PV Siegel

Gutachten zur Blendwirkung

des geplanten Photovoltaik-Projekts

Solarpark Haag - Süd

Ermittlung und Bewertung der Blendwirkung auf schutzwürdige Räume und Verkehrswege nach den LAI-Hinweisen zu Lichtimmissionen und dem Eckpunktepapier Photovoltaik des Fernstraßen-Bundesamtes.

Flur: Gemarkung Gutenstetten, Flurstücksnr. 522, östl. d. Parks, Straße Haag (nördlich von Nr. 7)

Version 1.0.29

Auftragsnummer:
Erstellt am 11.08.2026 · Bearbeitet von Louis Erber
PV Siegel - Vantivo UG, Seppenberg 1, 83530 Schnaitsee · konto@pvsiegel.de · www.pvsiegel.de

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 3
1.1 Ziel und Zweck des Gutachtens 3
1.2 Anlagenbeschreibung 3
1.3 Umgebungsbeschreibung 3
1.4 Methodisches Vorgehen 5
2 Technische Beschreibung der Anlage - Funktionsprinzip 6
3 Physikalische Grundlagen der Reflexion 7
3.1 Reflexionsgesetz 7
3.2 Charakteristik der Moduloberflächen 7
3.3 Wirkung von Anti-Reflex-Beschichtungen 7
4 Normative Rahmenbedingungen 9
4.1 Rechtliche Grundlagen 9
4.2 Fernstraßen-Bundesamt: Eckpunktepapier Photovoltaik 9
4.3 LAI-Leitfaden: Blendwirkung von PV-Anlagen 9
5 Methodik der Blendanalyse (Software) 11
6 Blendwirkung auf schützenswerte Infrastruktur 12
6.1 Blendwirkung auf Gebäude 12
6.2 Blendwirkung auf Verkehrswege 13
6.3 Blendwirkung auf Flughäfen 15
6.4 Blendwirkung auf sonstige sensible Punkte 16
6.5 Analyse der Ergebnisse 16
7 Gesamtbewertung der Blendwirkung 21
7.1 Empfehlungen 21
7.2 Schlussfolgerung 21
8 Haftungsausschluss 22
9 Angefertigt von 23
10 Anhang 24
10.1 Projektdaten und Geodaten der PV 24
10.2 Trackerkurven 27
10.3 PV-Modultypen 27
10.4 Hindernisse 29
10.5 Simulationsparameter 30
10.6 Annahmen und Hinweise zur Analysemethodik 30
10.7 Abkürzungen und Fachbegriffe 32
11 Literaturverzeichnis 34

1 Einleitung

1.1 Ziel und Zweck des Gutachtens

Ziel dieses Gutachtens ist es, die mögliche Blendwirkung der geplanten Photovoltaikanlage des Projekts “Solarpark Haag” zu untersuchen und zu bewerten.

Im Mittelpunkt steht die Fragestellung, ob durch von den Moduloberflächen reflektiertes Sonnenlicht relevante Blendwirkungen für Personen im Umfeld der Anlage entstehen können. Das Gutachten dient der allgemeinen technischen Absicherung des Planungs- und Genehmigungsverfahrens des Projekts. Es bildet die Grundlage für die Einschätzung, ob zusätzliche Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Blendwirkungen erforderlich sind.

1.2 Anlagenbeschreibung

Die geplante PV-Anlage weist folgende Eigenschaften auf:

Projektstandort	Flur: Gemarkung Gutenstetten, Flurstücksnr. 522, östl. d. Parks, Straße Haag (nördlich von Nr. 7)
Anlagentyp	Freiflächenanlage - fest aufgeständert
Modultyp	Standard Modul
Nennleistung (DC)	Erhöhung auf 22 MWp geplant

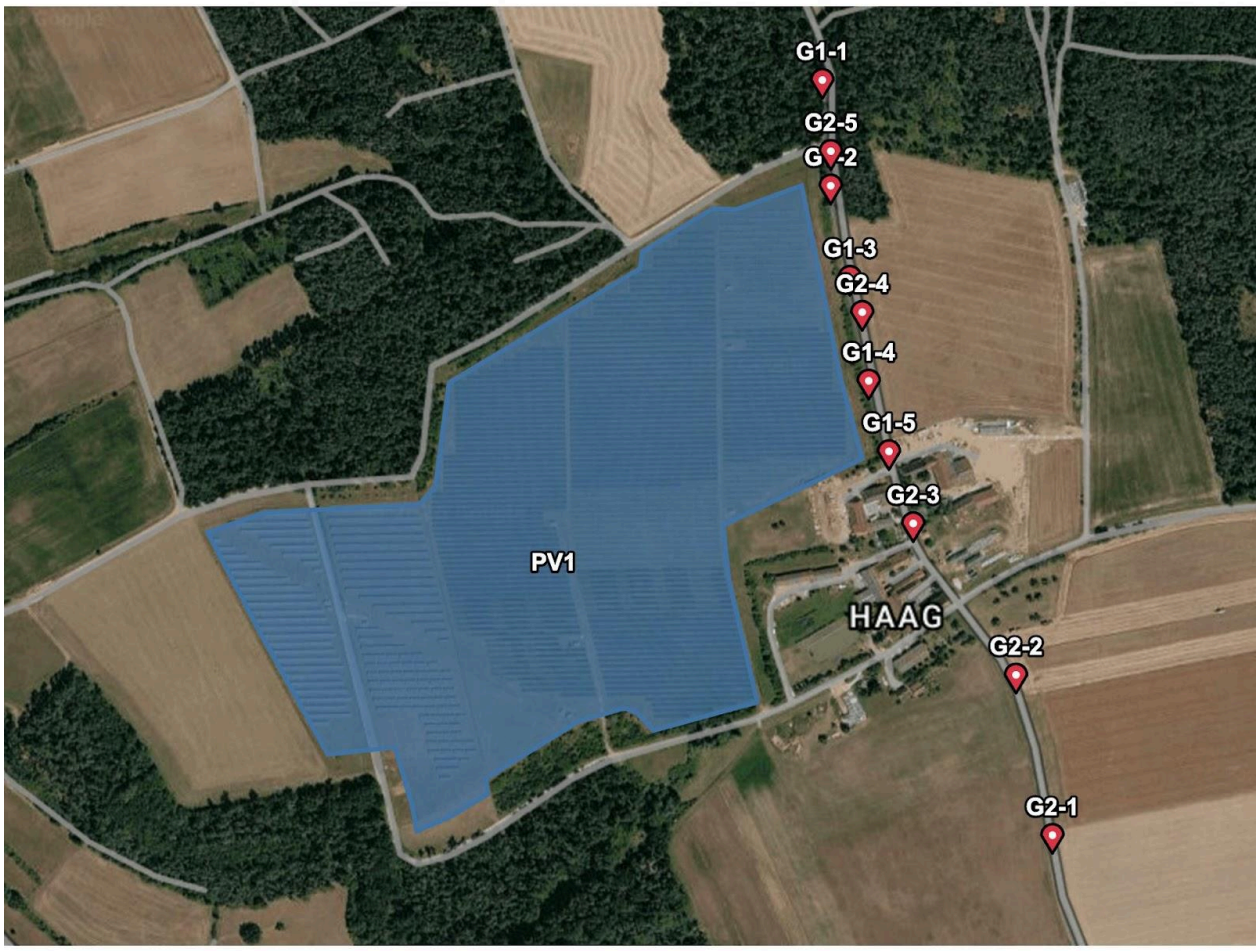
Aufständerung	Feste Aufständerung
Azimut (Ausrichtung der Module)	180° (Süd)
Neigungswinkel der Module	13°, 15°, 18°
Höhe Unterkante der Module	0.8 m
Höhe Oberkante der Module	4 m
Doppelausrichtung	Nein
Querneigung	0°

1.3 Umgebungsbeschreibung

Im Umfeld des geplanten Anlagenstandortes befinden sich potenziell relevante schutzwürdige Objekte und Verkehrswege, bei denen im Rahmen der Blendbewertung geprüft wurde, ob eine visuelle Beeinträchtigung durch reflektiertes Sonnenlicht auftreten kann.

Konkret wurden zur Analyse die nächstgelegenen Strukturen und Verkehrswege in allen Himmelsrichtungen wie folgt berücksichtigt (Auszüge aus der Simulationssoftware):

Staatsstraße östlich der PV-Anlage:



Siedlung Haag:

1.4 Methodisches Vorgehen

Für die Bearbeitung der Fragestellung wird ein mehrstufiges methodisches Vorgehen gewählt:

- Technische Analyse der Anlagenkonfiguration und der Reflexionsverhältnisse auf Basis physikalischer Gesetze, insbesondere des Reflexionsgesetzes.
- Anwendung einschlägiger Normen und Richtlinien zur Bewertung möglicher Blendwirkungen, insbesondere des LAI-Leitfadens, der Festlegungen des Fernstraßen Bundesamts (FBA), der Li-Richtlinie des lichttechnischen Instituts sowie ergänzender technischer Literatur.
- Simulation der Gesamtszenerie mit der hauseigenen Blendanalyse-Software von PV Siegel.
- Zusammenführung der Erkenntnisse in einer umfassenden Bewertung der möglichen Blendwirkung und Ableitung von Empfehlungen.

Das Gutachten liefert abschließend eine schlüssige Gesamtbewertung der Blendwirkung und zieht Schlussfolgerungen zur Relevanz oder Unbedenklichkeit von reflektiertem Licht bei der betrachteten Anlagentechnik.

2 Technische Beschreibung der Anlage - Funktionsprinzip

Die folgende Beschreibung stellt das technische Funktionsprinzip der geplanten Anlage dar; sie unterscheidet sich grundlegend danach, ob die Module fest aufgeständert oder nachgeführt sind.

Bei festaufgeständerten PV-Systemen sind die Solarmodule starr auf der Unterkonstruktion montiert, sodass ihr Neigungswinkel und ihre Ausrichtung (Azimut) im Gegensatz zu Tracker-Anlagen den gesamten Tag über unverändert bleiben.

Die Richtung, in die das einfallende Sonnenlicht reflektiert wird, hängt somit zu jedem Zeitpunkt einzig von der fixen Modulposition und dem aktuellen Sonnenstand (Sonnenhöhe und -azimut) ab. Für die Blendbewertung ergibt sich daraus ein deutlich unkomplizierteres und robusteres Berechnungsmodell als bei nachgeführten Systemen: Wann und wie lange Blendwirkungen auftreten können, wird ausschließlich durch den jährlichen Sonnenverlauf und die unbewegliche Anlagengeometrie bestimmt, da keine variablen Steuerungsmechanismen wie Nachführung oder Backtracking einkalkuliert werden müssen.

Bei dem geplanten System wird auf einen Backtracking-Algorithmus verzichtet, sodass die Module rein der astronomischen Sonnenbahn folgen. Morgens und abends führt der tiefe Sonnenstand daher zu einer gegenseitigen Teilverschattung der Modulreihen, was eine andere Reflexionscharakteristik als bei Backtracking-Anlagen zur Folge hat. Die Blendsimulation bezieht diesen Umstand präzise mit ein. Da die Module in den Tagesrandstunden nicht in einen flacheren Winkel gedreht werden, fällt die berechnete Blenddauer in diesen Zeitfenstern tendenziell höher aus.

3 Physikalische Grundlagen der Reflexion

3.1 Reflexionsgesetz

Fällt Licht auf eine glatte und ebene Oberfläche, wird es gemäß dem Reflexionsgesetz der geometrischen Optik derart reflektiert, dass der Einfallswinkel dem Ausfallswinkel in Bezug auf die Flächennormale entspricht. Dabei befinden sich der einfallende Strahl, das Lot und der reflektierte Strahl auf einer gemeinsamen Ebene. Solange die Glasoberfläche eines PV-Moduls glatt ist, wirkt sie annähernd wie ein Spiegel: Die Reflexion jedes eintreffenden Sonnenstrahls erfolgt im exakt selben Winkel wie sein Einfall. Diese grundlegende geometrische Gesetzmäßigkeit bildet die physikalische Basis für alle Blendsimulationen, einschließlich des vorliegenden Gutachtens.

3.2 Charakteristik der Moduloberflächen

Solarmodule ohne Antireflexbeschichtung (ARC) sind typischerweise mit einer flachen, stark glänzenden Glasschicht ausgestattet, häufig gehärtetes Floatglas mit einem Brechungsindex von rund 1,5. Da dieses Glas sowohl auf der Vorder- als auch auf der Rückseite optisch glatt ist, reflektiert es das Licht hauptsächlich spiegelnd. An der Grenzschicht zwischen Luft und Glas werden ungefähr 4 % des einfallenden Lichts zurückgeworfen, während der restliche Anteil hindurchgelassen wird. Weil glatte Glasflächen das Licht kaum diffus streuen, handelt es sich bei der Zurückwerfung fast ausschließlich um eine gerichtete (spekulare) Reflexion. Obwohl Verunreinigungen wie Staub, minimale Oberflächenrauheiten oder verschiedene Glasbeschaffenheiten einen leichten diffusen Streueffekt verursachen können, bleibt die spiegelnde Reflexion absolut dominierend.

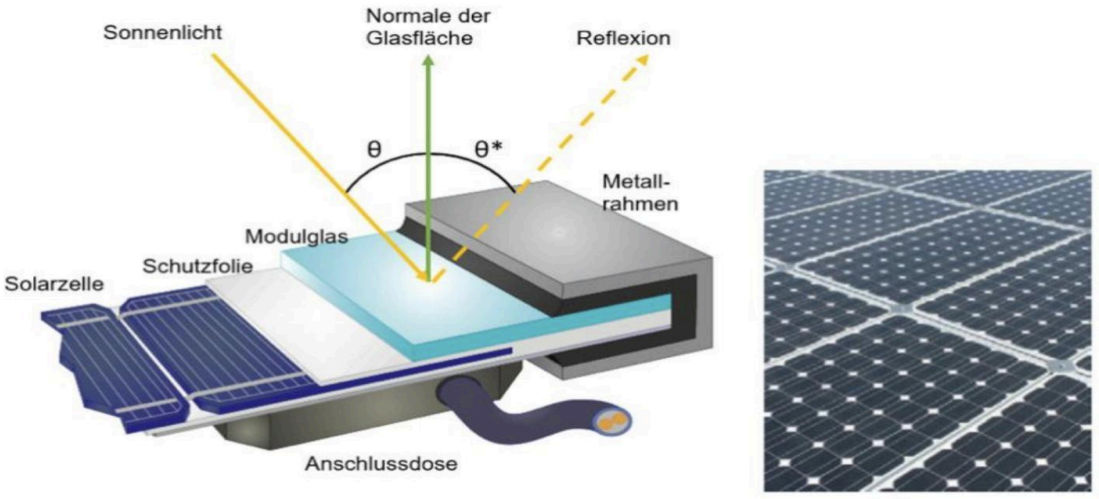


Abbildung 6 Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel"

Die Abbildung zeigt den Aufbau eines PV-Moduls sowie das Konzept Einfallswinkel = Ausfallswinkel.

3.3 Wirkung von Anti-Reflex-Beschichtungen

Zur Minimierung von Reflexionsverlusten verfügen viele Photovoltaikmodule über eine Antireflexbeschichtung (ARC), die beispielsweise aus Magnesiumfluorid oder Titandioxid besteht. Diese hauchdünnen Beschichtungen erzeugen eine destruktive Interferenz zwischen den Lichtwellen, die an der Ober- und Unterseite der Schicht zurückgeworfen werden. Das senkt den Reflexionsgrad von etwa 4 % bei unbeschichtetem Glas auf nur noch ein bis wenige Prozent ab, im Fall einer perfekten MgF_2-Schicht theoretisch auf bis zu 1 %. Im Vergleich dazu werfen raue, unbehandelte Siliziumoberflächen im Extremfall über 30 % des Lichts zurück.

Für die Beurteilung der Blendgefahr ist jedoch folgender Punkt maßgeblich: Gemäß dem LAI-Leitfaden kann selbst ein Reflexionsgrad von unter 1 % eine Absolutblendung hervorrufen, sobald die lokale Leuchtdichte den kritischen Grenzwert übersteigt (siehe Kapitel 4.1). Eine Antireflexbeschichtung schwächt die Reflexionsintensität zwar ab, schließt eine maßgebliche Blendwirkung jedoch nicht völlig aus. Daher geht das vorliegende Gutachten sicherheitshalber und

unabhängig vom verbauten Modultyp von der sogenannten Kernblendung aus, womit eine idealisierte, komplett gerichtete Reflexion angenommen wird (siehe Kapitel 6.1 und Anhang 10.5).

Bei PV-Freiflächenanlagen wird bei Standard Modulen typischerweise davon ausgegangen, dass keine reflexionsreduzierenden Folien verwendet werden.
Für dieses Projekt wird ein Standard Modul verwendet.

Abbildung 7 Die Abbildung vergleicht die Lichtreflexion an glattem (mitte-rechts) und texturiertem (mitte-links) Modulglas. Glatte Oberflächen zeigen eine gerichtete, stark blendende Spiegelreflexion, während texturiertes Glas das Licht diffus streut und die Blendwirkung deutlich reduziert. Aufnahme: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

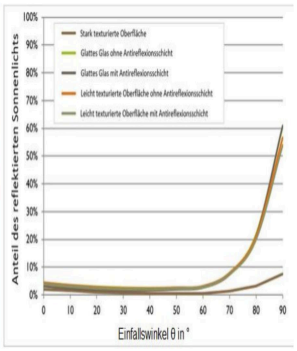


Abbildung 8 ergänzt diese Darstellung und zeigt den Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit vom Einfallswinkel für verschiedene Modulglas-Typen. Deutlich wird, dass mit zunehmendem Einfallswinkel (flacher Sonnenstand) die Reflexionsverluste - insbesondere bei glattem Glas – stark ansteigen.

Die Abbildung vergleicht die Lichtreflexion an glattem - gerichtete, stark blendende Spielgelreflexion und texturiertem - diffuse Streuung & reduzierte Blendung Modulglas.

4 Normative Rahmenbedingungen

4.1 Rechtliche Grundlagen

Reflektiertes Sonnenlicht von PV-Modulen fällt rechtlich unter den Begriff der Lichtimmission nach § 3 Abs. 2-3 BImSchG. Das Gesetz selbst definiert keine konkreten Grenzwerte, überlässt die Konkretisierung aber der Verwaltungspraxis. Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) hat dazu einen Leitfaden veröffentlicht, der reflektiertes PV-Licht ausdrücklich als potenziell relevante Immission einordnet. Danach kann bereits ein Reflexionsgrad von unter 1 % zu einer sogenannten Absolutblendung führen, wenn die am Immissionsort ankommende Leuchtdichte 10^5 cd/m² überschreitet. Ähnlich verhält es sich mit dem Fernstraßen Bundesamt durch deren Eckpunktepapier Photovoltaik.

Für Genehmigungsverfahren bedeutet das: Reflexblendung ist als relevante Umwelteinwirkung zu prüfen, sobald sie wiederkehrend, dauerhaft oder an sensiblen Nutzungsorten (Wohnen, Verkehr) auftritt; wird eine relevante Blendwirkung festgestellt, sind technische oder planerische Gegenmaßnahmen zu prüfen.

4.2 Fernstraßen-Bundesamt: Eckpunktepapier Photovoltaik

Das Eckpunktepapier des Fernstraßen-Bundesamtes (FBA) standardisiert die Anforderungen an Blendgutachten für Photovoltaikanlagen an Bundesfernstraßen, um Gefährdungen des Straßenverkehrs durch Reflexionen vorzubeugen. Aufgrund fehlender detaillierter wissenschaftlicher Grundlagen wurden zunächst konservative Annahmen getroffen; das Papier richtet sich an Projektentwickler, Gutachter und Straßenbaubehörden und dient der Vereinheitlichung der bisher sehr heterogenen Nachweisverfahren. Ziel ist es, Risiken durch Blendungen auszuschließen und die Sicherheit sowie Leichtigkeit des Verkehrs zu gewährleisten, wobei das Dokument an zukünftige Erkenntnisse, insbesondere zu neuen Moduloberflächen, angepasst werden soll.

Eine detaillierte Prüfung oder ein Blendgutachten ist zwingend erforderlich, sobald PV-Module Reflexionen in Richtung der Fahrbahn abgeben könnten und die Anlage von der Straße aus sichtbar ist. Ausnahmen gelten nur, wenn dauerhafte räumliche Hindernisse wie Lärmschutzwände oder die natürliche Topografie die Sichtachsen vollständig blockieren; Straßenbegleitgrün zählt nicht als solches Hindernis. In diesen Fällen genügt ein vereinfachter Nachweis durch eine fachkundige Person.

Die Berechnungen für ein Gutachten müssen das gesamte Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von mindestens fünf Minuten umfassen und realistische Augenpunkthöhen (1,0 m für PKW, min. 2,7 m für LKW) sowie die reale Topografie inklusive Querneigungen berücksichtigen. Als "relevant" gelten Blendungen im zentralen Sichtfeld von ± 30°, die zu temporärer Blindheit oder Kontrastminderung führen können. Sollten erhebliche Blendwirkungen festgestellt werden, fordert das Gutachten spezifische Schutzmaßnahmen wie bauliche Sichtbarrieren, eine Anpassung der Modulausrichtung oder die Verwendung blendarmer Module, wobei Maßnahmen direkt auf der Bundesfernstraße unzulässig sind.

4.3 LAI-Leitfaden: Blendwirkung von PV-Anlagen

Der LAI-Leitfaden konkretisiert, welche Orte als schutzwürdig gelten und wann eine Blendwirkung als erheblich einzustufen ist. Als schutzwürdig gelten insbesondere Räume, die als:

- Wohnräume,
- Schlafräume, einschließlich Gästezimmer in Beherbergungsbetrieben und Patientenzimmer in Kliniken und Sanatorien,
- Unterrichtsräume in Schulen und vergleichbaren Bildungseinrichtungen,
- Arbeitsräume wie Büro-, Praxis- und Schulungsräume genutzt werden.

Wesentliche Aussagen des Leitfadens:

- Bereits Reflexionsgrade unter 1 % können zu einer Absolutblendung führen, sofern direktes Sonnenlicht reflektiert wird.
- Eine solche Blendung gilt als erheblich, wenn sie wiederholt und störend auf eine schutzwürdige Nutzung einwirkt.
- Konkret liegt die Erheblichkeitsschwelle bei mehr als 30 Minuten Blendung pro Tag und/oder mehr als 1.800 Minuten (30 Stunden) pro Jahr.

Nicht jede Reflexion unterhalb dieser Schwellen ist automatisch relevant: Liegt der Winkel zwischen Reflexionsrichtung und direktem Sonnenlicht bei höchstens 10°, wird die Reflexion vom direkten Sonnenlicht überstrahlt und gilt nicht als eigenständige Blendquelle.

Der Leitfaden empfiehlt zur Prüfung vereinfachte, auf Simulationssoftware gestützte Verfahren in Anlehnung an die 30-Minuten-Regel beim Schattenwurf von Windenergieanlagen und nennt als mögliche Gegenmaßnahmen u. a. Modulausrichtung, Antireflexbeschichtung, Bepflanzung, Sichtschutz oder größere Abstände.

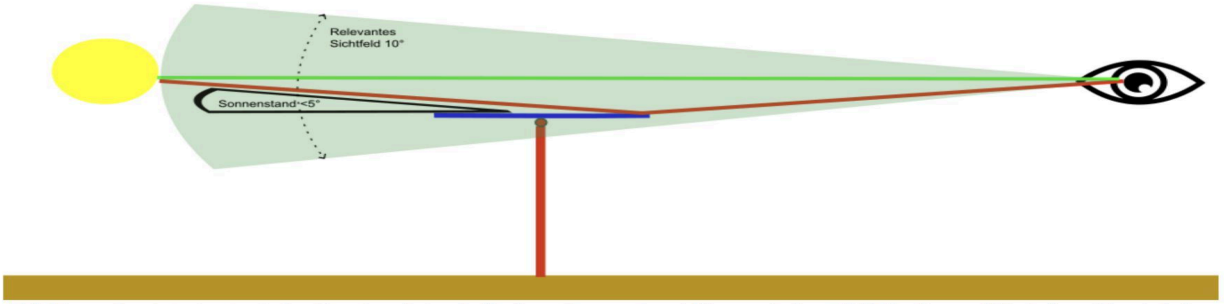


Abbildung 9 zeigt eine typische Situation bei sehr flachem Sonnenstand (Sonnenhöhe < 5 °). In diesem Winkelbereich wird die mögliche Blendwirkung durch Reflexion an der PV-Moduloberfläche von der deutlich dominanteren direkten Sonnenblendung überlagert. Befindet sich der Winkel zwischen der reflektierten Strahlrichtung und der direkten Sonneneinstrahlung unter 10 °, ist die Reflexion visuell kaum vom direkten Sonnenlicht zu unterscheiden. In solchen Fällen verliert die durch die PV-Anlage verursachte Blendung an Relevanz und kann in der Bewertung als vernachlässigbar eingestuft werden.

Die Abbildung zeigt ein charakteristisches Szenario bei einem sehr niedrigen Sonnenstand (Sonnenhöhe < 5°). Bei derart flachen Einstrahlwinkeln tritt eine potenzielle Reflexionsblendung durch die Photovoltaik-Oberfläche in den Hintergrund, da sie von der weitaus stärkeren direkten Blendung durch die Sonne überdeckt wird. Beträgt die Winkeldifferenz zwischen dem reflektierten Lichtstrahl und der direkten Sonneneinstrahlung weniger als 10°, lässt sich die Reflexion visuell kaum noch vom eigentlichen Sonnenlicht abgrenzen. Unter diesen Umständen büßt die durch die PV-Anlage ausgelöste Blendwirkung ihre Relevanz ein und darf im Rahmen der gutachterlichen Bewertung als vernachlässigbar eingestuft werden.

5 Methodik der Blendanalyse (Software)

Zur Bewertung möglicher Blendwirkungen durch die geplante Photovoltaikanlage verwendet PV Siegel die PV-Glarecheck Blendsimulationssoftware. Die Berechnung des Sonnenstands erfolgt über den hochpräzisen NREL-Solar-Position-Algorithmus (SPA; Genauigkeit ± 0,0003°) unter Ansatz der scheinbaren Sonnenhöhe inkl. atmosphärischer Refraktion; simuliert wird ein repräsentatives Jahr ohne Schaltjahr in einminütiger zeitlicher Auflösung. Der Berechnung liegt durchgängig klarer Himmel zugrunde (Direktnormalstrahlung nach Clear-Sky-Modell), sodass die ausgewiesenen Blendzeiten die astronomisch maximal möglichen Werte darstellen (geometrische Obergrenze); die reale Blendung ist infolge von Bewölkung, Dunst oder Verschmutzung praktisch stets geringer.

Die reflektierende PV-Fläche wird über die durch den Lageplan definierten Eck- und Stützpunkte, die Modul-Ober- und -Unterkante sowie die hinterlegten Geländehöhen (in der Regel Google Elevation API) modelliert. Aufgeständerte Anlagen werden dabei als durchgehendes Volumen zwischen Unter- und Oberkante abgebildet, das dem Geländeverlauf folgt.

Die Reflexion wird nicht als idealer Spiegel, sondern realistisch entsprechend dem Reflexionsverhalten des jeweiligen Modultyps modelliert. Die Reflexionsrichtung entspricht der idealen Spiegelrichtung, verschoben um einen einfallswinkelabhängigen Offset δ, der die nicht-spekulare Verschiebung realer Modulgläser bei flachem Lichteinfall abbildet. Um diese Reflexionsrichtung spannt sich eine je nach Einfallswinkel annähernd kreisförmige bis elliptische Reflexionskeule (Längs- und Querachse) auf. Die Leuchtdichte innerhalb der Keule wird über bis zu drei konzentrische Intensitätszonen (heller Kern und schwächere Kränze) nach dem Reflexionsprofil des jeweiligen Modultyps abgebildet; innerhalb jeder Zone wird die Intensität stufenweise homogen und damit konservativ angenommen (vgl. Anhang 10.3).

Eine vollständig idealisierte Berechnung, also ein idealer Spiegel ohne Offset und ohne Streuung ergibt sich ausschließlich bei Wahl des fiktiven Modultyps „perfekt verspiegelt". Da die LAI-Hinweise von einer ideal verspiegelten Modulfläche ausgehen, wird zur Beurteilung schutzwürdiger Nutzungen (Anwohner) in der Regel dieser Modultyp „perfekt verspiegelt" als konservativer Worst Case zugrunde gelegt, um LAI-konform auf der sicheren Seite auszuwerten.

Für jeden Immissionsort, ob ortsfester Beobachtungspunkt (z. B. Gebäude) oder linienhafter Streckenabschnitt mit definiertem Sichtfeld (z. B. Straße, Schienenweg), wird die Sichtbarkeit reflektierter Strahlung minutengenau ermittelt und hinsichtlich Dauer, Häufigkeit und Intensität (Leuchtdichte, Beleuchtungsstärke) ausgewertet. Optional lässt sich je Immissionsort ein Sichtfeld (Blickrichtung mit horizontalem und vertikalem Öffnungswinkel) definieren, sodass nur Reflexionen innerhalb dieses Bereichs gewertet werden. In diesem Zuge werden auch abschirmende Strukturen als Hindernisse simuliert. Die verwendeten Simulationsparameter sowie sämtliche methodischen Annahmen und Vereinfachungen sind in Anhang 10.5 und 10.6 dokumentiert.

6 Blendwirkung auf schützenswerte Infrastruktur

6.1 Blendwirkung auf Gebäude

Die Bewertung mit Bezug auf umliegende Gebäude folgt dem LAI-Leitfaden „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen". Als schutzwürdig gelten dabei Innen- und Außenbereiche mit besonderer Aufenthaltsfunktion: Wohn-, Schlaf-, Unterrichts- und Arbeitsräume sowie direkt angrenzende Freiflächen wie Terrassen und Balkone, sofern sie unmittelbar an einen schutzwürdigen Raum anschließen.

Der in der Praxis verbreitete Richtwert, wonach ab einem Abstand von mehr als 100 m zwischen PV-Anlage und Immissionsort von einer vernachlässigbaren Blendbelastung ausgegangen werden könne, ist lediglich ein grober Daumenwert zur ersten Orientierung. Er ersetzt keine Berechnung: Jeder Immissionsort wird unabhängig vom Abstand simulativ geprüft.

Für die Berechnung wird unabhängig vom tatsächlichen Reflexionsverhalten der real geplanten Module konservativ die sogenannte Kernblendung angesetzt. Hierzu wird der fiktive Modultyp „perfekt verspiegelt" gewählt, der die einfallende Strahlung idealisiert vollständig gerichtet reflektiert: Es verbleibt allein die gespiegelte Sonnenscheibe, ohne streuende Bündelaufweitung (Reflexionskeule). Dies bildet den denkbar ungünstigsten Fall ab, ist damit auf alle untersuchten Objekte konservativ anwendbar und entspricht zugleich der vom LAI-Leitfaden zugrunde gelegten Annahme einer ideal verspiegelten Modulfläche.

Reflexionen, die am Immissionsort in einem Differenzwinkel von ≤ 10° zur direkten Sonneneinstrahlung eintreffen, werden als nicht eigenständig blendrelevant eingestuft, da sie vom direkten Sonnenlicht überlagert werden (Sonnenüberlagerung).

Ergebnis:

Im näheren Umfeld der geplanten Photovoltaikanlage befinden sich schützenswürdige Siedlungen. Für diese Gebäude wurde die Blendwirkung an den in Abschnitt 1.3 aufgeführten Beobachtungspunkten analysiert, mit folgenden Ergebnissen (Exporte aus der Simulationssoftware):

13° Neigungswinkel

Ergebnisübersicht

Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke
G1-1	1 min	1 min	1 / 0 / 0 / 0	138063728 cd/m²	945.7 lux
G1-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux
G1-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux

0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt

15° Neigungswinkel

Ergebnisübersicht

Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke
G1-1	25 min	4 min	11 / 0 / 0 / 0	166570608 cd/m²	15189.6 lux
G1-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux
G1-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux

0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt

18° Neigungswinkel

Ergebnisübersicht

Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke
G1-1	104 min	7 min	23 / 0 / 0 / 0	209062720 cd/m²	69000.7 lux
G1-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux
G1-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux

0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt

6.2 Blendwirkung auf Verkehrswege

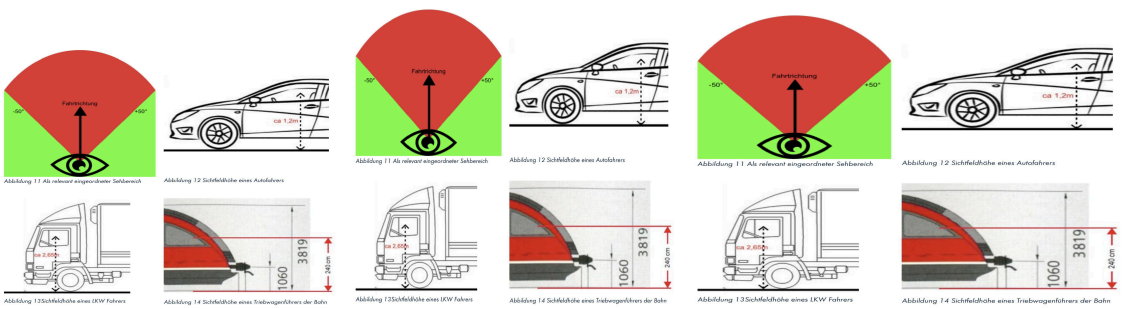
Für die Bewertung von Blendwirkungen auf Verkehrswege (Straßen und Bahnstrecken) ist der LAI-Leitfaden nicht anwendbar. Seine Erheblichkeitsschwellen (30 Minuten/Tag bzw. 1.800 Minuten/Jahr) dürfen nicht auf Verkehrswege übertragen werden; maßgeblich ist hier die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs.

Verbindliche Normen für Verkehrswege existierten lange nicht; zwischenzeitlich hat das Fernstraßen-Bundesamt (FBA) mit seinem Eckpunktepapier Photovoltaik (2025) einheitliche Mindestanforderungen zur Beurteilung von Blendwirkungen auf den Straßenverkehr veröffentlicht. Die Bewertung orientiert sich an diesen Vorgaben sowie an etablierten wissenschaftlichen Erkenntnissen und bewährten Verfahren aus der Gutachtenpraxis.

Anders als bei Gebäuden wird für Verkehrswege mit dem realistischen Reflexionsprofil des tatsächlich vorgesehenen Modultyps gerechnet, nicht mit dem idealisierten Modultyp „perfekt verspiegelt". Die konservative LAI-Kernblendung würde die verkehrsrelevante Blendwirkung systematisch überzeichnen; für die Verkehrssicherheit ist die real zu erwartende Reflexion einschließlich Bündelaufweitung und modultypspezifischer Leuchtdichte maßgeblich.

Zur Einschätzung möglicher Blendwirkungen werden Sichtfelder definiert, die sich an der typischen Blickrichtung von Fahrzeugführern (Lkw-, Pkw- und Lokführer) orientieren. Dabei wird unterstellt, dass die Blickrichtung der jeweiligen Fahrtrichtung entspricht; das relevante Sichtfeld wird gemäß FBA-Eckpunktepapier mit ± 30° um die Blickrichtung, also einem horizontalen Öffnungswinkel von 60°, angesetzt. Für die Analyse wird ausschließlich die Perspektive von Lkw-Fahrern zugrunde gelegt: Aufgrund ihrer erhöhten Sitzposition im Vergleich zu Pkw-Fahrern und Triebfahrzeugführern werden mögliche Reflexionen auf dem höchsten relevanten Sichtniveau erfasst, was eine konservative (Worst-Case-)Betrachtung darstellt.

Reflexionen, die am Immissionsort in einem Differenzwinkel von ≤ 10° zur direkten Sonneneinstrahlung eintreffen, werden auch hier als nicht eigenständig blendrelevant behandelt, da sie physikalisch vom direkten Sonnenlicht überlagert werden (Sonnenüberlagerung). Dieses Kriterium ist rein physikalischer Natur und unabhängig vom LAI-Leitfaden.



Sichtfeldhöhen eines Autofahrers (ca. 1,2 m), eines LKW Fahrers (2,65 - 2,70 m) & eines Triebwagenführers (ca. 2,40 m).

Ergebnis:

Im näheren Umfeld der geplanten Photovoltaikanlage befindet sich ein schützenswürdiger Verkehrsweg. Für diese Straße wurde die Blendwirkung an den in Abschnitt 1.3 aufgeführten Beobachtungspunkten analysiert, mit folgenden Ergebnissen (Exporte aus der Simulationssoftware):

13° Neigungswinkel

Ergebnisübersicht

Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke	Min. Abstand Blickachse
G1-1	—	—	—	—	—	—
G1-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-4	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-5	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/

„—" = keine Blendereignisse aufgetreten · 0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt · Min. Abstand Blickachse = kleinster Winkel zwischen Blickrichtung und Blendquelle · „/" = alle Blendereignisse weggefiltert, kein Winkel berechenbar

Ergebnisübersicht

Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke	Min. Abstand Blickachse
G2-1	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-4	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-5	—	—	—	—	—	—

„—" = keine Blendereignisse aufgetreten · 0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt · Min. Abstand Blickachse = kleinster Winkel zwischen Blickrichtung und Blendquelle · „/" = alle Blendereignisse weggefiltert, kein Winkel berechenbar

15° Neigungswinkel

Ergebnisübersicht

Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke	Min. Abstand Blickachse
G1-1	—	—	—	—	—	—
G1-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-4	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-5	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/

„—" = keine Blendereignisse aufgetreten · 0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt · Min. Abstand Blickachse = kleinster Winkel zwischen Blickrichtung und Blendquelle · „/" = alle Blendereignisse weggefiltert, kein Winkel berechenbar

Ergebnisübersicht Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke	Min. Abstand Blickachse
G2-1	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-4	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-5	—	—	—	—	—	—

„—" = keine Blendereignisse aufgetreten · 0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt · Min. Abstand Blickachse = kleinster Winkel zwischen Blickrichtung und Blendquelle · „/" = alle Blendereignisse weggefiltert, kein Winkel berechenbar

18° Neigungswinkel

Ergebnisübersicht Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke	Min. Abstand Blickachse
G1-1	—	—	—	—	—	—
G1-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-4	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G1-5	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/

„—" = keine Blendereignisse aufgetreten · 0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt · Min. Abstand Blickachse = kleinster Winkel zwischen Blickrichtung und Blendquelle · „/" = alle Blendereignisse weggefiltert, kein Winkel berechenbar

Ergebnisübersicht Ergebnisse gefiltert

#	Gesamt-Blendminuten/Jahr	Max. tägliche Blendung	Tage >0 / >30 / >60 / >120 min Blendung	Max. Leuchtdichte	Max. Beleuchtungsstärke	Min. Abstand Blickachse
G2-1	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-2	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-3	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-4	0 min	0 min	0 / 0 / 0 / 0	0 cd/m²	0 lux	/
G2-5	—	—	—	—	—	—

„—" = keine Blendereignisse aufgetreten · 0 = Blendereignisse durch die angewendeten Filter entfernt · Min. Abstand Blickachse = kleinster Winkel zwischen Blickrichtung und Blendquelle · „/" = alle Blendereignisse weggefiltert, kein Winkel berechenbar

Im näheren Umfeld der geplanten Photovoltaikanlage liegt keine relevante Bahntrasse; eine Bewertung ist daher nicht erforderlich.

6.3 Blendwirkung auf Flughäfen

Die Bewertung potenzieller Blendwirkungen auf Flughäfen und deren sicherheitsrelevante Infrastruktur orientiert sich mangels einer spezifischen deutschen oder europäischen Regelung an der international etablierten Methodik der US-amerikanischen Federal Aviation Administration (FAA), die im Rahmen des SGHAT-Verfahrens (Solar Glare Hazard Analysis Tool) entwickelt wurde. Als relevante Immissionsorte gelten dabei insbesondere der Kontrollturm (Tower/ATCT), von dem aus Fluglotsen den Flugverkehr überwachen, sowie die Endanflug- und Abflugsektoren der Start- und Landebahnen, in denen Piloten während sicherheitskritischer Flugphasen exponiert sein können.

Anders als bei Gebäuden existiert für Flughäfen kein pauschaler Abstandswert, ab dem von vernachlässigbaren Blendbelastungen ausgegangen werden kann: Da An- und Abflugsektoren sich linienhaft über mehrere Kilometer erstrecken, richtet sich die Relevanz eines Immissionsortes nicht primär nach der Entfernung zur PV-Anlage, sondern nach dessen Lage innerhalb der tatsächlichen Flugrouten und Sichtlinien. Als Modellansatz wird wie bei Gebäuden und Verkehrswegen die sogenannte Kernblendung angesetzt: die Simulation eines idealisiert vollständig gerichtet reflektierenden Moduls. Dieser Ansatz stellt ein Worst-Case-Szenario dar und ist damit auf alle betrachteten Fälle konservativ anwendbar; die Einstufung des Blendrisikos erfolgt jedoch nicht anhand von Minutenschwellen, sondern anhand der dreistufigen FAA-Klassifizierung (grün / gelb / rot).

Als Ausschlusskriterium für unwesentliche Reflexionen gilt auch hier: Reflexionen, die am Immissionsort im Winkel von ≤ 10° zur direkten Sonneneinstrahlung eintreffen, gelten aufgrund der Überlagerung mit dem direkten Sonnenlicht nicht als relevante Blendung.

Ergebnis:

Im näheren Umfeld der geplanten Photovoltaikanlage befinden sich keine Flugplätze, Verkehrslandeplätze, Hubschrauberlandeplätze oder sonstigen luftfahrtrechtlich relevanten Anlagen; eine gesonderte Bewertung der Blendwirkung auf den Luftverkehr ist daher nicht erforderlich.

6.4 Blendwirkung auf sonstige sensible Punkte

Neben Gebäuden, Verkehrswegen und Flughäfen können auch sonstige sensible Immissionsorte betroffen sein, die keine eigene Raumnutzung im Sinne des LAI-Leitfadens darstellen, jedoch eine besondere Aufenthalts- oder Sichtbeziehung zur Anlage aufweisen – etwa öffentlich zugängliche Aussichtspunkte oder Arbeitsstätten mit unmittelbarem Sichtbezug zur PV-Fläche. Die Bewertung erfolgt methodisch analog zu Kapitel 6.1, jedoch ohne die 100-m-Abstandsvermutung, da für diese Kategorie keine gefestigte Regelvermutung existiert.

Ergebnis:

Im Umfeld der geplanten Anlage wurden keine derartigen Punkte identifiziert.

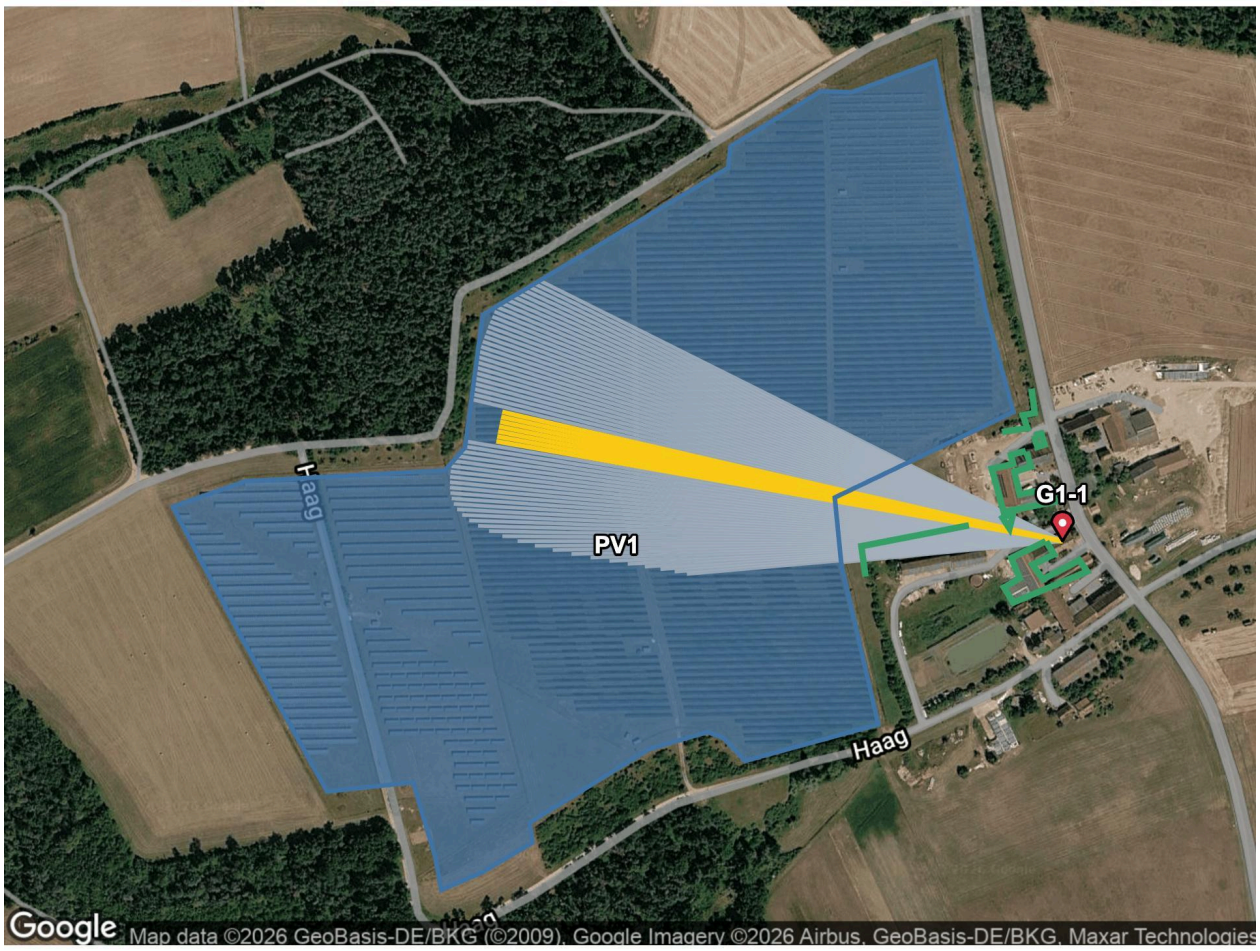
6.5 Analyse der Ergebnisse

Schutzbedürftige Räume

Wie in Kapitel 1.3 dargelegt, befindet sich im Umfeld der geplanten Photovoltaikanlage eine relevante Siedlung, die in die gutachterliche Blendungsbewertung einbezogen wurde. Die mit der Software PV-Glarecheck durchgeführten Simulationen stellen fest, dass Blendereignisse zu erwarten sind, welche allerdings als unerheblich eingestuft werden, insbesondere aufgrund:

Dauer und Häufigkeit - 13° Neigungswinkel

Die Blendereignisse treten an den betreffenden Tagen jeweils für weniger als 30 Minuten pro Tag auf, konkret mit einem theoretischen täglichen Maximum von lediglich 1 Minute.
Außerdem beträgt die aggregierte Jahresdauer lediglich 1 Minute und liegt somit deutlich unterhalb des allgemein anerkannten Richtwerts von 1.800 Minuten pro Jahr.

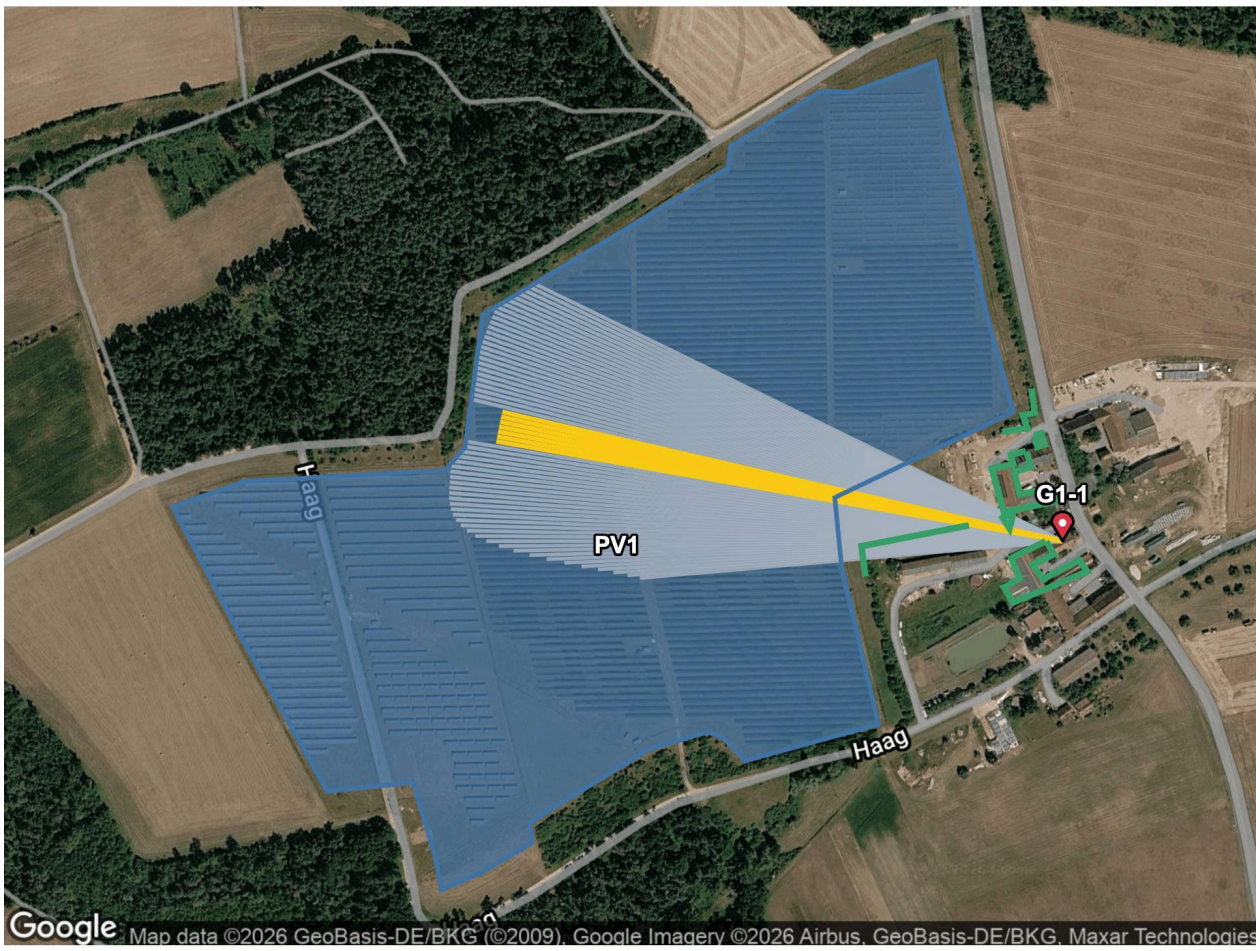


Jahresbetrachtung

PV-Flächen Beobachtungspunkte Reflexionsrichtungen
Gefilterte Reflexionsrichtungen Hindernisse (oberirdisch)

Dauer und Häufigkeit - 15° Neigungswinkel

Die Blendereignisse treten an den betreffenden Tagen jeweils für weniger als 30 Minuten pro Tag auf, konkret mit einem theoretischen täglichen Maximum von lediglich 4 Minuten.
Außerdem beträgt die aggregierte Jahresdauer lediglich 25 Minuten und liegt somit deutlich unterhalb des allgemein anerkannten Richtwerts von 1.800 Minuten pro Jahr.



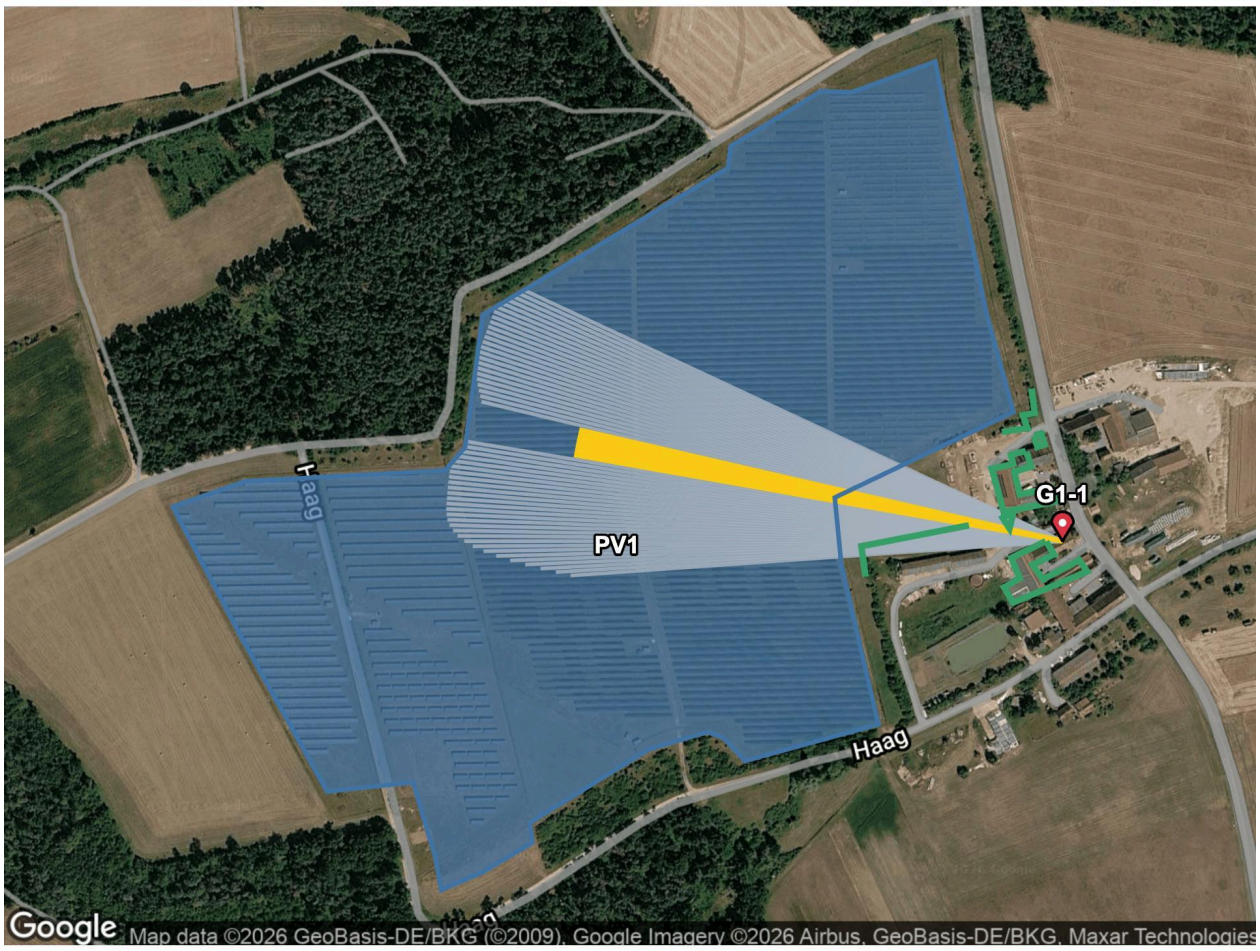
Jahresbetrachtung

PV-Flächen Beobachtungspunkte Reflexionsrichtungen

Gefilterte Reflexionsrichtungen Hindernisse (oberirdisch)

Dauer und Häufigkeit - 18° Neigungswinkel

Die Blendereignisse treten an den betreffenden Tagen jeweils für weniger als 30 Minuten pro Tag auf, konkret mit einem theoretischen täglichen Maximum von lediglich 7 Minuten.
Außerdem beträgt die aggregierte Jahresdauer lediglich 104 Minuten und liegt somit deutlich unterhalb des allgemein anerkannten Richtwerts von 1.800 Minuten pro Jahr.



Jahresbetrachtung
PV-Flächen Beobachtungspunkte Reflexionsrichtungen
Gefilterte Reflexionsrichtungen Hindernisse (oberirdisch)

Verkehrswege

Wie in Kapitel 1.3 dargelegt, befindet sich im Umfeld der geplanten Photovoltaikanlage ein maßgeblicher Straßenabschnitt, der in die gutachterliche Blendungsbewertung einbezogen wurde. Die mit der Software PV-Glarecheck durchgeführten Simulationen belegen, dass von der PV-Fläche zu keinem Zeitpunkt eine nennenswerte Blendwirkung auf die untersuchten Verkehrswege ausgeht.

Es wurden entsprechend Kapitel 1.3 keine Schienenwege in der Umgebung identifiziert und eine weiterführende Bewertung in diesem Zusammenhang ist nicht erforderlich.

Flughäfen

Es wurden entsprechend Kapitel 1.3 keine Flughäfen oder Hubschrauberlandeplätze in der Umgebung identifiziert und eine weiterführende Bewertung in diesem Zusammenhang ist nicht erforderlich.

Sonstige sensible Punkte

Es wurden entsprechend Kapitel 1.3 keine sonstigen sensiblen Punkte in der Umgebung identifiziert und eine weiterführende Bewertung in diesem Zusammenhang ist nicht erforderlich.

7 Gesamtbewertung der Blendwirkung

In diesem Kapitel werden die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung gewonnenen Erkenntnisse zur Blendwirkung der geplanten Photovoltaikanlage des Projekts Solarpark Haag zusammengeführt und abschließend bewertet.

7.1 Empfehlungen

Auf Grundlage der durchgeführten Blendanalysen ergeben sich für das Projekt Solarpark Haag keine Hinweise auf relevante visuelle Beeinträchtigungen für die betrachteten Verkehrswege, Gebäude oder sonstigen potenziell betroffenen Objekte im Umfeld der Anlage. Es sind daher keine Anpassungen oder Änderungen an der vorliegenden Planung erforderlich, um Blendwirkungen auf sensible Nutzungen oder öffentliche Infrastruktur zu vermeiden.
Die Straße im Osten des Parks ist dabei vollkommen frei von möglicher Blendwirkung. Die Siedlung Haag und dort insbesondere die drei identifizierten Wohngebäude sind bei unterschiedlichen Neigungswinkeln von 13° bis 18° unterschiedlich stark einer Blendwirkung ausgesetzt, in jedem Fall allerdings weit unter den anwendbaren Grenzwerten.

Maßnahme zur Vermeidung der Blendwirkung:

Nicht erforderlich.

7.2 Schlussfolgerung

Für das Vorhaben kann mit hinreichender Sicherheit davon ausgegangen werden, dass es zu keiner relevanten oder unzumutbaren Blendwirkung auf die in Kapitel 1.3 aufgeführten schützenswürdigen Objekte und Verkehrswege kommt.
Die Anlage erfüllt somit die geltenden Anforderungen im Hinblick auf visuelle Emissionen durch reflektiertes Sonnenlicht auf Gebäude, Verkehr (sowohl Straße als auch Schiene), Flug-Infrastruktur sowie sonstige Punkte vollumfänglich.

8 Haftungsausschluss

Dieses Gutachten wurde nach dem aktuellen Stand der Technik und unter Verwendung der Simulationssoftware PV-Glarecheck erstellt. Grundlage sind die vom Auftraggeber bereitgestellten Projekt- und Umgebungsdaten (vgl. Formular „Blendgutachten Upload Unterlagen“) sowie die allgemein anerkannten fachlichen Annahmen und Standards, die in diesem Bericht dokumentiert sind.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass trotz sorgfältiger Analyse nicht sämtliche möglichen Einflüsse und Sonderfälle vollständig berücksichtigt werden können. Unvorhergesehene Änderungen der Umgebung, Nutzungsänderungen, außergewöhnliche atmosphärische Bedingungen oder besondere topografische Gegebenheiten können Auswirkungen haben, die außerhalb des hier betrachteten Rahmens liegen. Aus den vorgenannten Gründen wird nachdrücklich darauf hingewiesen, dass projektplanerische Beschlüsse oder finale Auslegungsentscheidungen nicht ausschließlich auf Basis dieser modellhaften Simulationsergebnisse getroffen werden sollten.

Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der vom Auftraggeber übermittelten Unterlagen ist ausschließlich der Auftraggeber verantwortlich; es wurde nur solche schützenswerte Infrastruktur untersucht, die vom Auftraggeber als solche identifiziert und kommuniziert wurde; PV Siegel übernimmt keine Gewähr für die Zertifizierbarkeit des Projekts, sofern die eingereichten Unterlagen nicht den erforderlichen Anforderungen entsprechen. Eine Haftung für nicht vorhersehbare, nicht untersuchte oder nachträglich veränderte Rahmenbedingungen sowie deren Auswirkung auf die Blendbewertung ist ausgeschlossen.

9 Angefertigt von

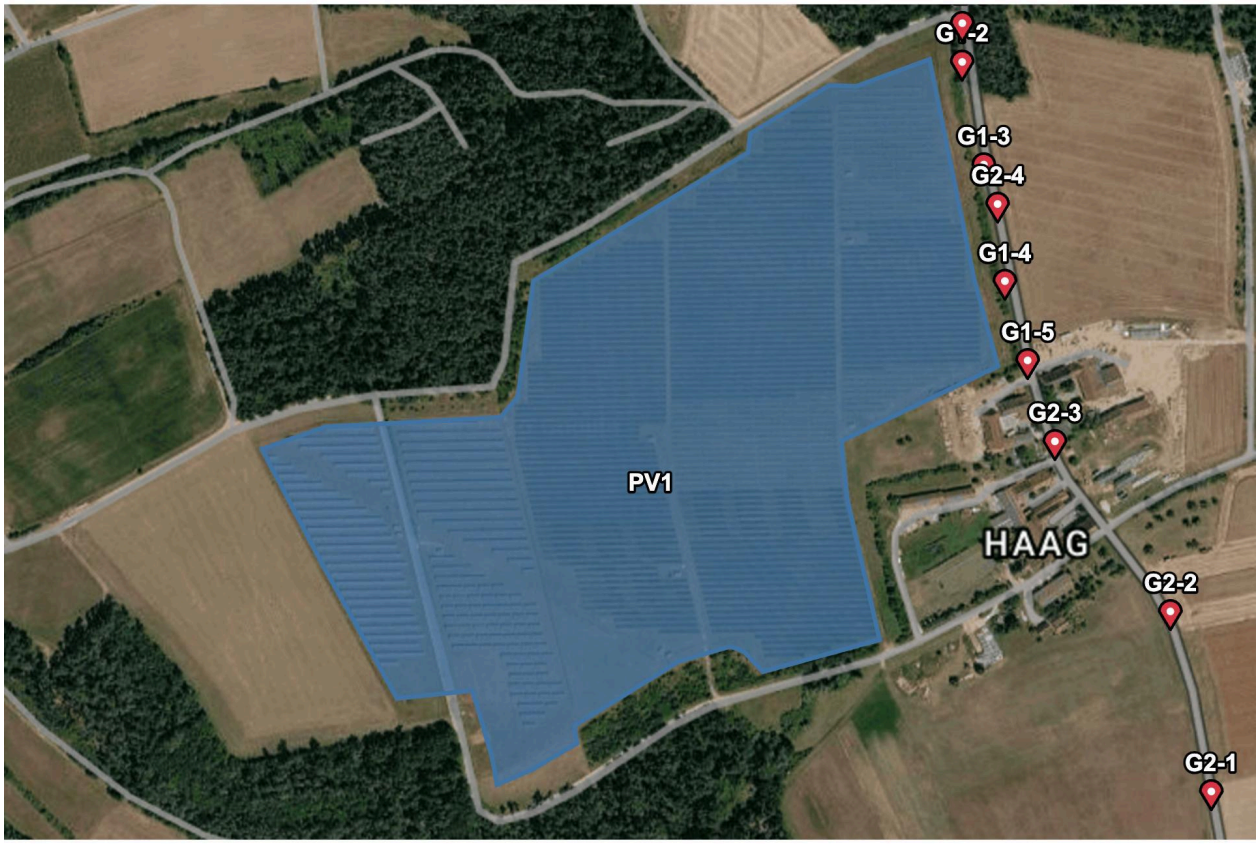
Louis Erber
Geschäftsführer & Experte PV
PV Siegel

Schnaitsee, 11.08.2026

Unterschrift

10 Anhang

10.1 Projektdaten und Geodaten der PV



PV-Flächen Beobachtungspunkte

Höhe Oberkante: 4.0 m · Höhe Unterkante: 0.8 m

Eckpunkte (27)

#	Breite	Länge	GOK
1	49.626883	10.618718	333.4 m
2	49.627062	10.619501	334.9 m
3	49.627139	10.621669	335.5 m
4	49.627300	10.621885	335.7 m
5	49.628232	10.622078	339.9 m
6	49.629262	10.624735	339.8 m
7	49.629414	10.624763	339.1 m
8	49.629801	10.625742	338.7 m
9	49.629793	10.626074	339.2 m
10	49.630009	10.626981	342.9 m
11	49.628254	10.627532	332.6 m

Eckpunkte (27) (Fortsetzung)

#	Breite	Länge	GOK
12	49.627548	10.627830	331.1 m
13	49.626948	10.625892	328.5 m
14	49.626485	10.625963	326.7 m
15	49.625355	10.626364	324.7 m
16	49.625099	10.624920	323.3 m
17	49.625259	10.624685	324.3 m
18	49.625302	10.624516	324.4 m
19	49.625180	10.623876	324.2 m
20	49.624665	10.622588	323.6 m
21	49.624525	10.622616	323.0 m
22	49.624318	10.622075	322.4 m
23	49.624193	10.621628	322.1 m
24	49.624424	10.621562	322.5 m
25	49.624948	10.621323	323.9 m
26	49.624884	10.620391	323.5 m
27	49.625963	10.619465	329.2 m

Stützpunkte (20)

#	Breite	Länge	GOK
R1	49.624800	10.622142	324.8 m
R2	49.625701	10.620751	328.2 m
R3	49.625701	10.622142	327.2 m
R4	49.625701	10.623532	326.4 m
R5	49.625701	10.624923	325.6 m
R6	49.626602	10.619360	333.1 m
R7	49.626602	10.620751	333.1 m
R8	49.626602	10.622142	331.7 m
R9	49.626602	10.623532	329.9 m
R10	49.626602	10.624923	327.8 m
R11	49.627503	10.622142	336.8 m
R12	49.627503	10.623532	335.3 m
R13	49.627503	10.624923	332.3 m
R14	49.627503	10.626314	331.4 m
R15	49.628404	10.623532	339.6 m
R16	49.628404	10.624923	337.9 m

Stützpunkte (20) (Fortsetzung)

#	Breite	Länge	GOK
R17	49.628404	10.626314	335.9 m
R18	49.629304	10.624923	339.8 m
R19	49.629304	10.626314	339.3 m
R20	49.628747	10.623406	339.6 m

10.2 Trackerkurven

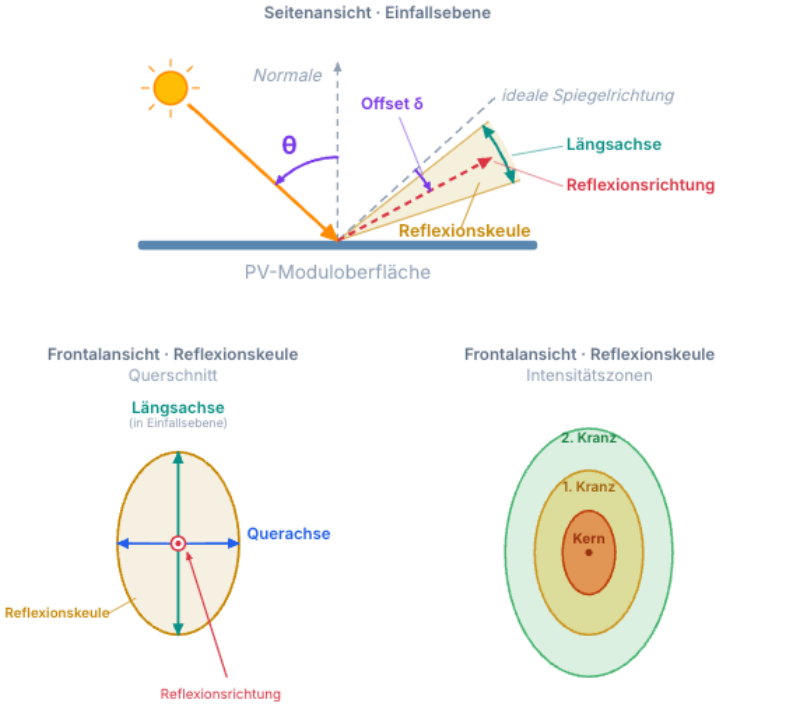
Entfällt: Die geplante Anlage ist fest aufgeständert und verfügt über keine Nachführmechanik.

10.3 PV-Modultypen

A.3 PV-Modultypen

ⓘ Leuchtdichte-Werte (cd/m²) basieren auf 100.000 lx Beleuchtungsstärke auf der Moduloberfläche, unabhängig vom Einfallswinkel.

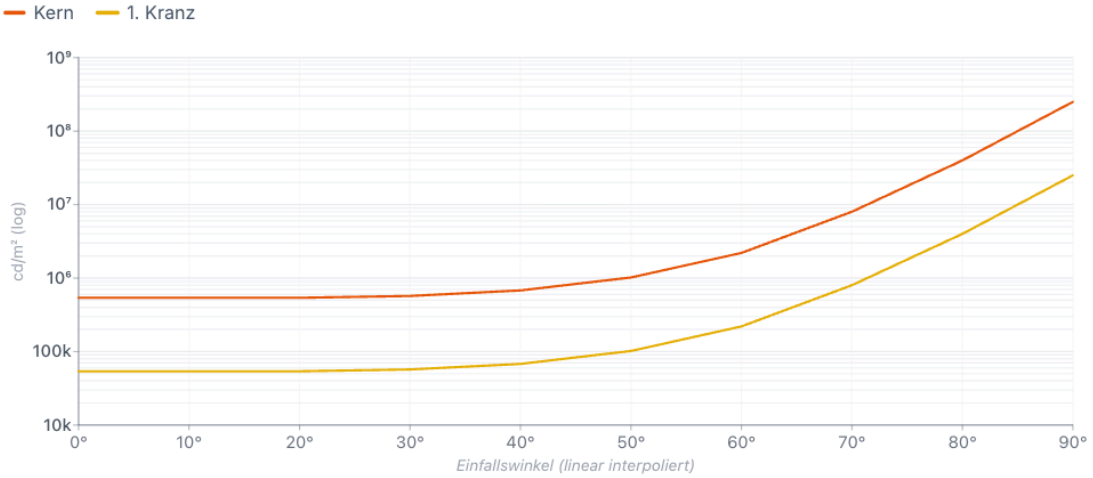
ⓘ Je Einfallswinkel (in 10°-Schritten) sind hinterlegt: die Leuchtdichte (cd/m²) als Helligkeit der Reflexion, der Reflexionsoffset δ (wie weit die Keulenmitte gegenüber der idealen Spiegelrichtung zu flacheren Winkeln verschoben ist) und die Ausdehnung der Reflexionskeule. Die Keule kann kreisrund (eine Bündelaufweitung) oder elliptisch (Längs-/Querachse) sein und über bis zu 3 Zonen differenziert werden. Zwischen den Stützwinkeln wird linear interpoliert; der 90°-Wert ist ein extrapolierter Grenzwert für streifenden Einfall.



θ = Einfallswinkel zur Flächennormale. Die Reflexion bildet eine Keule um die Reflexionsrichtung, die gegenüber der idealen Spiegelrichtung (Einfallswinkel = Ausfallswinkel) um den Offset δ zu flacheren Winkeln verschoben sein kann. Im Querschnitt (unten) hat die Keule zwei Achsen: die Längsachse liegt in der Einfallsebene, die Querachse senkrecht dazu. Insbesondere bei flachem Lichteinfall wird die Längsachse länger, wodurch eine ausgeprägt ellipsenförmige Reflexionskeule entsteht.

Standard Modul (Generic)

Hersteller: **Generic** · Verwendet von: **PV1**



Einfallswinkel	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Leuchtdichte (cd/m²)										
Kern	540 k	540 k	540 k	570 k	680 k	1.0 M	2.2 M	8.0 M	40.0 M	250.0 M
1. Kranz	54 k	54 k	54 k	57 k	68 k	102 k	220 k	800 k	4.0 M	25.0 M
Längsachse (°)										
Kern	5	5	5	5	5	6	7	8	8	8
1. Kranz	5	5	5	5	5	6	8	10	11	12
Querachse (°)										
Kern	5	5	5	5	5	5	4	3	2	2
1. Kranz	5	5	5	5	5	5	5	4.5	4	3.5
Reflexionsoffset δ — gemeinsam (°)										
alle Zonen	0	0	0	0	1	1.5	2	2	2	0

Bei der Simulation der Blendwirkung an Wohngebäuden wird mit einem idealisierten perfekten Spiegel (siehe 6.1) simuliert, dieses Modul hat keine Reflexionskurve: Die Leuchtdichte wird gleich der Leuchtdichte der Sonne gesetzt und dynamisch für Standort und Sonnenstand berechnet (Reflexionsgrad 100 %). Die Trefferregion entspricht der Sonnenscheibe. Es existiert keine Bündelaufweitung.

10.4 Hindernisse

Im nachfolgenden Abschnitt erfolgt eine vollumfängliche Darlegung sämtlicher topografischer, baulicher sowie vegetationsbedingter Sicht- und Immissionshindernisse. Diese strukturierte Aufstellung dokumentiert detailliert alle abschirmenden Strukturen und raumwiderständigen Elemente.

10.5 Simulationsparameter

Die folgenden Parameter liegen der Berechnung dieses Berichts zugrunde.

Zeitliche Auflösung	1 Min., Schrittweite der Sonnenstandsberechnung über das Jahr.
Sonnendurchmesser	0,53°, angenommener scheinbarer Winkeldurchmesser der Sonne.
Sonnenstandsmodell	NREL SPA, hochpräziser Algorithmus zur Berechnung des Sonnenstands (Genauigkeit ± 0,0003°); gerechnet wird ein repräsentatives Jahr ohne Schaltjahr.
Räumliche Auflösung	0,15°, Winkelabstand benachbarter Berechnungspunkte aus Sicht der Beobachtungspunkte; kleinere Werte bedeuten eine feinere Abtastung.
Ausgaberaster	0,5°, für Darstellung und Auswertung werden die berechneten Reflexionsrichtungen in Zellen von 0,5° × 0,5° (Azimut × Elevation) zusammengefasst.
Zeitzone	CET, Zeitumstellungen werden nicht berücksichtigt.
Höhendaten	DGM1-API (Standard) und Google Elevation API, sofern nicht manuell überschrieben. Diese Werte können von der Realität abweichen und sollten validiert werden.

10.6 Annahmen und Hinweise zur Analysemethodik

Zusammenfassung der Annahmen und Abstraktionen, die der Analysemethodik zugrunde liegen, sowie methodischer Hinweise. Die Ergebnisse dieses Berichts sind vor einer Verwendung durch fachkundiges Personal zu prüfen.

- Simulationsergebnisse sind stets eine modellhafte Annäherung an die tatsächlichen Verhältnisse. Die Bewertung der Ergebnisse im Hinblick auf Genehmigungs- oder Planungsverfahren erfolgt durch fachkundiges Personal.

- Die Qualität der Ergebnisse hängt unmittelbar von der Qualität der Eingabedaten ab. Aus Kartenmaterial, Luftbildern oder Geländemodellen abgeleitete sowie automatisch berechnete oder vorgeschlagene Werte, insbesondere Positionen, Höhen, Ausrichtungen, Neigungen und Hindernismaße, wurden geprüft und, soweit erforderlich, korrigiert. Vom Auftraggeber bereitgestellte Angaben zur Anlagenplanung wurden auf Plausibilität geprüft, jedoch nicht vor Ort verifiziert.
- Die verwendeten Modulparameter beruhen auf Hersteller- bzw. Messangaben. Bei einem Wechsel des Modultyps oder abweichender Beschichtung ist die Analyse erneut zu bewerten.
- Alle Uhrzeiten im Bericht sind in der angegebenen Zeitzone als Normalzeit dargestellt (siehe Simulationsparameter). Zeitumstellungen werden nicht berücksichtigt, während der Sommerzeit entspricht die tatsächliche lokale Uhrzeit der angegebenen Zeit plus eine Stunde.
- Der Berechnung liegt durchgängig klarer Himmel zugrunde (Direktstrahlung nach Clear-Sky-Modell). Die real auftretenden Blendzeiten liegen durch Bewölkung und Niederschlag in der Regel deutlich niedriger. Der reflektierte Strahl von der Modulfläche zum Beobachtungspunkt wird ohne zusätzliche atmosphärische Dämpfung modelliert.
- Jede PV-Fläche wird als durchgehende, reflektierende Fläche modelliert. Reale Anlagen bestehen in der Regel aus einzelnen Modultischen bzw. -reihen mit Reihenabständen, Aufständerung und Unterkonstruktion. Reflexionen können daher in der Praxis unterbrochener auftreten als im Modell, die berechneten Blendzeiträume sind insofern eine konservative Obergrenze.
- Reflexionen werden ausschließlich für die Modulglasfläche berechnet. Reflexionen von Rahmen, Kontakten bzw. Zellverbindern oder Unterkonstruktion werden nicht berücksichtigt.
- Verschmutzung, Schnee oder Reif auf der Modulfläche sind nicht abgebildet. Eine belegte Fläche reflektiert weniger oder anders, die reale Blendbelastung liegt insofern eher niedriger.
- Die Höhenlage von Modulflächen, Hindernissen und Beobachtungspunkten ergibt sich aus den hinterlegten Geländehöhen (GOK) und den jeweils angegebenen Höhen; bei Freiflächenanlagen folgt die Modulfläche der aus Eck- und Stützpunkten gebildeten Topografie. Abweichungen zwischen den hinterlegten Höhendaten und der realen Geländeform wirken sich unmittelbar auf das Ergebnis aus.
- Innerhalb einer PV-Fläche wird von einer einheitlichen Ausrichtung und Neigung ausgegangen (bei Ost-West-Systemen von zwei Ausrichtungen, bei nachgeführten Systemen von der zeitabhängigen Nachführung). Eine Querneigung der Modultische (Neigung quer zur Hauptausrichtung, z. B. durch Hanglage) verändert die effektive Modulnormale bereits ab ca. 1-2° spürbar und wird nur berücksichtigt, wenn sie durch entsprechende Höhenlinien nachgewiesen oder die Fläche in Teilflächen mit einheitlicher Querneigung aufgeteilt wurde.
- Natürliche oder bauliche Hindernisse zwischen Beobachtungspunkten und Anlage (Bäume, Hügel, Gebäude o. Ä.) werden nur berücksichtigt, soweit sie ausdrücklich als Hindernis modelliert wurden.
- PV-Flächen verdecken einander nicht. Jede Fläche wird unabhängig betrachtet, eine Fläche kann weder eine andere verschatten noch deren Reflexionsweg zum Beobachtungspunkt blockieren. Verdecken sich Flächen real gegenseitig, wurde die davorliegende Fläche zusätzlich als Hindernis modelliert; andernfalls können sich die Beiträge in Dauer und Intensität akkumulieren.
- Die ausgewiesenen Blendzeiten je Beobachtungspunkt aggregieren die Beiträge aller PV-Flächen. Die Beiträge einzelner Flächen sind in den Detailauswertungen getrennt ausgewiesen.
- Beobachtungspunkte sind punktförmig, die Bewertung erfolgt jeweils für einen definierten Punkt im Raum. Ausgedehnte Bereiche (z. B. Fensterfronten oder Streckenabschnitte) werden über mehrere Beobachtungspunkte abgebildet.
- Die Reflexionskarte (Draufsicht) zeigt die Richtungen, aus denen Reflexionen am Beobachtungspunkt sichtbar sind; die 3D-Perspektive zeigt die Lage der Blendquellen aus Beobachtersicht. Die dargestellten Blendorte auf der PV-Fläche sind geometrisch hergeleitete Näherungen, tatsächliche Lage und Ausdehnung der Blendflecken können abweichen.

- Die Reflexion wird idealisiert berechnet. Um die ideale Spiegelrichtung wird ein gleichförmiger Reflexionskegel mit der modulspezifischen Gesamt-Bündelaufweitung angesetzt; die Intensität innerhalb des Kegels wird als homogen angenommen und folgt dem Reflexionsprofil des Modultyps. Nicht-spekulare Effekte (einfallswinkelabhängige Verschiebung oder unregelmäßige Form der Reflexionskeule) werden nicht abgebildet. Die Ergebnisse setzen voraus, dass das optische Verhalten der eingesetzten Module nicht signifikant von diesem idealisierten Reflexionsmodell abweicht.
- Bei Verdacht auf Unregelmäßigkeiten oder unplausible Ergebnisse ist der Support von PV Siegel zu kontaktieren.

10.7 Abkürzungen und Fachbegriffe

Begriff	Beschreibung
Beobachtungspunkt (G1-1, …)	Ort, für den die Blendwirkung berechnet wird. Etwa ein Wohnhaus, ein Straßenabschnitt oder ein Streckenpunkt. Die Bezeichnung nennt Gruppe und Punkt: G1-3 ist der dritte Punkt der Gruppe 1.
Sichtfeld (FOV)	Blickbereich eines Beobachtungspunkts: Blickrichtung (Azimut) mit horizontalem und vertikalem Öffnungswinkel. Reflexionen außerhalb des Sichtfelds können in der Auswertung gefiltert werden.
GOK	Geländeoberkante, also die Höhe des natürlichen Geländes in Metern über Normalnull (m ü. NN).
Azimut	Horizontalwinkel, im Uhrzeigersinn von Nord gemessen (0° = Nord, 90° = Ost, 180° = Süd, 270° = West).
Elevation	Höhenwinkel über dem Horizont (0° = Horizont, 90° = Zenit).
Querneigung	Neigung der Module entlang der Tischachse (senkrecht zur Hauptneigung). Verändert den effektiven Azimut und die effektive Neigung der Modulfläche.
Reflexionskeule	Räumlicher Bereich, in den ein PV-Modul das Sonnenlicht reflektiert. Also eine Keule um eine Richtung nahe der idealen Spiegelrichtung (Einfallswinkel = Ausfallswinkel), meist um den Reflexionsoffset δ zu flacheren Winkeln verschoben. Sie kann kreisrund oder elliptisch (Längs-/Querachse) sein und über bis zu 3 konzentrische Zonen mit unterschiedlicher Leuchtdichte abgestuft werden.
Bündelaufweitung	Minimaler Anstellwinkel der Module während des Backtrackings in den Morgen- und Abendstunden, in Grad; bestimmt die flachste Position, die der Tracker vor dem vollständigen Abschalten der Nachführung einnimmt.
Reflexionsprofil	Gesamtöffnungswinkel des Reflexionskegels, mit dem das reflektierte Sonnenlicht um die ideale Spiegelrichtung modelliert wird. Materialeigenschaft des Modultyps: glatte Glasoberflächen bündeln eng (kurze, intensive Blendung), strukturierte oder entspiegelte Oberflächen streuen breiter (längere, schwächere Blendung).
Leuchtdichte	Je Modultyp hinterlegte Kennlinie der Reflexions-Leuchtdichte in Abhängigkeit vom Einfallswinkel der Sonne bei 100.000 lx Bestrahlungsstärke; zwischen den Stützwinkeln wird linear interpoliert.
Beleuchtungsstärke	Helligkeit der Blendquelle aus Sicht des Beobachters, in Candela pro Quadratmeter (cd/m²), unabhängig von der Größe der Quelle.
Kernblendung (spekular)	Lichtstrom pro Fläche am Auge des Beobachters, in Lux (lx). Wächst mit Größe und Helligkeit der Blendquelle und ist das Maß für die Stärke der Blendwirkung.
Blendminuten	Anteil der Reflexion, bei dem die ideale Spiegelrichtung den Beobachter innerhalb des Sonnenscheiben-Radius trifft, also der intensivste Teil der Blendung.
Min. Abstand Blickachse	Minuten, in denen mindestens eine Reflexion den Beobachtungspunkt trifft, also je Tag bzw. summiert über das Jahr, im Zeitraster der Simulation.

11 Literaturverzeichnis

Kapitel 3

Hecht E. Optik. 5. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag; 2015. Kapitel 3: Reflexion und Brechung.

Green MA. Solar Cells: Operating Principles, Technology, and System Applications. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall; 1982. Kapitel 2: Eigenschaften von Solarglas.

Zhao J, Wang A, Green MA. 24.5% efficiency silicon PERT cells on MCZ substrates and 24.7% efficiency PERL cells on FZ substrates. Prog Photovolt Res Appl. 1999;7(6):471–474.

Mobley CD. Light and Water: Radiative Transfer in Natural Waters. Academic Press; 1994. Kapitel 3: Reflexionsverhalten von Wasseroberflächen.

Baker N, Steemers K. Daylight Design of Buildings: A Handbook for Architects and Engineers. London: James & James; 2002. Kapitel 4: Reflexions- und Transmissionseigenschaften von Glas.

Kapitel 4

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit.
Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). BGBl I 2002, S. 3621; zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353).

Hoppe P, Jarass H. Umweltrecht: Kommentar zum BImSchG. 13. Aufl. München: C.H. Beck; 2021.

Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI). Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen. Anlage 2: Blendwirkung von Photovoltaikanlagen. Stand: 03.11.2015.

DIN EN 12464-2:2014-05. Licht und Beleuchtung – Beleuchtung von Arbeitsstätten – Teil 2: Arbeitsplätze im Freien. Berlin: Beuth Verlag.

Kapitel 6

Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE). Blendung durch Photovoltaikanlagen – OVE-Richtlinie R 11-3. 2016.

Jurado-Piña R, Mayora JMP. Methodology to Predict Driver Vision Impairment Situations Caused by Sun Glare. Transportation Research Record. 2009;2120(1):12–17. doi:10.3141/2120-02.