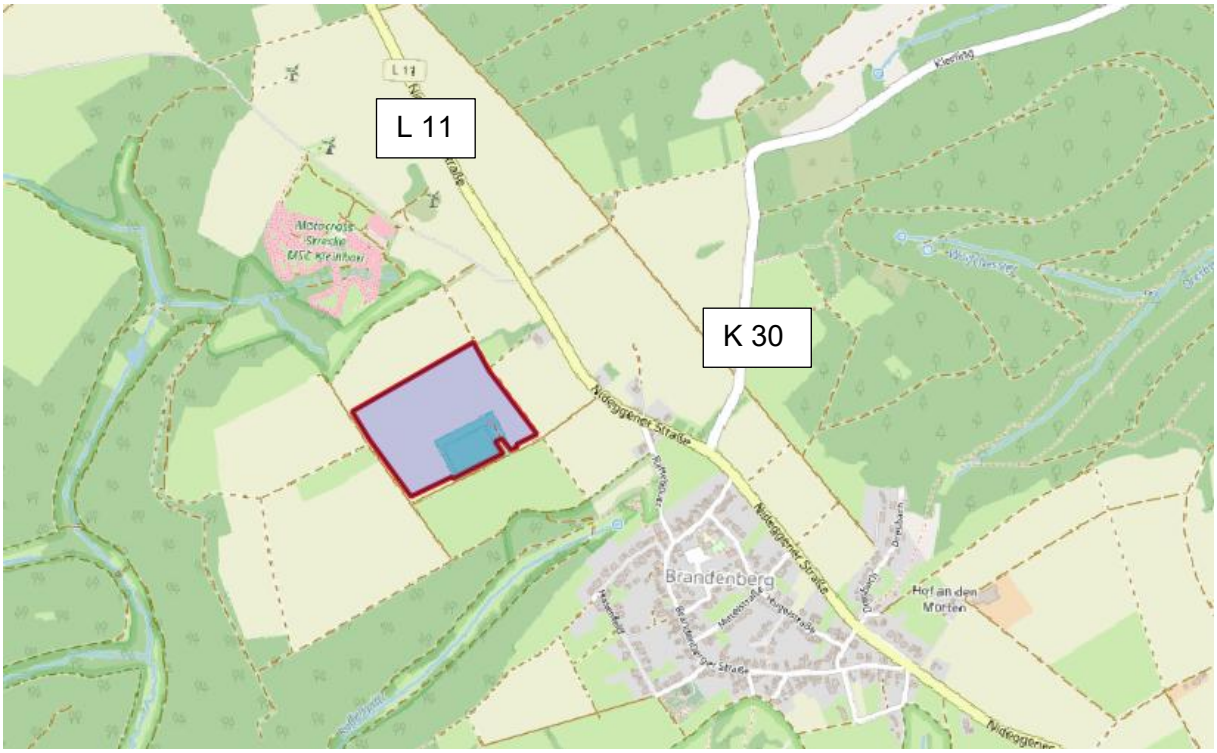


Abbildung 12: Positionen der als relevant eingestuften Verkehrswege - Quelle Karte: OpenStreetMap

6.3 Observationspunkte

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

Insgesamt wurden 13 OP zur Analyse der Blendwirkungen auf die Verkehrswege festgelegt:

- OP S1 bis S8 für den Straßenverkehr auf der L 11 in beiden Fahrtrichtungen.
- OP S9 bis S13 für den Straßenverkehr auf der K 30 in beiden Fahrtrichtungen.

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



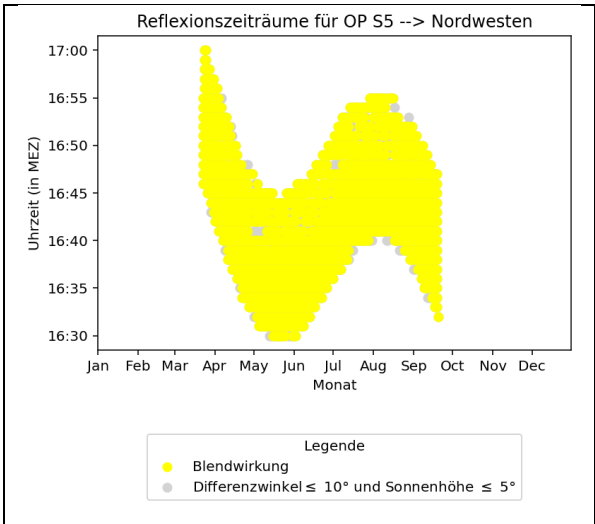
Abbildung 13: Positionen der OP auf den Verkehrswegen - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

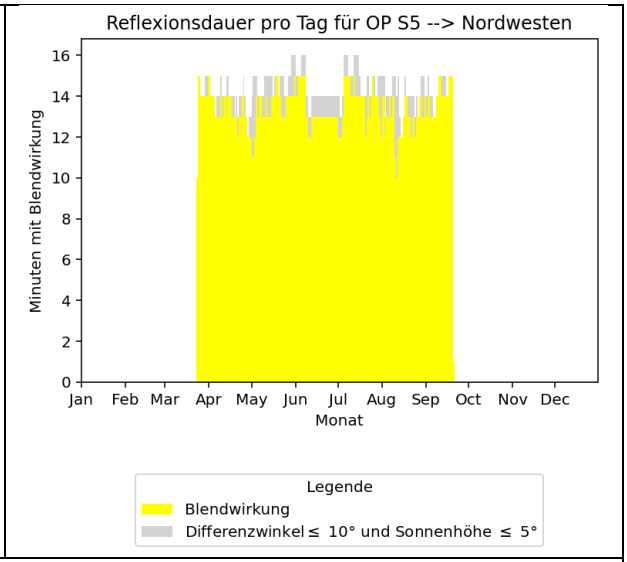
6.4 Ergebnisse

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

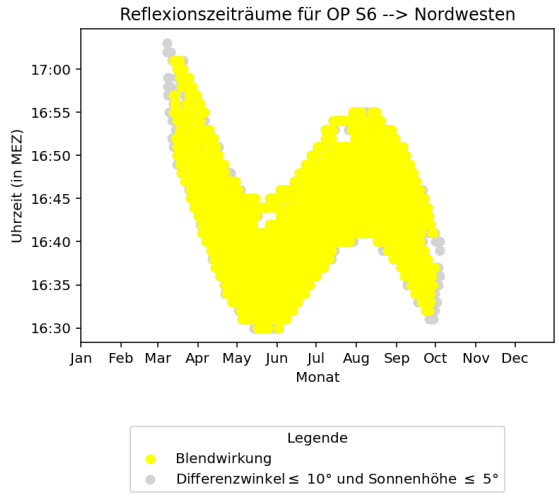
Verkehrs-weg	OP	Fahrt-richtung	Min. Winkel zwischen Fahrtrichtung und Blendquelle (ca.)	Werden die Blendwirkungen innerhalb der Beeinträchtigungs-grenze vollständig von der Sonne überlagert?	Anmerkung
L 11	S1	Südost	-	-	Keine Reflexionen
		Nordwest	-	-	
	S2	Südost	-	-	
		Nordwest	-	-	
	S3	Südost	-	-	
		Nordwest	-	-	
	S4	Südost	89°	-	-
		Nordwest	55°	-	-
	S5	Südost	>90°	-	-
		Nordwest	26°	nein	-
	S6	Südost	>90°	-	-
		Nordwest	10°	nein	-
	S7	Südost	>90°	-	-
		Nordwest	37°	nein	-
	S8	Südost	>90°	-	-
		Nordwest	36°	nein	-
K 30	S9	Südwest	-	-	Keine Reflexionen
		Nordost	-	-	
	S10	Südwest	-	-	
		Nordost	-	-	
	S11	Südwest	55°	-	-
		Nordost	>90°	-	-
	S12	Südwest	-	-	Keine Reflexionen
		Nordost	-	-	
	S13	Südwest	42°	nein	-
		Nordost	>90°	-	-
LEGENDE					
Relevante Blendwirkungen innerhalb der Erheblichkeitsgrenze					
Relevante Blendwirkungen innerhalb der Beeinträchtigungsgrenze (aber außerhalb der Erheblichkeitsgrenze)					
Relevante Blendwirkungen außerhalb der Beeinträchtigungsgrenze / keine (relevanten) Reflexionen					

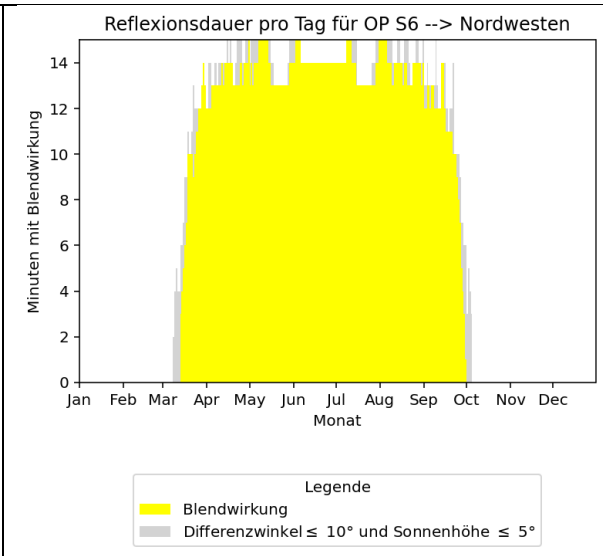
Ergebnisdiagramme 2: Reflexionen zu den OP auf den Verkehrswegen, sofern diese innerhalb der Erheblichkeitsgrenze wahrgenommen werden können

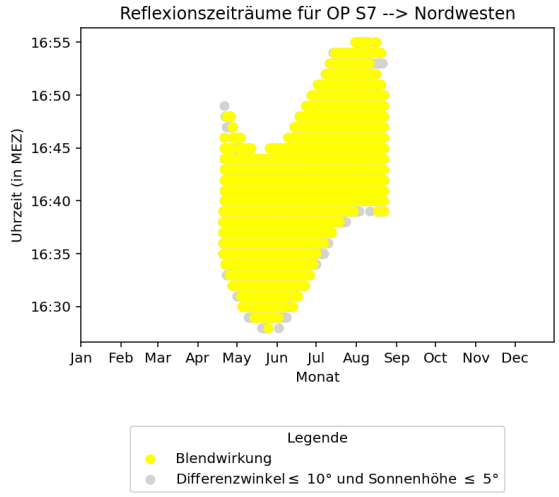


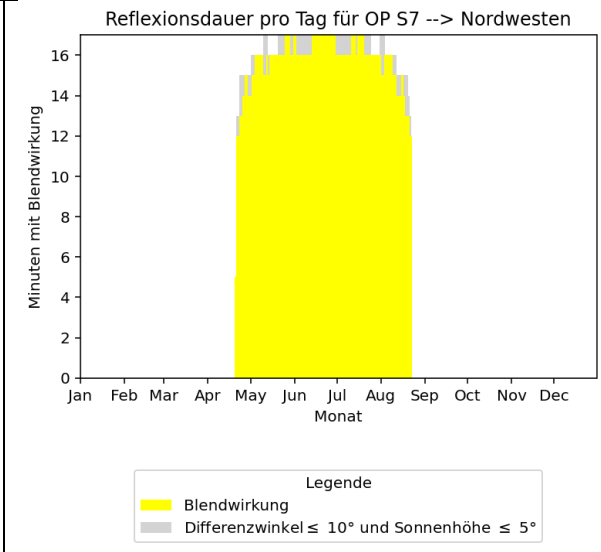


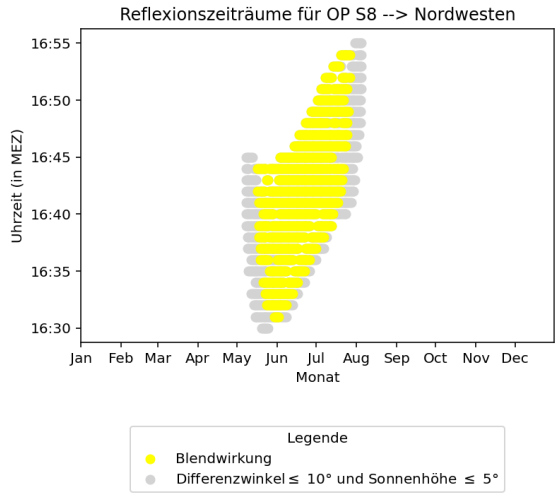
Fortsetzung auf der folgenden Seite

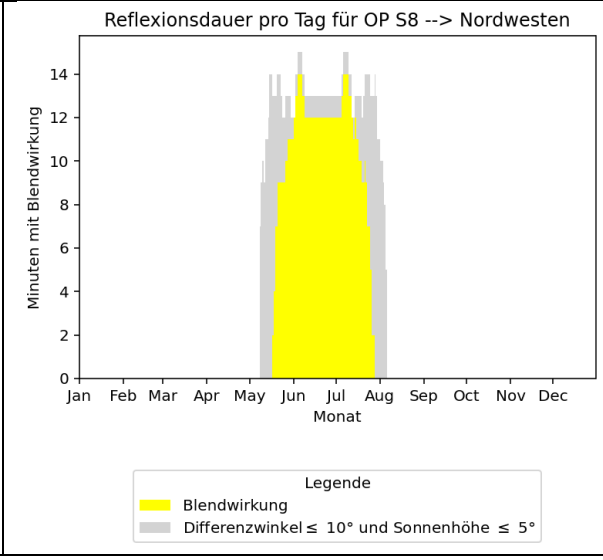




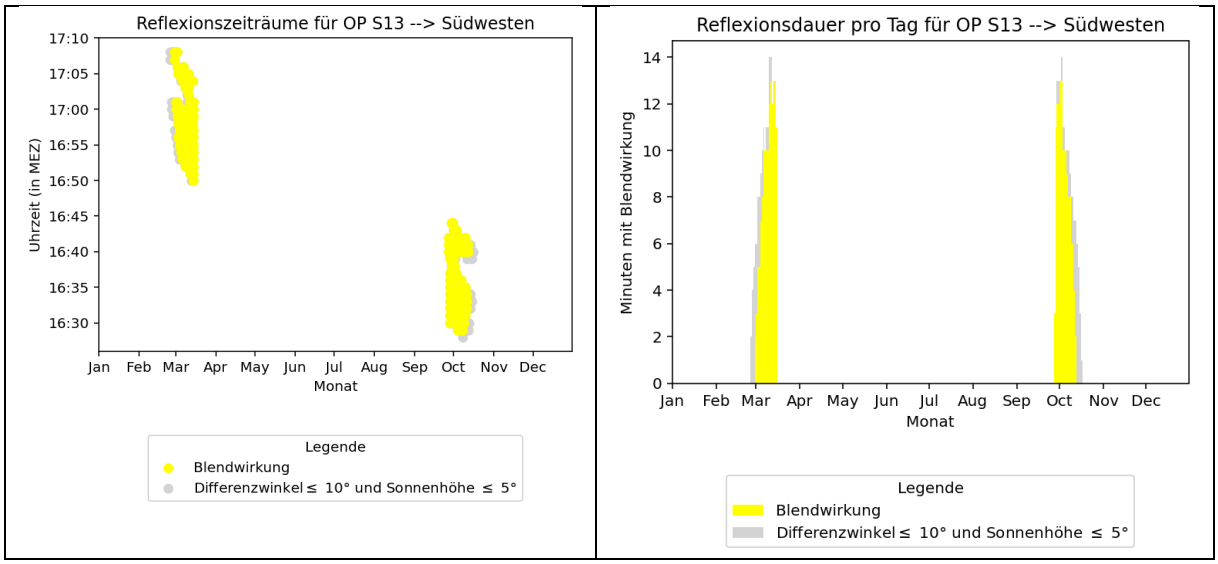








Fortsetzung auf der folgenden Seite


Reflexionszeiträume für OP S13 --> Südwesten
Uhrzeit (in MEZ)
17:10
17:05
17:00
16:55
16:50
16:45
16:40
16:35
16:30
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
Monat
Legende
Blendwirkung
Differenzwinkel ≤ 10° und Sonnenhöhe ≤ 5°
Reflexionsdauer pro Tag für OP S13 --> Südwesten
Minuten mit Blendwirkung
0 2 4 6 8 10 12 14
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
Monat
Legende
Blendwirkung
Differenzwinkel ≤ 10° und Sonnenhöhe ≤ 5°

7 Diskussion der Ergebnisse

7.1 Gebäude

Im relevanten Umfeld (100 m Radius) der Photovoltaikanlage befinden sich keine Gebäude. Im erweiterten Radius wurden die Blendwirkungen an vier Gebäuden geprüft. An keinem der Gebäude werden die LAI-Grenzwerte überschritten. Somit werden keine erheblichen Blendwirkungen in/an schutzwürdigen Räumen im Sinne des LAI-Leitfadens erwartet.

7.2 Verkehrswege

Im Umfeld der Photovoltaikanlage wurden als relevante Verkehrswege die Landesstraße L 11 sowie die Kreisstraße K 30 identifiziert und entsprechend auf Blendwirkungen untersucht.

7.2.1 Landesstraße L 11

Fahrzeugführer auf der L 11 können abschnittsweise bei Fahrtrichtung Nordwesten, rein geometrisch betrachtet, Blendwirkungen im zentralen Sichtfeld (±30°, bezogen auf die Fahrtrichtung) erfahren. Tatsächlich wird die Sichtlinie durch Vegetationsstreifen und Gebäude unterbrochen. Lediglich ein Straßenabschnitt von ca. 30 m um OP S5 weist ein schmales freies Sichtfeld auf die PVA auf. Hierbei bleibt ein Sichtfeld von 26° blendfrei. Somit werden die entstehenden Blendwirkungen als störend, aber nicht kritisch eingestuft.

Sollte der Erhalt der Vegetationsstreifen nicht garantiert werden können, sollten Ersatzmaßnahmen in Form einer blickdichten und hochwachsenden Eingrünung oder eines erhöhten Anlagenzauns, mit Sichtschutzblenden versehen, entlang der östlichen Anlagengrenze geschaffen werden. Die Höhe der Sichtschutzmaßnahme sollte mindestens 3 m betragen.

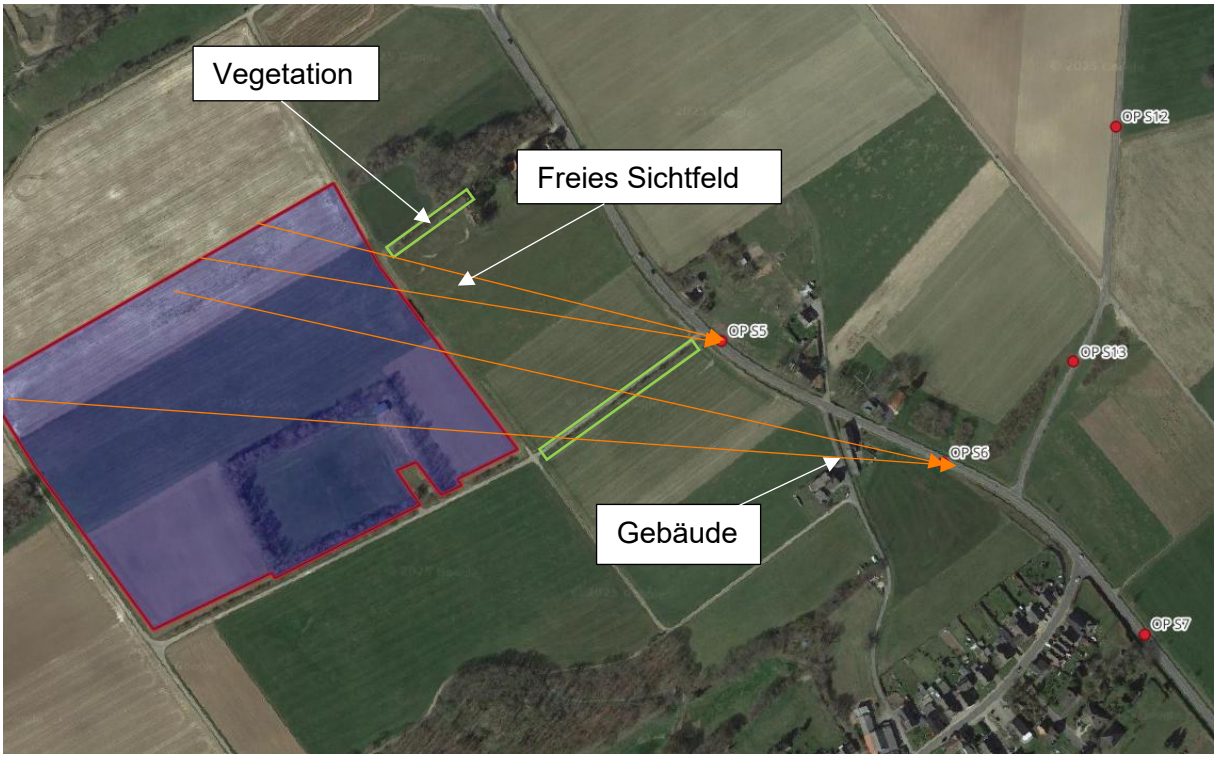


Abbildung 14: Beispielhafte Darstellung der Reflexionen mit Vegetationsstreifen und Gebäuden als Hindernisse

7.2.2 Kreisstraße K 30

Das zentrale Sichtfeld von Fahrzeugführern bleibt stets blendfrei. Somit werden keine erheblichen Blendwirkungen erwartet.

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 Quaschning, *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

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY — Sandia National Laboratories

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.

5 | Page

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