

DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V.

Erich-Steinfurth-Str. 8

10243 Berlin

Phone +49 (030) 29 38 12 80

Email solarservices@dgs-berlin.de

Web www.dgs-berlin.de

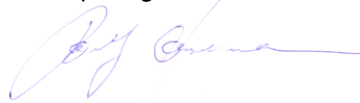
Fachgutachten zur Bewertung der Blendwirkung durch Reflexion an PV-Modulen (Blendgutachten) für den Solarpark Hohenseeden

Anlage: Solarpark Hohenseeden
52.323522° 11.983925°
39307, Hohenseeden

in Auftrag gegeben von: CCE Sonnenernte Service GmbH
Im Höhngesgarten 35
51491 Overath

Projektnummer: A-LV25/0218

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Ralf Haselhuhn', with a small blue checkmark below it.

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 13.04.2026

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Beschreibung der Umgebung	4
3	Beschreibung der PV-Anlage.....	5
4	Grundlagen der Optik.....	7
	4.1 Geometrische Reflexionssituation.....	7
	4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen	8
	4.3 Blendung.....	10
5	Methodik der Untersuchung mit ForgeSolar	11
	5.1 Bewertungsbasis	11
	5.2 Simulationstool und Modellierung	12
	5.3 Simulationsausgabe und -bewertung	13
6	Simulation mit ForgeSolar	14
	6.1 PV-Anlage.....	15
	6.2 Immissionsorte.....	19
7	Ergebnisse mit ForgeSolar.....	23
	7.1 PV Hohenseeden Nord SO I	23
	7.2 PV Hohenseeden Nord SO II	23
	7.3 PV Hohenseeden Nord SO III	24
	7.4 PV Hohenseeden West SO I & SO II	24
8	Blendschutzmaßnahmen.....	25
	8.1 Umsetzung einer Sichtunterbrechung	26
	8.2 Ausrichtungsanpassung	27
9	Zusammenfassung.....	28
	9.1 Ergebnisse.....	28
	9.2 Bewertung.....	28
10	Literaturverzeichnis	29
11	Abbildungsverzeichnis.....	30
12	Gewährleistung	31
13	Vorbehaltsklausel für die Veröffentlichung des Gutachtens	31



1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission der geplanten PV-Anlage (PVA) Hohenseeden und die damit einhergehende potenzielle Beeinträchtigung der Umgebung untersucht und nach den *Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz* (kurz: LAI) bewertet. Es werden Zeitraum und Immissionswinkel potenzieller Blendung ermittelt und bei Bedarf Blendschutzmaßnahmen erarbeitet, um eine solche zu verhindern.

2 Beschreibung der Umgebung

Die geplante Photovoltaikanlage (PVA) Hohenseeden befindet sich nordwestlich der Ortschaft Hohenseeden im Landkreis Jerichower Land, Sachsen-Anhalt. Die Umgebung ist überwiegend landwirtschaftlich geprägt.

Die Bundesstraße B1 verläuft südlich bis südöstlich der einer Teilfläche und stellt eine überregionale Verkehrsverbindung dar. Die Landstraße L54 verbindet die Ortschaften Güsen und Hohenseeden und verläuft in unmittelbarer Nähe zur Anlage. Beide Straßen sind potenziell relevante Immissionsorte für die Blendbewertung.

Die Topografie des Geländes ist leicht geneigt, mit Höhen zwischen ca. 36,6 m und 40,6 m über Normalhöhennull, wie aus dem Belegungsplan hervorgeht. Die PV-Flächen sind auf landwirtschaftlich genutzten Flächen installiert und durch Umzäunung gesichert. Die Umgebung weist keine größeren Höhenunterschiede oder topografischen Barrieren auf, sodass direkte Sichtverbindungen zu den Verkehrswegen und zur Ortschaft gegeben sein können. Die markierten Flächen in Abbildung 1 kennzeichnen die Lage der PV-Flächen. Die nächstgelegenen Siedlungsbereiche befinden sich östlich der Anlage in Hohenseeden selbst.



Abbildung 1: Modulflächen der geplanten PVA in blau (Hohenseeden Nord) und gelb (Hohenseeden West) und Umgebung (Quelle: Google Earth)

3 Beschreibung der PV-Anlage

Die geplante Photovoltaikanlage (PVA) Hohenseeden erstreckt sich über eine Gesamtfläche von 75,5 ha und ist in Hohenseeden Nord (SO I, SO II, SO III) und Hohenseeden West (SO I, SO II) untergliedert. Die Gesamtleistung der Anlage beträgt 95.231,5 kWp, bei einem Überdeckungsgrad von 50,7 %, bezogen auf die projizierte Modulfläche.

Die PV-Anlage ist mit Longi Solar LR8-66HYD 650M Modulen ausgestattet. Insgesamt werden 156.728 Module verbaut, mit einer Einzelmodulleistung von 650 Wp. Die Module haben eine Größe von 2382 × 1134 × 30 mm und sind in einem 2P-System (zwei Modulreihen pro Tisch) mit fixer Aufständering installiert.

Die Ausrichtung der Module erfolgt nach Süden (Azimut 180°) mit einem Neigungswinkel von 20°. Der Pitch (Reihenabstand) beträgt 7,506 m, der innere Reihenabstand liegt bei 3 m.

Der Belegungsplan ist in Abbildung 2 und Abbildung 3 dargestellt. Als Unterkonstruktion kommt ein 2-Pfeiler-System zum Einsatz mit acht im Querformat (landscape) ausgerichteten Modulen über die Tischbreite. Die Modulunterkante ist auf 0,8 m Höhe und die Moduloberkante auf 2,464 m geplant. Die Unterkonstruktion ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt.



Abbildung 2: Modulbelegungsplan Hohenseeden Nord (Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 3: Modulbelegungsplan Hohenseeden West (Quelle: Auftraggeber)

Fixe Aufständerung - 2P Seitenansicht 20°

Maße in mm

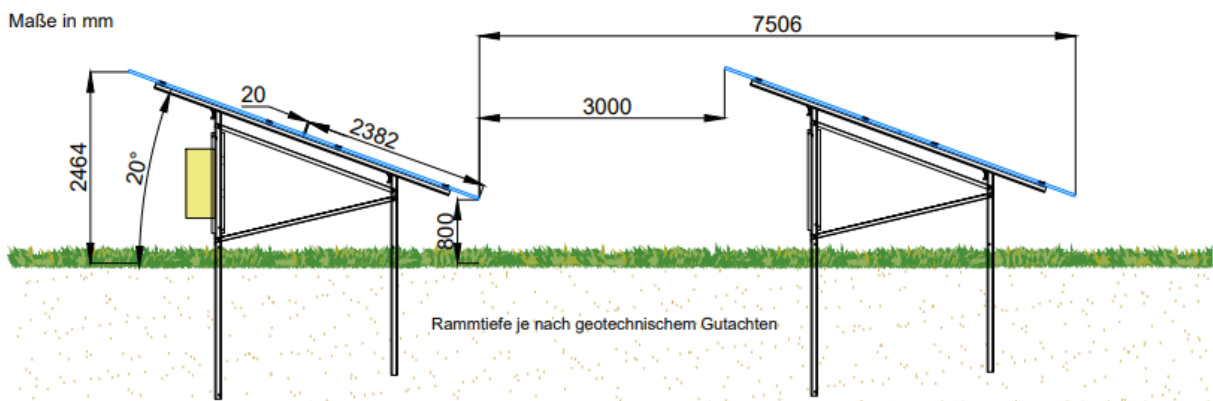


Abbildung 4: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

4 Grundlagen der Optik

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zur Berechnung der Reflexion erläutert.

4.1 Geometrische Reflexionssituation

Nach dem Reflexionsgesetz ist der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen ($\alpha = \beta$).

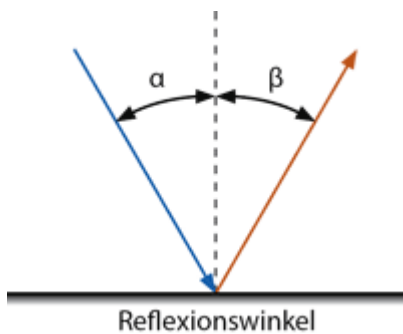


Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei der Reflexion von Lichtstrahlen unabhängig davon, ob es sich bei der reflektierenden Fläche um eine ebene oder raue Oberfläche handelt. Im Fall einer rauen Oberfläche ändert sich jedoch der Einfallswinkel mit dem konkreten Einfallsort, sodass es zu einer Aufweitung des reflektierten Strahls kommt. Generell gilt, je rauer die Oberfläche, desto diffuser die Reflexion. In Abbildung 6 ist in a) die ideal gerichtete Reflexion an einer völlig glatten Oberfläche, in b) eine reale auftretende Streuung an einer unebenen Oberfläche und in c) eine ideal gestreute Reflexion nach dem Lambert'schen Gesetz zu sehen.

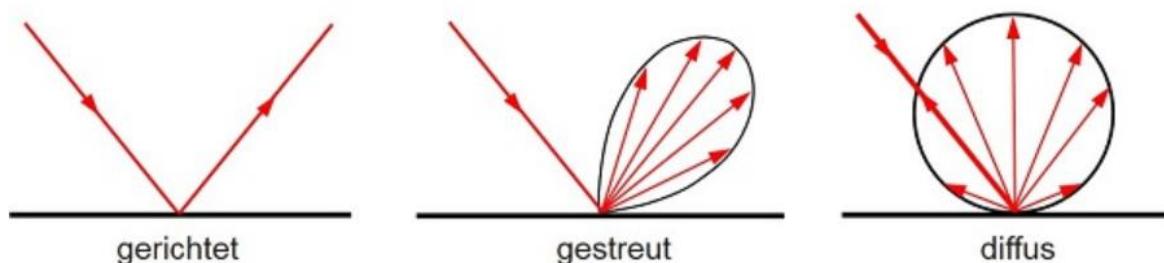


Abbildung 6: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) ideale diffuse Reflexion [1]

Bei realer Reflexion kommt es zudem zu sogenannter Bündelaufweitung, einer Streuung um den idealen Reflexionswinkel. Mit steigendem Differenzwinkel zwischen idealem Reflexionswinkel und Streuwinkel nimmt die Intensität der reflektierten Strahlung stark ab. Hier wird, wenn von einer Bündelaufweitung gesprochen wird, das Bogenmaß (oder der Winkel) der Standardabweichung um die Intensität der realen Reflexion verwendet (s. Abbildung 7).

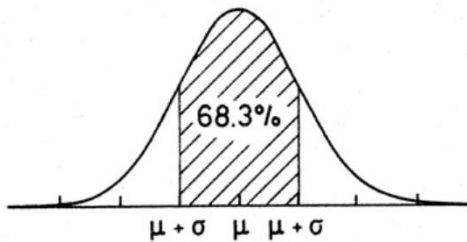


Abbildung 7: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen

Entscheidend für die Reflexionseigenschaften eines PV-Moduls ist die Oberflächenstruktur des Glases. In Abbildung 8 sind Messungen der Oberflächenstruktur und Bilder der auftretenden Reflexion für drei unterschiedlich stark texturierte Frontgläser zu sehen.

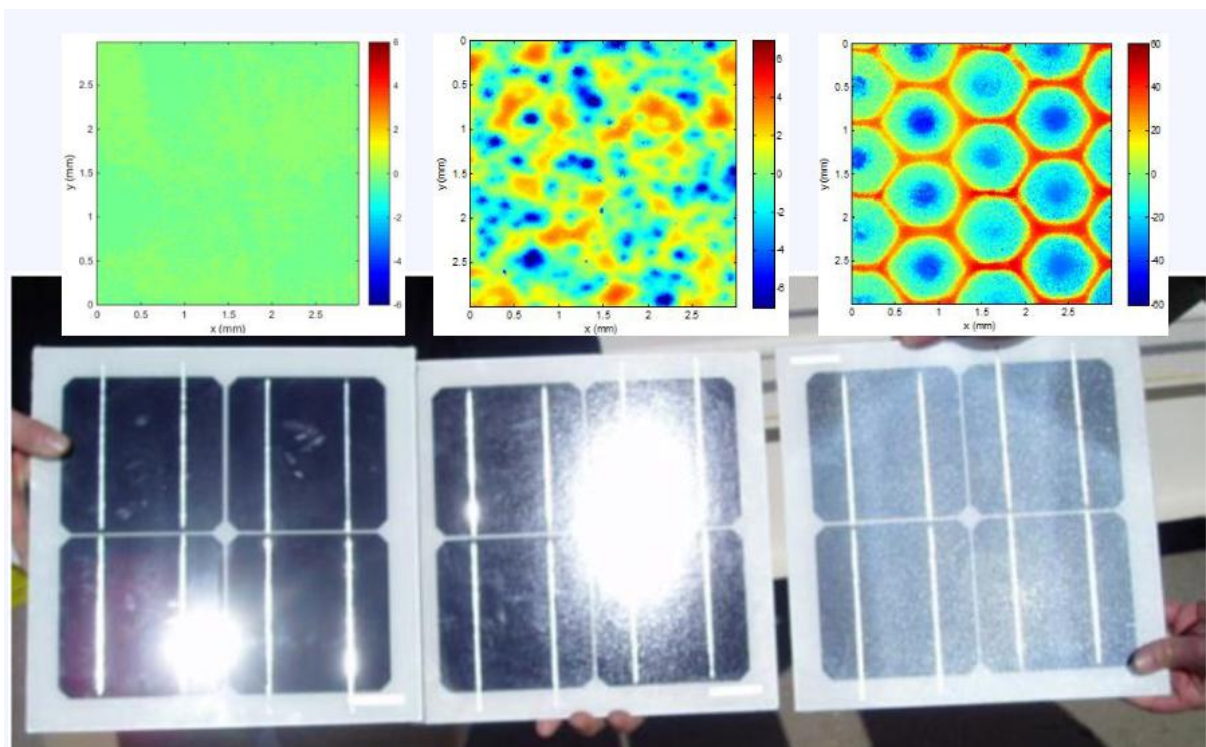


Abbildung 8: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert [2]

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas eine Strahlweite von 20 mrad (1,15°), für leicht- bis mittelstark texturiertes Glas eine Aufweitung von 92-184 mrad (5,27-10,56°) und für tiefstrukturiertes Glas 1000 mrad (57°) gemessen [2]. Während leicht bis mittelstark strukturiertes Glas bereits als Standardprodukt vertrieben wird, handelt es sich bei tiefstrukturiertem Glas noch nicht um Massenware, da die Herstellung mit erheblichen Mehrkosten einhergeht. Alternativ ist jedoch auch das Aufbringen geeigneter Folien oder das Verwenden von satiniertem Glas eine Möglichkeit, um beinahe vollständig blendfreie Module herzustellen, siehe Abbildung 9.



Abbildung 9: links: Module mit satinierter Folie [3], rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul [4]

Solarmodule sind so konzipiert, dass sie einen möglichst hohen Anteil des Sonnenlichtes nutzen, das Frontglas also einen möglichst hohen Transmissionsgrad und möglichst niedrigen Reflexionsgrad aufweist. Die Transmission von Solargläsern liegt typischerweise bei rund 96% bei senkrechter Einstrahlung, sodass die Reflexionsverluste etwa 4% betragen. Mit Verwendung von Anti-Reflexions-Beschichtungen sind auch Reflexionsgrade von nur 2% möglich. Mit höheren Einfallswinkeln steigt der Reflexionsgrad jedoch bei beinahe allen Modultypen stark an, wie in Abbildung 10 zu sehen ist. Ausnahmen sind hier nur tief texturierte Module.

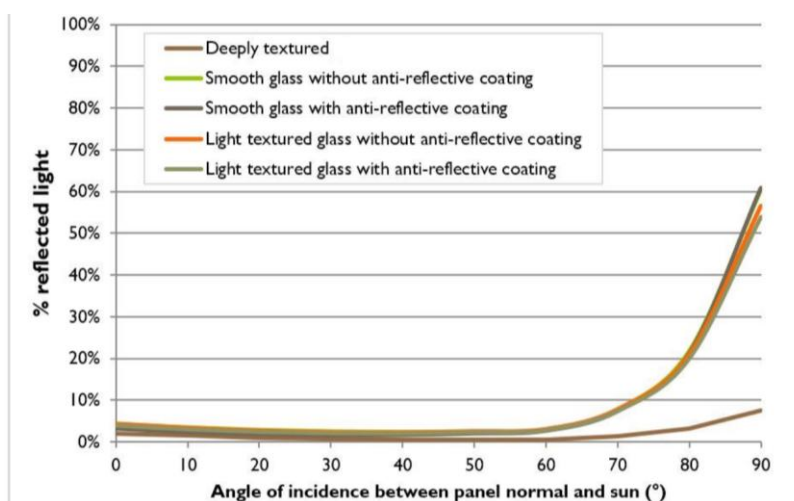


Abbildung 10 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen [2]

4.3 Blendung

Blendung wird hier definiert als eine Störung der Wahrnehmung durch eine Lichtquelle. Hierfür ist zum einen die gewichtete Helligkeit des Sichtfeldes relevant, welche zu einer entsprechenden Adaption des Auges führt, zum anderen die Helligkeit des Objekts, auf welches das Auge fokussiert ist und welches wahrgenommen werden soll.

Es wird zwischen einer Blendung, welche eine Beeinträchtigung der Sicht zur Folge hat und einer Blendung, welche „nur“ als unangenehm empfunden wird, unterschieden. Während eine Beeinträchtigung der Sicht in Verkehrssituationen gänzlich vermieden werden sollte, ist für ortsfeste Beobachter eine kurzzeitige Beeinträchtigung durch Blendung ein geringeres Problem als eine lang andauernde „nur“ unangenehm empfundene Blendung. Wann eine Reflexion als unangenehm empfunden wird, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. In der Literatur werden verschiedene Berechnungsmethoden vorgeschlagen, es hat sich jedoch bisher kein Standard etablieren können [5].

Eine Beeinträchtigung der Sicht liegt vor, wenn die Helligkeit der Blendquelle (gewichtet mit deren Entfernung zum zentralen Sichtfeld) eine Anhebung der adaptiven Helligkeit zur Folge hat, welche dazu führt, dass das Ziel nicht mehr richtig wahrgenommen werden kann. Dies wird in Abbildung 11 verdeutlicht: Erhöht sich die adaptive Helligkeit, erhöht sich auch die minimale Helligkeit, die ein Objekt haben muss, um gut erkennbar zu sein. Das Anpassungsvermögen an die Umgebungshelligkeit endet bei einer Helligkeit zwischen $10^4 - 10^5 \text{ cd/m}^2$, was dann als Absolutblendung bezeichnet wird. Ob es durch eine Blendquelle zu einer Absolutblendung kommt, hängt somit immer auch von der Blickrichtung zu dieser ab und ist in der Regel nur bei einer Blickrichtung direkt in die Blendquelle oder in deren direkte Nähe möglich.

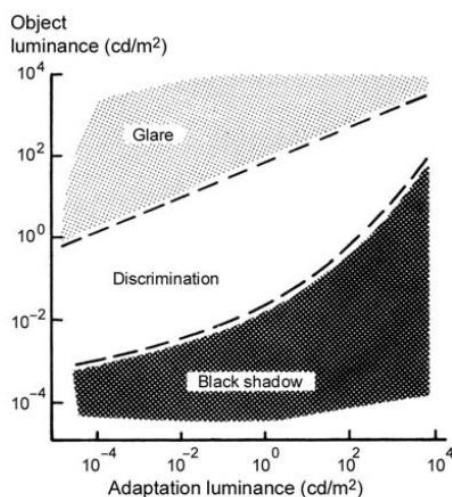


Abbildung 11: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges [5]

5 Methodik der Untersuchung mit ForgeSolar

5.1 Bewertungsbasis

Um die betroffenen örtlich aufgelösten Bereiche bestimmen zu können und eine quantitative Aussage über die Reflexionsimmissionen zu treffen, wird ein Simulationstool verwendet. Dieses soll minutengenau darstellen, ob und zu welchem Zeitpunkt schutzwürdige Räume einer potenziellen Blendung ausgesetzt sind. Schutzwürdige Räume sind laut LAI-Hinweisen:

- 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 [6]

Ist einer dieser Räume von Blendung betroffen, wird überprüft, ob es zu einer erheblichen Belästigung im Sinne der LAI-Hinweise kommt. Derzeit gibt es dafür in Deutschland keine gesetzlichen Regelungen, bzw. Grenzwerte. Allerdings leiten die LAI-Hinweise Bewertungsgrößen aus einem Hinweispapier für Windenergieanlagen [7] ab. Die LAI-Hinweise definieren diese Bewertungsgrößen wie folgt:

*„[Gegenwärtig wird davon ausgegangen, dass...] eine erhebliche Belästigung im Sinne des BImSchG durch die maximal mögliche astronomische Blenddauer unter Berücksichtigung aller umliegenden Photovoltaikanlagen vorliegt, wenn diese **mindestens 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr** beträgt.“ [6]*

Liegt die Blenddauer unterhalb dieser Grenzwerte wird die Blendung als allgemein hinnehmbar bewertet. Auch der Österreichische Verband für Elektrotechnik veröffentlichte im November 2016 eine Richtlinie mit identischen Richtwerten für die Ermittlung von durch Blendung verursachte Belästigung [8]. Zusätzlich zu den schutzwürdigen Räumen muss überprüft werden, ob die auftretende Blendung die Sicherheit von folgenden Bereichen gefährdet:

- Straßenverkehr
- Schienenverkehr
- Schifffahrtsverkehr
- Flugverkehr

Tritt in einem dieser Arbeitsbereiche Blendung auf, kann selbst eine kurzzeitige Blendung schwerwiegend Folgen haben. Es sollte deshalb beim Auftreten von Blendung im Verkehrsbereich mit der Behörde und den Beteiligten eine Risikoanalyse zur Gefährdungsbeurteilung vorgenommen werden, um ggf. Blendschutzmaßnahmen vorzunehmen.

5.2 Simulationstool und Modellierung

Als Simulationstool zur Bestimmung der auftretenden Blendung wird das Programm *ForgeSolar* der Firma Sims Industries, LLC verwendet. Dieses basiert auf dem wissenschaftlichen Modell „Solar Glare Hazard Analysis Tool“, welches durch die Sandia National Laboratories, New Mexico entwickelt wurde. Dieses wurde 2013 in den USA von staatlicher Seite anerkannt und bis 2021 war eine Analyse mit diesem Tool verpflichtend für PV-Flächen in Flughafenumgebung [9].

Das Tool berechnet aus den lokalen Sonnenständen die Einfallswinkel auf die Module, bzw. Modulreihen. Hierzu werden auf einer Karte die Modulflächen markiert und Neigungswinkel und Azimut der Ausrichtung eingestellt. Mit den Höhendaten des Geländes wird hieraus eine einheitliche Fläche approximiert. Es lassen sich verschiedene Modultypen mit unterschiedlichen Reflexionseigenschaften auswählen, welche im Wesentlichen darüber entscheiden, wie stark das reflektierte Licht gestreut wird. Die Simulation wertet nur als relevant markierte Beobachtungspunkte und Strecken aus. Die Auflösung der Simulation ist minütlich und erfolgt für ein Kalenderjahr. Bei der Simulation werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Blendwirkung wird unabhängig vom Bedeckungsgrad des Himmels berechnet. Somit ergeben sich die astronomisch maximalen Blendzeiträume. Das entspricht einer „worst case“ Betrachtung der Blendsituation. Das Vernachlässigen der Wetterverhältnisse empfiehlt auch das Ministerium für Umwelt [6] und die TU Ilmenau [10].
- Zur Bewertung des Straßenverkehrs wird nur die Blendung im Bereich des Blickwinkels von $\pm 30^\circ$ berücksichtigt, ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung. Zur Bewertung des Bahnverkehrs wird die Blendung im Bereich des Blickwinkels von $\pm 20^\circ$ berücksichtigt. Zudem werden Blendungen nicht betrachtet, welche aus der gleichen Richtung wie die direkte Sonnenstrahlung kommen. Somit muss die Differenz der Richtungsvektoren von Reflexionsstrahl und Sonneneinstrahlung weniger als 10° betragen. Dies wird begründet dadurch, dass die Sonne, die eine höhere Lichtintensität aufweist als die Reflexion, als Hauptblendquelle wahrgenommen wird und die Reflexion in diesen Fällen keine zusätzliche Blendungsquelle darstellt [8].
- Der Immissionsort im Straßenverkehr wird in der Regel auf eine Höhe von 3 m festgelegt, was in etwa der Sichthöhe von Lastkraftwagen entspricht. Grund hierfür ist, dass in der Regel höhere Beobachtungspositionen auch einer stärkeren Blendung ausgesetzt sind. In Situationen, in denen das nicht zutrifft, weil eine Blendung von oben stattfindet, wird die Sichthöhe stattdessen auf 1,5 m über dem Boden festgelegt, um in diesem Fall einen PKW abzubilden. Der Immissionsort von Bahntrassen wird typischerweise auf 3 m über dem Boden festgelegt.

Für weitere Informationen wird an dieser Stelle auf die Webseite von ForgeSolar verwiesen [11].

5.3 Simulationsausgabe und -bewertung

Die Simulation wertet jede PV-Fläche und jeden Beobachtungspunkt bzw. Strecke einzeln aus. Es werden dabei folgende Werte für jede Minute, jeweils für die betreffende Position berechnet:

- Die Einstrahlungsstärke der Sonne in Abhängigkeit der Uhrzeit [W/m²]
- Der berechnete Reflexionsgrad des PV-Fläche [-]
- Alle Strahlungsvektoren
- Der Raumwinkel des blendenden Bereichs der PV-Fläche aus Sicht des Beobachters [rad]
- Die Bestrahlungsstärke der Reflexion auf der Netzhaut [W/cm²]
- Die Einstufung des Blendpotenzials auf Basis der Bestrahlungsstärke und der Größe der Blendquelle [grün/gelb/rot]
- Leuchtdichte der Blendung [cd/m²]

Das Blendpotenzial wird gemäß Abbildung 12 in drei Bereiche unterteilt. Im grünen Bereich ist davon auszugehen, dass keine Beeinträchtigung der Sicht stattfindet, im gelben Bereich kann es dagegen zu Sichteinschränkungen kommen und im roten Bereich sogar zu dauerhaften Verbrennungen der Netzhaut. Je größer die Blendquelle (angegeben als Sichtwinkel in Milli-rad), desto größer ist auch deren Blendpotenzial.

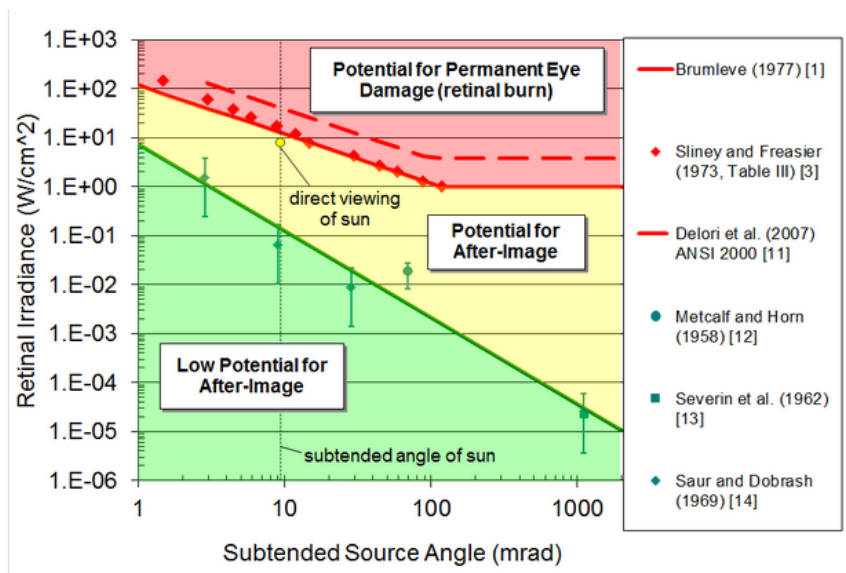


Abbildung 12: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung [11]

6 Simulation mit ForgeSolar

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter dar. Es werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Flächen und die zu untersuchenden Immissionsorte aufgeführt. In Abbildung 13 und Abbildung 14 ist eine Übersicht über die angelegte Simulation dargestellt.



Abbildung 13: PV-Anlage und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar I



Abbildung 14: PV-Anlage und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar II

6.1 PV-Anlage

Für die Simulation werden die Eingabedaten der PV-Anlage mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Die Nachstellung im Simulationsprogramm basiert auf den vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Planungsunterlagen, sowie Satellitendaten. Die PV-Flächen werden mit 180° Azimut und 20° Neigungswinkel simuliert. Die mittlere Modulhöhe ergibt sich zu 1,6 m. Als maximale Bestrahlungsstärke auf die horizontale Fläche werden 1000 W/m² angesetzt. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Koordinaten der PV-Flächen

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV Hohenseeden Nord SO I	1	52,3272817	11,9891204	37,6	1,6	39,2

PV Hohenseeden Nord SO I	2	52,328153 8	11,987436	37,5	1,6	39,1
PV Hohenseeden Nord SO I	3	52,329078 3	11,985622 8	36,9	1,6	38,5
PV Hohenseeden Nord SO I	4	52,330206	11,986717 1	38	1,6	39,6
PV Hohenseeden Nord SO I	5	52,331032 1	11,988154 8	37,7	1,6	39,3
PV Hohenseeden Nord SO I	6	52,331635 3	11,988905 8	37,7	1,6	39,3
PV Hohenseeden Nord SO I	7	52,330881 3	11,990772 6	37,6	1,6	39,2
PV Hohenseeden Nord SO I	8	52,330232 2	11,992339	37,8	1,6	39,4
PV Hohenseeden Nord SO I	9	52,329563 5	11,992811 1	37,5	1,6	39,1
PV Hohenseeden Nord SO I	10	52,328553 7	11,991201 8	37,6	1,6	39,2
PV Hohenseeden Nord SO I	11	52,328121	11,990472 2	37,4	1,6	39
PV Hohenseeden Nord SO II	1	52,328802 9	11,985279 5	37,5	1,6	39,1
PV Hohenseeden Nord SO II	2	52,328003	11,986717 1	37,5	1,6	39,1
PV Hohenseeden Nord SO II	3	52,327544	11,987575 4	37,5	1,6	39,1
PV Hohenseeden Nord SO II	4	52,326993 2	11,986738 6	37,5	1,6	39,1
PV Hohenseeden Nord SO II	5	52,326429 3	11,985955 4	37,4	1,6	39

PV Hohenseeden Nord SO II	6	52,326789 9	11,985376	37,3	1,6	38,9
PV Hohenseeden Nord SO II	7	52,327544	11,984163 7	37,4	1,6	39
PV Hohenseeden Nord SO II	8	52,328121	11,984721 6	37,3	1,6	38,9
PV Hohenseeden Nord SO III	1	52,326298 2	11,98249	37,2	1,6	38,8
PV Hohenseeden Nord SO III	2	52,325570 3	11,983680 9	37,7	1,6	39,3
PV Hohenseeden Nord SO III	3	52,324894 9	11,984828 9	37,7	1,6	39,3
PV Hohenseeden Nord SO III	4	52,323898 2	11,983369 7	36,2	1,6	37,8
PV Hohenseeden Nord SO III	5	52,322822 8	11,981867 7	37,3	1,6	38,9
PV Hohenseeden Nord SO III	6	52,323111 3	11,981395 6	37,3	1,6	38,9
PV Hohenseeden Nord SO III	7	52,323714 6	11,982296 9	36,9	1,6	38,5
PV Hohenseeden Nord SO III	8	52,324344 1	11,981288 3	38	1,6	39,6
PV Hohenseeden Nord SO III	9	52,325157 2	11,982447 1	36,5	1,6	38,1
PV Hohenseeden Nord SO III	10	52,325708	11,981588 8	38	1,6	39,6
PV Hohenseeden West SOI	1	52,304974 3	11,988137 2	39,7	1,6	41,3

PV Hohenseeden West SOI	2	52,306404 4	11,985873 4	40	1,6	41,6
PV Hohenseeden West SOI	3	52,307703 2	11,983845 7	40	1,6	41,6
PV Hohenseeden West SOI	4	52,308155 9	11,984897 1	39,9	1,6	41,5
PV Hohenseeden West SOI	5	52,308424 8	11,985605 2	40,1	1,6	41,7
PV Hohenseeden West SOI	6	52,309179 2	11,986581 5	39,8	1,6	41,4
PV Hohenseeden West SOI	7	52,309546 5	11,987203 8	39,6	1,6	41,2
PV Hohenseeden West SOI	8	52,310025 4	11,987654 4	39,8	1,6	41,4
PV Hohenseeden West SOI	9	52,311507 8	11,989714 3	39	1,6	40,6
PV Hohenseeden West SOI	10	52,312098 1	11,990862 3	38,6	1,6	40,2
PV Hohenseeden West SOI	11	52,310763 6	11,993092 4	39,7	1,6	41,3
PV Hohenseeden West SOI	12	52,309586 5	11,995150 8	40,2	1,6	41,8
PV Hohenseeden West SOI	13	52,308655	11,994142 3	39,8	1,6	41,4
PV Hohenseeden West SOI	14	52,307953 1	11,992844 1	39,8	1,6	41,4
PV Hohenseeden West SOI	15	52,306969 1	11,991191 9	39,9	1,6	41,5
PV Hohenseeden West SOI	16	52,305611 2	11,989067 6	39,8	1,6	41,4
PV Hohenseeden West SOI	17	52,305230 7	11,988574 1	39,5	1,6	41,1

PV Hohenseeden West SOII	1	52,306174 2	11,979622 1	38,7	1,6	40,3
PV Hohenseeden West SOII	2	52,306876 2	11,981606 9	39,6	1,6	41,2
PV Hohenseeden West SOII	3	52,307525 6	11,983420 1	40,3	1,6	41,9
PV Hohenseeden West SOII	4	52,306108 6	11,985598 1	39,6	1,6	41,2
PV Hohenseeden West SOII	5	52,304717 9	11,987733 1	39,9	1,6	41,5
PV Hohenseeden West SOII	6	52,303832 2	11,986563 7	39,9	1,6	41,5
PV Hohenseeden West SOII	7	52,302894 1	11,985308 4	39,4	1,6	41
PV Hohenseeden West SOII	8	52,304468 6	11,982636 9	38,8	1,6	40,4

Für die optischen Eigenschaften der Moduloberfläche wurde für die Simulation mit Straßen ein glattes Glas mit einer Rauigkeit (auf Englisch: slope error) von 6,55 mrad gewählt. Dies ist hinsichtlich der resultierenden Leuchtdichte als worst-case Szenario anzusehen, da die meisten handelsüblichen Module leicht texturiert sind und eine Antireflexionsbeschichtung aufweisen.

Für die optischen Eigenschaften der Moduloberfläche wurde für die Simulation mit Beobachtungspunkten ein glattes Glas mit einer Rauigkeit (auf Englisch: slope error) von 0 mrad gewählt, um den Ansatz der LAI [7] (ideale Verspiegelung) nachzubilden.

6.2 Immissionsorte

Als relevante Immissionsorte werden der angrenzende Straßenverkehr der Landesstr. L54, der Bundesstraße B1 sowie den zum Solarpark angrenzenden Wohnbebauungen von Hohenseeden untersucht. Grundlage für die gewählten Immissionsorte sind Angaben des Auftraggebers, sowie Satellitenbilder von 04/2025. Die Untersuchungshöhe für den Straßenverkehr wird auf 3 m über der

Strecke festgelegt. Für die Straßen wird ein relevanter Sichtwinkel von +/- 30° zur Fahrtrichtung untersucht. Die exakten Koordinaten, die Höhen ü. NN, die für die Simulation angenommenen Untersuchungshöhen und die daraus resultierenden Gesamthöhen sind aus Tabelle 2 und Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 2: Koordinaten der zu untersuchenden Verkehrsstrecken

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Sitzhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Bundesstr B1	1	52,2991516	11,979499	41,2	3	44,2
Bundesstr B1	2	52,3006432	11,9825316	40,2	3	43,2
Bundesstr B1	3	52,302161	11,9855642	40,7	3	43,7
Bundesstr B1	4	52,3036394	11,9885753	40,4	3	43,4
Bundesstr B1	5	52,3052751	11,9917581	40,3	3	43,3
Bundesstr B1	6	52,3059913	11,9931832	40,2	3	43,2
Bundesstr B1	7	52,3068125	11,9948657	41,3	3	44,3
Bundesstr B1	8	52,3075549	11,9963338	42,6	3	45,6
Bundesstr B1	9	52,3083497	11,9978447	41,4	3	44,4
Bundesstr B1	10	52,3090724	11,9993449	42,6	3	45,6
Bundesstr B1	11	52,3099001	12,0009738	43,4	3	46,4
Bundesstr B1	12	52,3113716	12,0038884	51,9	3	54,9

Landesstr L54	1	52,3302972	11,9813526	39,3	3	42,3
Landesstr L54	2	52,3297071	11,9830477	38,2	3	41,2
Landesstr L54	3	52,328835	11,9854617	37,9	3	40,9
Landesstr L54	4	52,3279143	11,9872672	38,1	3	41,1
Landesstr L54	5	52,3270199	11,9889653	38,2	3	41,2
Landesstr L54	6	52,3263215	11,9903064	38,5	3	41,5
Landesstr L54	7	52,3256757	11,9915831	38,7	3	41,7
Landesstr L54	8	52,3252757	11,9923663	38,6	3	41,6
Landesstr L54	9	52,3250199	11,9927418	39,3	3	42,3
Landesstr L54	10	52,3243708	11,9935519	38,9	3	41,9
Landesstr L54	11	52,323774	11,9942975	38,7	3	41,7

Tabelle 3: Koordinaten der zu untersuchenden Beobachtungspunkte

Untersuchungs- punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Untersuchungs- höhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
1	52,314155	12,0056674	54,8	5	59,8
2	52,3135512	12,0063142	56,3	5	61,3
3	52,3133003	12,0063973	56,6	5	61,6



4	52,3129923	12,0063202	55,5	5	60,5
5	52,312425	12,0066259	56,2	5	61,2
6	52,311933	12,0074199	53,7	5	58,7
7	52,3116865	12,0087158	52,9	5	57,9

7 Ergebnisse mit ForgeSolar

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Simulation bezüglich der potenziell auftretenden solaren Blendungen durch Reflexionen dargestellt. Die Simulationsergebnisse werden aufgrund der technischen Limitierung der Simulationssoftware einer weiteren Korrektur unterzogen.

So ist gemäß LAI-Hinweisen für schutzwürdige Immissionsorte keine Blendung gegeben, wenn die Richtung des Vektors der Lichtreflexion und die des Vektors der Sonnenstrahlung weniger als 10° auseinander liegen. Das bedeutet, dass die Sonne aus nahezu der gleichen Richtung scheint wie die Reflexion der Sonne an den PV-Modulen. Somit wird die Sonne, die eine höhere Lichtintensität aufweist als die Reflexion, als Hauptblendquelle wahrgenommen. Die Reflexion wird sozusagen von der Sonne überstrahlt und erscheint nicht als zusätzliche Blendung. Im Straßen- und Bahnverkehr werden erst bei sehr tiefen Sonnenständen (Höhe $\leq 5^\circ$) die Reflexionen, die weniger als 10° von der Sonnenposition entfernt sind, gefiltert, weil dann eine Sonnenblende nicht mehr effektiv zum Einsatz kommen kann.

Auch Sichtunterbrechungen werden durch die Simulation nicht ermittelt und müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert.

Nachfolgend sind die Werte nach genannten Korrekturen aufgeführt. Werte, welche den LAI-Grenzwert von 30 Stunden/Jahr bzw. 30 Minuten/Tag überschreiten und einen schutzbedürftigen Ort betreffen oder eine kritische Blendung im Verkehr betreffen, sind in Rot dargestellt. Die so simulierte Blenddauer stellt das Höchstmaß potenzieller Blendung dar, welche ohne Bewölkung auftritt.

7.1 PV Hohenseeden Nord SO I

Bundesstraße B1, Landstraße L54 und alle OPs:

- ➔ Keine Blendung innerhalb der berücksichtigten Blickwinkel

7.2 PV Hohenseeden Nord SO II

Landstraße L54

- ➔ Ermittelte potenzielle Blendung: 2.836 Minuten pro Jahr ($\approx 47,3$ Stunden)

Bundesstraße B1 und alle OPs

- ➔ Keine Blendung simulativ ermittelt

Gemäß des Reflexionsdiagramms treten an der Modulfläche horizontnahe Reflexionen mit einem Höhenwinkel bis 2° in Richtung Osten zwischen 98 - 114° von April bis August zwischen 18:15 und 18:35 (UTC+1) auf.

7.3 PV Hohenseeden Nord SO III

Bundesstraße B1, Landstraße L54 und alle OPs:

- Keine Blendung innerhalb der berücksichtigten Blickwinkel

Bewertung:

Es wurden potenzielle Reflexionen mit einer Blendwirkung in Richtung des Straßenverkehrs der Landesstr. L54 festgestellt. Somit sind für die Teilfläche PV Hohenseeden Nord SOII Blendschutzmaßnahmen erforderlich.

7.4 PV Hohenseeden West SO I & SO II

Bundesstraße B1 und Landstraße L54

- Landstraße L54: Keine Blendung festgestellt

Blendwirkung auf Beobachtungspunkte

- OP 1 bis OP 4: Keine Blendung
- OP 5: 93 Minuten potenzielle Blendwirkung (≈ 1,6 Stunden pro Jahr, ca. 7 Minuten pro Tag)
- OP 6: 324 Minuten potenzielle Blendwirkung (≈ 5,4 Stunden pro Jahr, ca. 14 Minuten pro Tag)
- OP 7: 405 Minuten potenzielle Blendwirkung (≈ 6,8 Stunden pro Jahr, ca. 15 Minuten pro Tag)

Bewertung

Die simulierte Blendung ist ausschließlich Blendung mit niedrigem Potenzial für temporäre Nachbildungen. Es wurden keine kritischen Blendwirkungen festgestellt, weder für den Straßenverkehr noch für die Wohnbebauung. Die Blenddauern liegen deutlich unterhalb der LAI-Grenzwerte von 30 Stunden pro Jahr bzw. 30 Minuten pro Tag.

8 Blendschutzmaßnahmen

Für die Teilfläche PV Hohenseeden Nord SOII wurden im Rahmen der Simulation relevante Blendwirkungen in Richtung der Landstraße L54 festgestellt.

Erforderliche Maßnahmen

Um eine potenzielle Blendung in Richtung der Landesstraße L54 zuverlässig auszuschließen, sind Blendschutzmaßnahmen umzusetzen. Diese Maßnahmen sollen sicherstellen, dass keine relevanten Reflexionen im Sichtfeld der Verkehrsteilnehmer auftreten. Gemäß des Reflexionsdiagramms treten an der Modulflächen horizontnahe Reflexionen mit einem Höhenwinkel bis 5° in Richtung Osten zwischen $93 - 114^\circ$ von März bis September und in Richtung Westen zwischen $246 - 268^\circ$ von März bis September auf. Das entspricht Immissionswinkeln zwischen $273 - 294^\circ$ und zwischen $66 - 88^\circ$.

Verantwortlichkeit

Die Umsetzung der Blendschutzmaßnahmen obliegt dem Auftraggeber. Die Maßnahmen sind in Abstimmung mit den zuständigen Behörden und unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten zu planen und umzusetzen.

Schutzbereiche

Die konkret betroffenen Bereiche entlang der Landesstraße L54, für die ein Blendschutz erforderlich ist, wurden auf einer separaten Karte dargestellt. Diese Karte zeigt die relevanten Sichtachsen und die Positionen der PV-Flächen mit potenzieller Blendwirkung.

Empfohlene Schutzmaßnahmen

Mögliche Maßnahmen zur Sichtunterbrechung können sein:

- ➔ Anbringung von blickdichten Netzen an der bestehenden Umzäunung
- ➔ Anpflanzung von Gehölzstreifen entlang der betroffenen Sichtachsen
- ➔ Drehung der Module (Azimutanpassung)

Die Auswahl der Maßnahme sollte sich an der Effektivität zur Blendvermeidung, der landschaftlichen Einbindung und den baulichen Möglichkeiten orientieren.

8.1 Umsetzung einer Sichtunterbrechung

Die empfohlenen Abmessungen für die Umsetzung einer Sichtunterbrechung sind in Abbildung 15 dargestellt. Aufgrund der topografischen Gegebenheiten besteht zwischen der Landesstraße L54 und der geplanten PV-Anlage ein geringer Höhenunterschied. Die Straße liegt bei ca. 38,50 m über NHN, die angenommene Sichthöhe für LKW beträgt 2,50 m, sodass sich eine Gesamthöhe des Sichtpunktes von 41,00 m ergibt. Die PV-Anlage liegt im Mittel bei 37,50 m über NHN. Unter Berücksichtigung der Modulunterkante (0,80 m) und der Moduloberkante (2,60 m) ergibt sich eine Gesamthöhe der PV-Module von 38,30 m bis 41,10 m.

Damit ist die Moduloberkante nahezu auf gleicher Höhe wie die Sichthöhe des Straßenverkehrs. Ohne Sichtschutz besteht daher eine direkte Sichtverbindung zu den Modulflächen, wodurch potenzielle Blendungen nicht ausgeschlossen werden können.

Empfehlung:

Zur zuverlässigen Unterbrechung der Sichtlinie ist ein Blendschutz mit einer Höhe von mindestens 3,50 m erforderlich. Diese Höhe berücksichtigt die Differenz zwischen der Modulunterkante und der Sichthöhe sowie einen Sicherheitszuschlag für Geländeunebenheiten und Toleranzen.

Da der Sichtschutz auf der Höhe der PV-Fläche (ca. 37,50 m über NHN) installiert werden wird und nicht direkt am Straßenrand, ergibt sich die erforderliche Schutzhöhe von ca. 3,50 m, um die Sichtlinie vollständig zu unterbrechen.



Abbildung 15: Streckenabschnitt auf der L54 mit Reflexionen im relevanten Sichtfeld der Verkehrsteilnehmer, auftretende Immissionswinkel in weiß, relevantes Sichtfeld in weiß, empfohlene Sichtunterbrechung in orange (Quelle: Google Earth, Airbus)

8.2 Ausrichtungsanpassung

Neben den bereits genannten Optionen wird als weitere mögliche Option empfohlen, das PV-Feld Nord SOII weiter in Richtung Westen auszurichten.

Die Simulation hat gezeigt, dass die Blendwirkung auf die Landesstraße L54 hauptsächlich durch Reflexionen aus der aktuellen Südausrichtung entsteht. Diese Reflexionen fallen in den relevanten Blickwinkelbereich von $\pm 30^\circ$ zur Fahrtrichtung und können somit eine potenzielle Gefährdung für Verkehrsteilnehmer darstellen.

Durch eine Drehung des PV-Feldes Nord SOII in Richtung Westen verändern sich die Reflexionswinkel signifikant. Die reflektierten Lichtstrahlen würden nicht mehr in den berücksichtigten Sichtbereich des Straßenverkehrs fallen, sondern in eine Richtung außerhalb der kritischen Blickwinkel. Damit wird die Wahrscheinlichkeit einer Blendung im Verkehrsbereich praktisch ausgeschlossen. Die Drehung eliminiert die Blendwirkung an der L54 ohne zusätzliche bauliche Maßnahmen wie Sichtschutzwände oder Gehölzstreifen.

Nach den Simulationsergebnissen muss eine Azimutanpassung auf 215° erfolgen bei einem angenommenen Modulneigungswinkel von 20° .

9 Zusammenfassung

Im Rahmen der Blendbewertung für die Photovoltaikanlage Hohenseeden wurde mittels Simulation geprüft, ob durch Reflexionen der Modulflächen relevante Blendwirkungen auf Verkehrswege oder schutzwürdige Beobachtungspunkte entstehen.

Die Simulation erfolgte für alle Teilflächen der Anlage mit einem festen Neigungswinkel von 20° und Südausrichtung (Azimut 180°).

9.1 Ergebnisse

Für die Teilflächen PV Hohenseeden Nord SO I, SO III und West SO I & SO II wurden keine relevanten Blendwirkungen im Sichtfeld von Verkehrsteilnehmenden festgestellt.

Die Teilfläche PV Hohenseeden Nord SOII verursacht jedoch eine potenzielle Blendung in Richtung der Landstraße L54, mit einer Gesamtdauer von 2.836 Minuten pro Jahr ($\approx 47,3$ Stunden).

Die Teilfläche PV Hohenseeden West wurde ebenfalls hinsichtlich möglicher Blendwirkungen auf die Wohnbebauung von Hohenseeden untersucht. Aufgrund der großen Entfernung zwischen den Modulflächen und den Gebäuden ist die Intensität der Reflexionen so gering, dass nach den LAI-Hinweisen keine Überschreitung der Grenzwerte vorliegt.

9.2 Bewertung

Die festgestellte Blendwirkung durch die Teilfläche Nord SOII stellt eine potenzielle Gefährdung für den Straßenverkehr dar. Eine Gefährdung der Verkehrssicherheit kann nicht ausgeschlossen werden.

Es sind geeignete Blendschutzmaßnahmen umzusetzen, um die potenzielle Blendung in Richtung der Landstraße L54 zuverlässig auszuschließen. Die Umsetzung obliegt dem Auftraggeber, siehe Kapitel 8.

10 Literaturverzeichnis

- [1] J. Trempler, *Optische Eigenschaften*, Carl Hanser Verlag, 2015.
- [2] J. Yellowhair und C. K. Ho, *Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts*, Proceedings of the ASME 2015 9th International Conference on Energy Sustainability, 2015.
- [3] C. Bucher, <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/reflexionen-an-photovoltaikanlagen.html>, 2021.
- [4] P. Warthmann, <https://www.gebaeudetechnik.ch/gebaeudehuelle/photovoltaikanlage/sandstrahl-atelier-loest-blendproblem>, 2021.
- [5] P. R. Boyce, *Human Factors in Lighting*, CRC Press, 2014.
- [6] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Vorsitzland der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), *Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)*, 2012.
- [7] Länderausschuss für Immissionsschutz, *Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immission von Windnergieranlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise)*, 2002.
- [8] OVE (Österreichischer Verband für Elektrotechnik), *Blendung durch Photovoltaikanlagen*, Wien, 2016.
- [9] Federal Aviation Administration, *Interim Policy, FAA Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports*, Federal Register, 2013.
- [10] C. Schierz, *Über die Blendbewertung von reflektierendem Sonnenlicht bei Solaranlagen*, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012.
- [11] ForgeSolar, <https://www.forgesolar.com/help/#assumptions>.
- [12] European Union Aviation Safety Agency, *Certification Specifications and Guidance Material for Aerodrome Design (CS-ADR-DSN, Issue 6)*, 2022.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Modulflächen der geplanten PVA in blau (Hohenseeden Nord) und gelb (Hohenseeden West) und Umgebung (Quelle: Google Earth)	4
Abbildung 2: Modulbelegungsplan Hohenseeden Nord (Quelle: Auftraggeber)	5
Abbildung 3: Modulbelegungsplan Hohenseeden West (Quelle: Auftraggeber).....	6
Abbildung 4: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)	6
Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls.....	7
Abbildung 6: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) ideale diffuse Reflexion [1]	7
Abbildung 7: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung	8
Abbildung 8: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert [2]	8
Abbildung 9: links: Module mit satiniertes Folie [3], rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul [4]	9
Abbildung 10 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen [2]	9
Abbildung 11: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges [5]	10
Abbildung 12: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung [11]	13
Abbildung 13: PV-Anlage und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar I	14
Abbildung 14: PV-Anlage und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar II	15
Abbildung 15: Streckenabschnitt auf der L54 mit Reflexionen im relevanten Sichtfeld der Verkehrsteilnehmer, auftretende Immissionswinkel in weiß, relevantes Sichtfeld in weiß, empfohlene Sichtunterbrechung in orange (Quelle: Google Earth, Airbus).....	26

12 Gewährleistung

Unsere Fachgutachten werden nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Die Messungen, Bewertungen, Berechnungen und Simulationen werden entsprechend dem Stand der Wissenschaft und Technik und den anerkannten Regeln der Technik mit größtmöglicher Sorgfalt vorgenommen.

Die Fachgutachten erfolgen auf Basis der vom Auftraggeber übermittelten Informationen und Planungsunterlagen. Diese werden einer fachkritischen Wertung unterzogen. Die Informationen zu den technischen Parametern der einzelnen Komponenten werden soweit möglich mit Herstellerangaben abgeglichen. Dabei wird die Eignung der Komponenten anhand der entsprechenden Zertifikate oder anderer Nachweise geprüft. Der Gutachter unterstellt dabei, dass die für die Komponenten geltenden anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden. Für Fehlangaben des Auftraggebers sowie modellbedingte Abweichungen hat der Gutachter nicht einzustehen. Die in den Fachgutachten verwendeten Messungen sind mit Messunsicherheiten behaftet. Die Bewertungen anhand von Berechnungen sind mit Unsicherheiten in der Modellierung verbunden. Somit können Abweichungen zwischen den gemessenen und berechneten Werten zu den tatsächlichen Werten nicht ausgeschlossen werden. Der Gutachter ist bestrebt, die Abweichungen gering zu halten.

Für einfache und grobe Fahrlässigkeit gilt eine Haftungsbegrenzung auf folgende Beträge:

1. Die Haftung für einfache Fahrlässigkeit ist auf einen Betrag von 100.000 € beschränkt.
2. Die Haftung für alle sonstigen Fälle der Fahrlässigkeit ist auf einen Betrag von 200.000 € begrenzt.
3. Die Haftung für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit wird durch die vereinbarten Haftungsbegrenzungen nicht berührt. Das gleiche gilt für die Haftung wegen Vorsatz.

13 Vorbehaltsklausel für die Veröffentlichung des Gutachtens

Der Auftraggeber ist nicht berechtigt, das Gutachten ohne die ausdrückliche schriftliche Zustimmung des Auftragnehmers an Dritte weiterzugeben oder zu veröffentlichen, mit Ausnahme der Weitergabe an dafür vorgesehene Behörden. Eine Veröffentlichung im Internet oder die Weitergabe an andere Dritte muss schriftlich angefragt werden. Es ist wichtig, dass alle Parteien die vertraglichen Vereinbarungen respektieren, um rechtliche Konflikte zu vermeiden.