

DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V.

Erich-Steinfurth-Str. 8

10243 Berlin

Phone +49 (030) 29 38 12 80

Email dgs@dgs-berlin.de

Web www.dgs-berlin.de

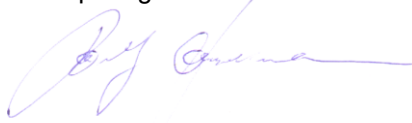
Fachgutachten zur Bewertung der Blendwirkung durch Reflexion an PV-Modulen (Blendgutachten) für den Solarpark „Energiepark“ Drebkau

Anlage: Solarpark „Energiepark“ Drebkau
51.615016°, 14.265895°
03116, Drebkau

in Auftrag gegeben von: LEAG Renewables GmbH
Leagplatz 1
03050 Cottbus

Projektnummer: A-LV260037

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Ralf Haselhuhn', with a stylized flourish at the end.

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 13.04.2026

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Beschreibung der Umgebung	5
3	Beschreibung der PV-Anlage.....	6
3.1	Variante 1: PV-Anlage Südaufständerung (Azimut=180°)	6
3.2	Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständerung (Azimut=90°/270°).....	7
3.3	Variante 3: Tracker-PV-Anlage.....	7
4	Grundlagen der Optik	10
4.1	Geometrische Reflexionssituation	10
4.2	Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen	11
4.3	Blendung.....	13
5	Methodik der Untersuchung mit ForgeSolar	14
5.1	Bewertungsbasis	14
5.2	Simulationstool und Modellierung	15
5.3	Simulationsausgabe und -bewertung	16
6	Simulation mit ForgeSolar	17
6.1	Variante 1: PV-Anlage Südaufständerung (Azimut=180°)	18
6.2	Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständerung (Azimut=90°/270°).....	21
6.3	Variante 3: Tracker-PV-Anlage.....	25
6.4	Immissionsorte.....	28
6.5	Topografie des Geländes	30
6.5.1	Ost–West-Neigung	31
6.5.2	Nord–Süd-Neigung.....	32
6.6	Sichtunterbrechungen	32
7	Ergebnisse mit ForgeSolar.....	35
7.1	Variante 1: PV-Anlage Südaufständerung (Azimut=180°)	35
7.2	Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständerung (Azimut=90°/270°).....	40
7.2.1	Ergebnisbeschreibung – PV Feld Ost	40
7.2.2	Ergebnisbeschreibung – PV Feld West.....	43
7.3	Variante 3: Tracker-PV-Anlage.....	44
7.3.1	Variante 3A: Tracker-PV-Anlage	44
7.3.2	Variante 3B: Tracker-PV-Anlage Bewirtschaftung	45
8	Blendschutzmaßnahmen.....	47
8.1	Variante 1: PV-Anlage Südaufständerung (Azimut=180°)	47
8.2	Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständerung (Azimut=90°/270°).....	48
8.2.1	PV-Feld West.....	48
8.2.2	PV-Feld Ost	50
8.3	Variante 3B: Tracker-PV-Anlage Bewirtschaftungsszenario	51

8.3.1	Bewirtschaftungsszenario: Module nach Westen gekippt	51
8.3.2	Bewirtschaftungsszenario: Module nach Osten gekippt	53
8.3.3	Alternativszenario: Bewirtschaftung unter Einhaltung von Uhrzeiten ...	54
9	Zusammenfassung	56
10	Literaturverzeichnis	57
11	Abbildungsverzeichnis	58
12	Gewährleistung	61
13	Vorbehaltsklausel für die Veröffentlichung des Gutachtens	61

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission der geplanten PV-Anlage (PVA) „Energiepark“ Drebkau 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

Der geplante Energiepark Drebkau befindet sich im Süden Brandenburgs, in der Stadt Drebkau im Landkreis Spree-Neiße. Die rund 131 Hektar große Projektfläche liegt auf rekultiviertem Gelände des ehemaligen Braunkohletagebaus Welzow-Süd und ist heute durch eine offene, weitläufige Landschaft geprägt. Die Fläche wird landwirtschaftlich genutzt und befindet sich im Eigentum der Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG). Vorhabenträger des PV-Projektes ist die LEAG Renewables GmbH bzw. die eigens für das Projekt zu gegründete SPV (Zweckgesellschaft). Abbildung 1 verdeutlicht die geplanten Modulflächen und die Umgebung.

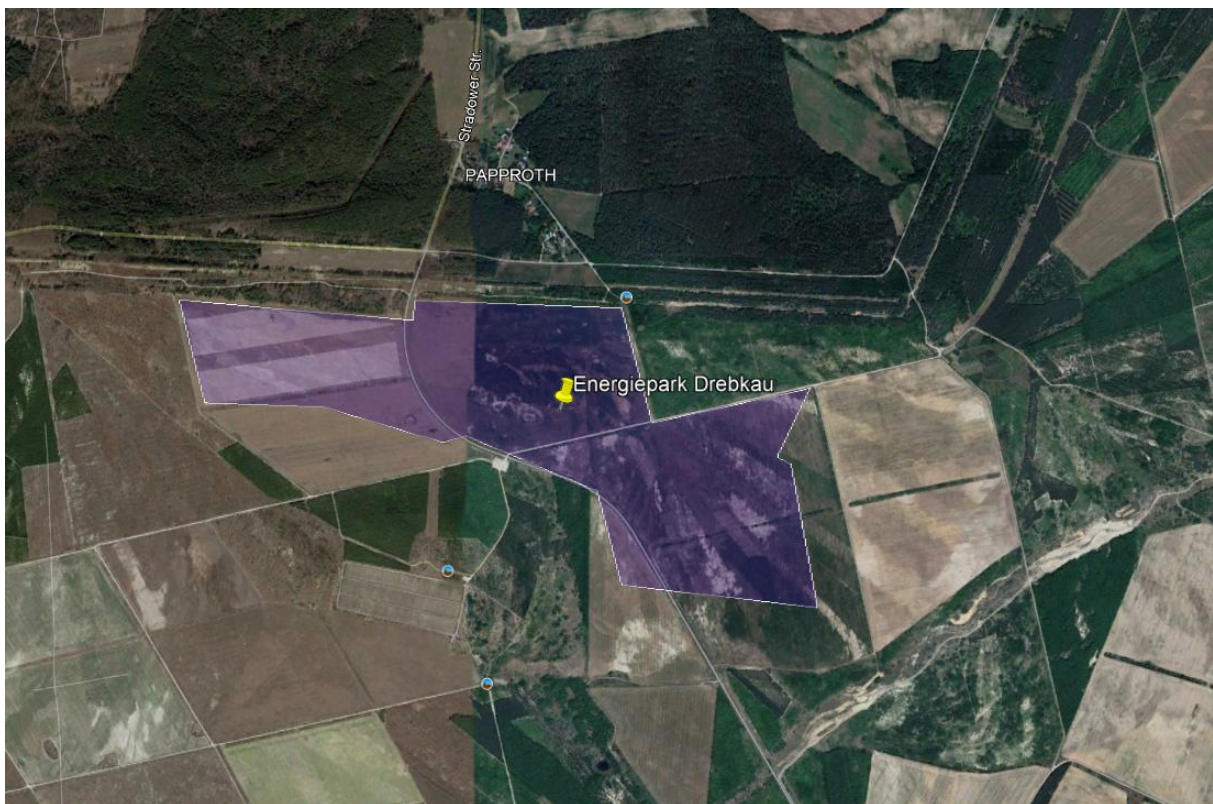


Abbildung 1: Modulflächen der geplanten PVA in Blau und Umgebung (Quelle: Google Earth)

3 Beschreibung der PV-Anlage

3.1 Variante 1: PV-Anlage Südaufständerung (Azimut=180°)

Die geplante Photovoltaikanlage im Energiepark Drebkau ist als großflächiger Solarpark auf einer rund 122 Hektar großen Fläche konzipiert. Sie soll eine installierte Gesamtleistung von ca. 140 MWp erreichen. Die Solarmodule werden in Reihen aufgeständert und in Südausrichtung (Azimut = 180°) mit einem Neigungswinkel von 20° installiert. Ein Belegungsplan wurde nicht zur Verfügung gestellt. Als Unterkonstruktion kommt ein 2-Pfeiler-System zum Einsatz mit drei im Hochformat (portrait) ausgerichteten Modulen über die Tischbreite. Die Modulunterkante ist auf 0,8 m Höhe und die Moduloberkante auf 3,2 m geplant. Die Unterkonstruktion ist schematisch in Abbildung 2 und Abbildung 3 dargestellt.

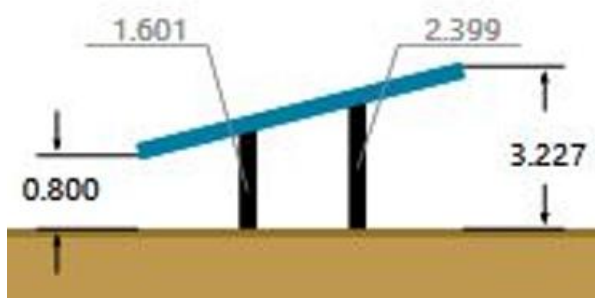


Abbildung 2: Variante 1: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

Frame parameters	
Framing type	Fixed-tilt
Module orientation	Portrait
Rows	3
Columns	27
Tilt angle, °	19.50
Horizontal gap between modules, m	0.020
Vertical gap between modules, m	0.020

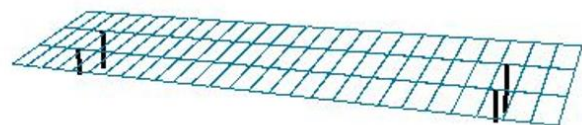


Abbildung 3: Variante 1: Geplante Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber)

3.2 Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständerung (Azimut=90°/270°)

Die geplante Photovoltaikanlage im Energiepark Drebkau ist als großflächiger Solarpark auf einer rund 122 Hektar großen Fläche konzipiert. Sie soll eine installierte Gesamtleistung von ca. 140 MWp erreichen. Die Solarmodule werden in Reihen aufgeständert und in Ost-West-Ausrichtung (Azimut = 90°/270°) mit einem Neigungswinkel von 15° installiert. Ein Belegungsplan wurde nicht zur Verfügung gestellt. Die Modulunterkante ist voraussichtlich auf 0,8 m Höhe und die Moduloberkante auf 2,69 m geplant. Die geplante Unterkonstruktion ist in Abbildung 4 dargestellt.

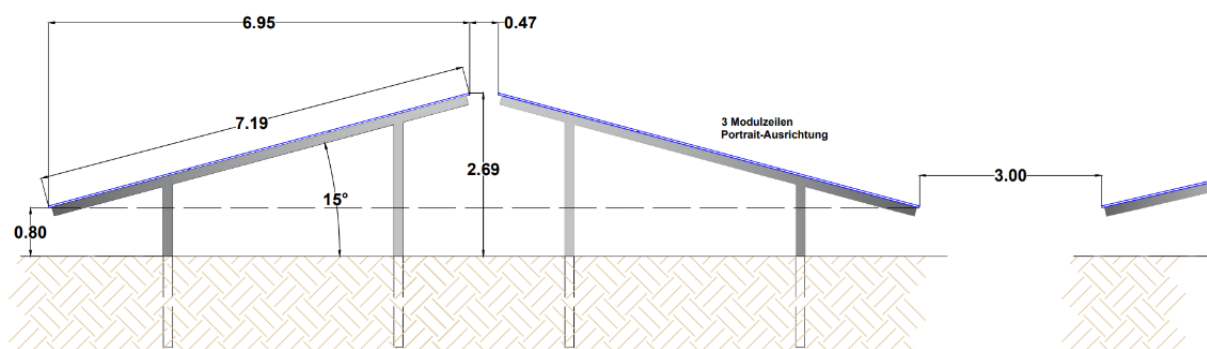


Abbildung 4: Variante 2: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

3.3 Variante 3: Tracker-PV-Anlage

Die geplante Photovoltaikanlage im Energiepark Drebkau ist als großflächiger Solarpark auf einer rund 122 Hektar großen Fläche konzipiert. Sie soll eine installierte Gesamtleistung von ca. 140 MWp erreichen.

Als Unterkonstruktion kommt ein 1-Pfeiler-System zum Einsatz mit einem im Hochformat (portrait) ausgerichteten Modul über die Tischbreite. Die Trackingachse verläuft mit 90°/270° Azimut, möglich sind Neigungswinkel bis 60°. Der GCR (Ground coverage ratio) 0,58. Bei dieser Art von nachgeführten Systemen folgt der Neigungswinkel dem Sonnenstand, von hohen Neigungswinkeln bei tiefstehender Sonne zu flachen Winkeln bei hochstehender Sonne. Der Azimut der Modulflächen wechselt dabei von einer Ostausrichtung in der ersten Tageshälfte zu einer Westausrichtung in der zweiten. Der Neigungswinkel wird dabei durch das sogenannte Backtracking begrenzt, wodurch eine Eigenverschattung der Module bei tiefstehender Sonne durch einen zu hohen Neigungswinkel verhindert wird. Der Azimut der Modulflächen variiert zwischen 90° Ost in der ersten Tageshälfte und 270° West in der zweiten Tageshälfte. Bei tiefstehender Sonne führt ein hoher Neigungswinkel jedoch - je nach Reihenabstand und Tischbreite - zur Eigenverschattung der Modulreihen. Dies wird meist durch ein aktives „Backtracking“ verhindert, durch welches bei auftretender Eigenverschattung der Modulreihen der Neigungswinkel reduziert wird. Der Verlauf des Neigungswinkels ergibt sich für dieses

System dann gemäß Abbildung 5, wobei der Neigungswinkel bei Ostausrichtung negativ dargestellt ist. Im Sommer begrenzt das Backtracking demnach den maximalen Neigungswinkel in den Morgen- und Abendstunden. Mit höherem Sonnenstand wird der Neigungswinkel dann kurzzeitig auf eine maximale Neigung von 60° erhöht. Bis zum Mittag senkt er sich dann mit zunehmender Sonnenhöhe auf einen idealen Neigungswinkel von 0° ab. Je nach Hersteller ist auch eine Anpassung dieses Nachführverhaltens möglich, beispielsweise die Begrenzung der Absenkung des Neigungswinkels bei sehr tiefem Sonnenstand.

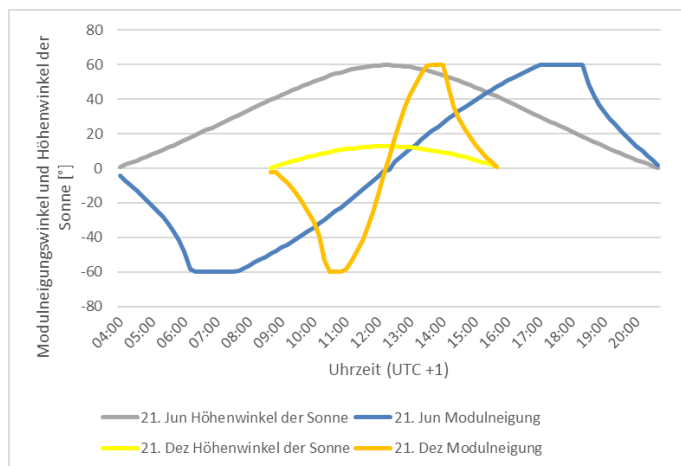


Abbildung 5: Variante 3: Neigungswinkel bei aktivem Backtracking

Die Modulunterkante ist auf 0,8 m Höhe und die Moduloberkante auf 2,89 m geplant. Die Unterkonstruktion ist schematisch in Abbildung 6 dargestellt.

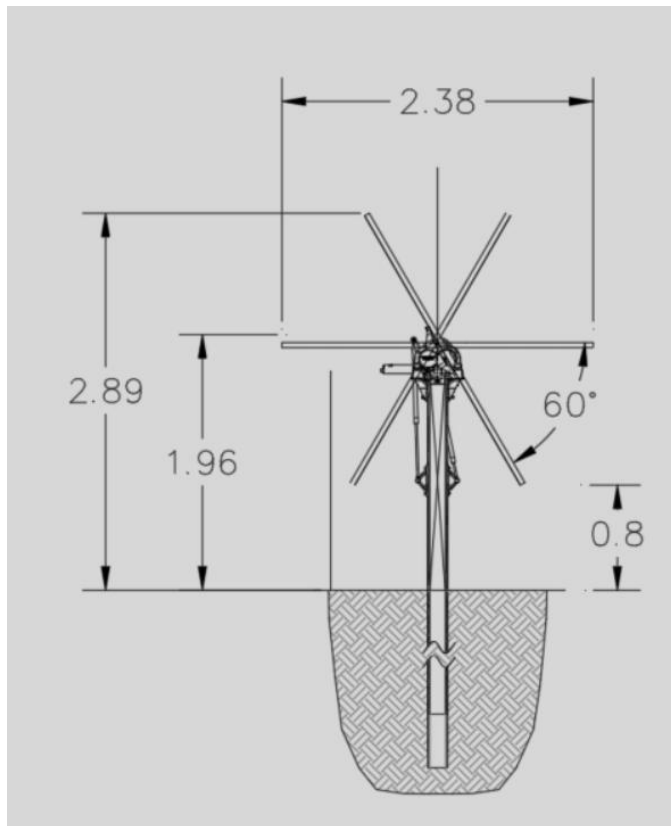


Abbildung 6: Variante 3: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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 ($\alpha = \beta$).

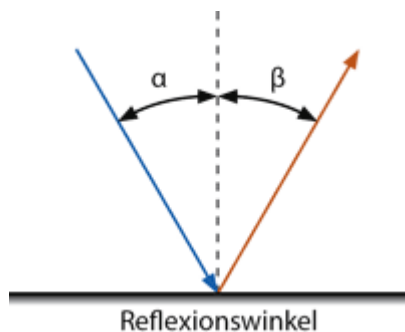


Abbildung 7: Reflexion eines Lichtstrahls

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 8 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 Lambertschen Gesetz zu sehen.

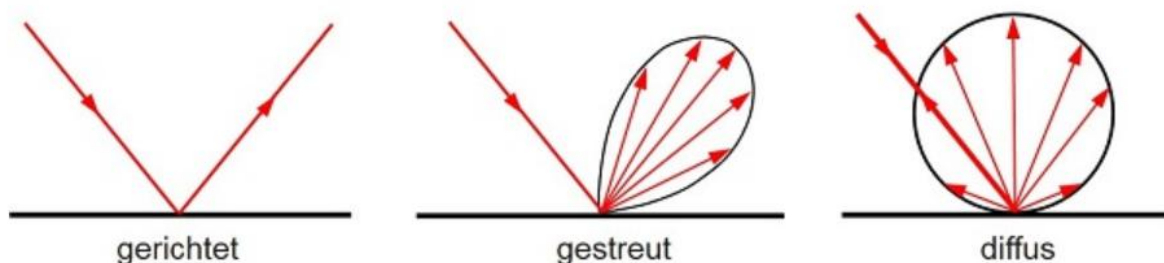


Abbildung 8: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) ideale diffuse Reflexion [1]

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 9).

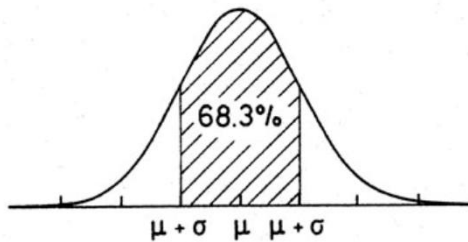


Abbildung 9: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen

Entscheidend für die Reflexionseigenschaften eines PV-Moduls ist die Oberflächenstruktur des Glases. In Abbildung 10 sind Messungen der Oberflächenstruktur und Bilder der auftretenden Reflexion für drei unterschiedlich stark texturierte Frontgläser zu sehen.

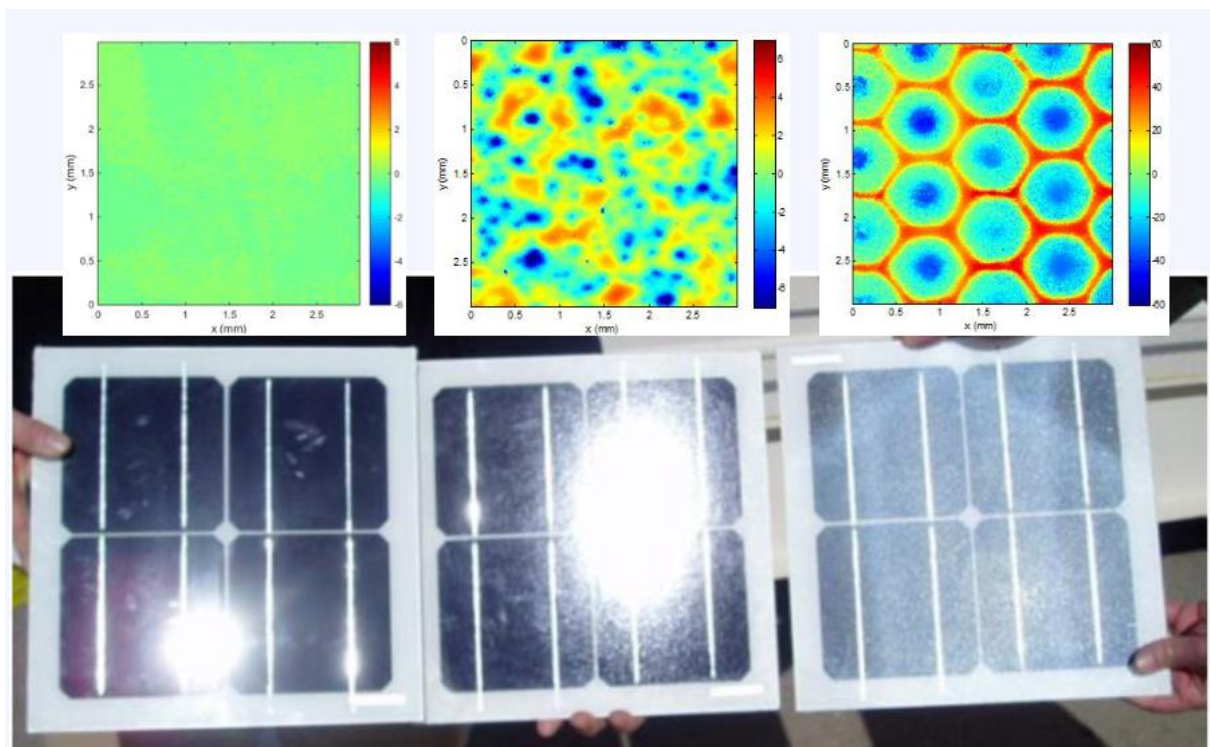


Abbildung 10: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert [2]

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas eine Strahlweite von 20 mrad ($1,15^\circ$), für leicht- bis mittelstark texturiertes Glas eine Aufweitung von 92-184 mrad ($5,27$ - $10,56^\circ$) 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 11.

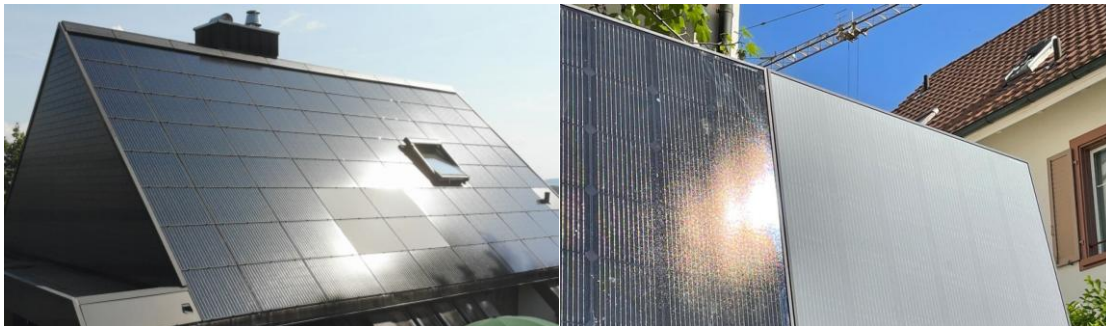


Abbildung 11: links: Module mit satinierter Folie [3], rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul [4]

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 12 zu sehen ist. Ausnahmen sind hier nur tief texturierte Module.

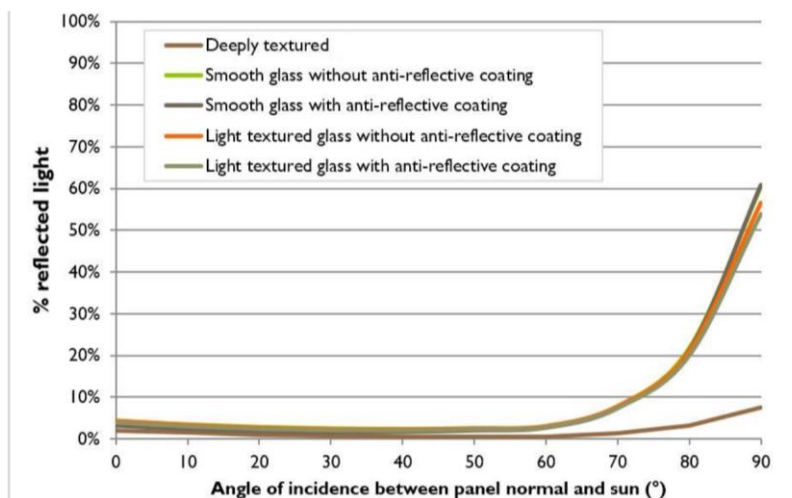


Abbildung 12: Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen [2]

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 13 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.

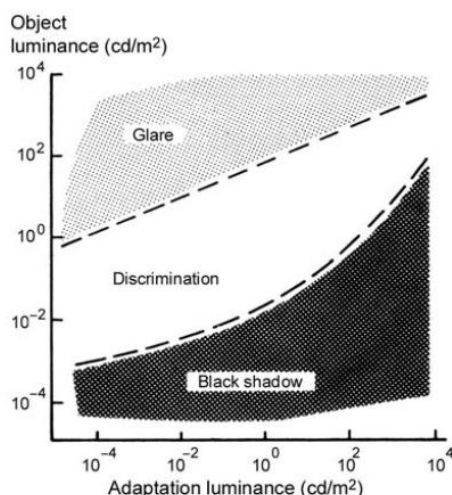


Abbildung 13: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges [5]

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/m^2]
- 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/cm^2]
- Die Einstufung des Blendpotenzials auf Basis der Bestrahlungsstärke und der Größe der Blendquelle [grün/gelb/rot]
- Leuchtdichte der Blendung [cd/m^2]

Das Blendpotenzial wird gemäß Abbildung 14 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.

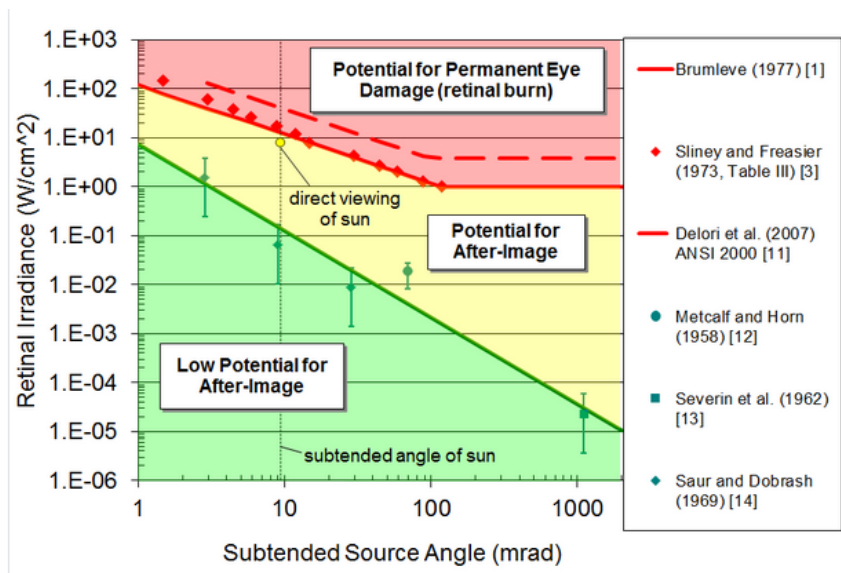


Abbildung 14: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung [11]

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 15 ist eine Übersicht über die angelegte Simulation dargestellt.



Abbildung 15: PV-Anlage (blau), Immissionsorte (rot) und in der Simulation berücksichtigte Sichtunterbrechungen (orange) in der Simulationssoftware ForgeSolar I



Abbildung 16: Immissionsorte (rot) in der Simulationssoftware ForgeSolar II

6.1 Variante 1: PV-Anlage Südaufständerung (Azimut=180°)

Die Modellierung der PV-Anlage basiert auf den vom Auftraggeber bereitgestellten Planungsunterlagen sowie ergänzenden Satellitendaten. Die Modulflächen wurden mit einem Azimut von 180° (Südausrichtung) und einem Neigungswinkel von 20° simuliert. Die mittlere Modulhöhe beträgt 2 m. Für die horizontale Einstrahlung wurde eine maximale Bestrahlungsstärke von 1000 W/m² angenommen. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Variante 1: Koordinaten der PV-Flächen

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Energiepark Drebkau PV Ost	1	51,6173354	14,258428	143,2	2	145,2

Energiepark Ost	Drebkau	PV	2	51,6175819	14,2584709	142,4	2	144,4
Energiepark Ost	Drebkau	PV	3	51,6177218	14,2583422	141,7	2	143,7
Energiepark Ost	Drebkau	PV	4	51,6186011	14,2586855	140,3	2	142,3
Energiepark Ost	Drebkau	PV	5	51,6184094	14,2640392	142	2	144
Energiepark Ost	Drebkau	PV	6	51,6182176	14,2692212	144,1	2	146,1
Energiepark Ost	Drebkau	PV	7	51,6164256	14,269865	142,2	2	144,2
Energiepark Ost	Drebkau	PV	8	51,6147402	14,2704658	138,6	2	140,6
Energiepark Ost	Drebkau	PV	9	51,6145003	14,2710451	138,6	2	140,6
Energiepark Ost	Drebkau	PV	10	51,6150666	14,2750255	141,3	2	143,3
Energiepark Ost	Drebkau	PV	11	51,6156329	14,2789201	140,5	2	142,5
Energiepark Ost	Drebkau	PV	12	51,6141339	14,277976	137,6	2	139,6
Energiepark Ost	Drebkau	PV	13	51,6126349	14,2770318	133,2	2	135,2
Energiepark Ost	Drebkau	PV	14	51,6121952	14,2776112	132,3	2	134,3
Energiepark Ost	Drebkau	PV	15	51,610323	14,2782978	129,1	2	131,1
Energiepark Ost	Drebkau	PV	16	51,6084774	14,2789845	126,3	2	128,3
Energiepark Ost	Drebkau	PV	17	51,6089039	14,2741136	127,2	2	129,2

Energiepark Drebkau PV Ost	18	51,6093303	14,2692427	130	2	132
Energiepark Drebkau PV Ost	19	51,6123818	14,2683844	134,2	2	136,2
Energiepark Drebkau PV Ost	20	51,6142205	14,2613892	140,3	2	142,3
Energiepark Drebkau PV Ost	21	51,6143069	14,2610999	140,4	2	142,4
Energiepark Drebkau PV Ost	22	51,6144734	14,2608103	140,1	2	142,1
Energiepark Drebkau PV Ost	23	51,6148465	14,2600378	140,3	2	142,3
Energiepark Drebkau PV Ost	24	51,6162908	14,2585248	142,4	2	144,4
Energiepark Drebkau PV West	1	51,6178213	14,2573838	142,2	1,8	144
Energiepark Drebkau PV West	2	51,6179845	14,2546318	143,6	1,8	145,4
Energiepark Drebkau PV West	3	51,618201	14,2517082	144	1,8	145,8
Energiepark Drebkau PV West	4	51,6184042	14,2489777	145,1	1,8	146,9
Energiepark Drebkau PV West	5	51,6186073	14,2459468	149,4	1,8	151,2
Energiepark Drebkau PV West	6	51,6168887	14,2465691	144,4	1,8	146,2
Energiepark Drebkau PV West	7	51,6151699	14,2471914	140,9	1,8	142,7
Energiepark Drebkau PV West	8	51,6154264	14,2499594	142,3	1,8	144,1

Energiepark Drebkau PV West	9	51,6156829	14,2525558	141,6	1,8	143,4
Energiepark Drebkau PV West	10	51,6159393	14,2552165	142	1,8	143,8
Energiepark Drebkau PV West	11	51,6161958	14,2577056	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	12	51,6165889	14,2575179	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	13	51,6170086	14,257373	142,9	1,8	144,7
Energiepark Drebkau PV West	14	51,6174016	14,2573569	143	1,8	144,8

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 Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständerung (Azimut=90°/270°)

Die Modellierung der PV-Anlage basiert auf den vom Auftraggeber bereitgestellten Planungsunterlagen sowie ergänzenden Satellitendaten. Die Modulflächen wurden mit einem Azimut von 90°/270° (Ost-West-Ausrichtung) und einem Neigungswinkel von 15° simuliert. Die mittlere Modulhöhe beträgt 1,8 m. Für die horizontale Einstrahlung wurde eine maximale Bestrahlungsstärke von 1000 W/m² angenommen. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Variante 2: Koordinaten der PV-Flächen

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Energiepark Drebkau PV Ost	1	51,6173354	14,258428	143,2	1,8	145
Energiepark Drebkau PV Ost	2	51,6175819	14,2584709	142,4	1,8	144,2
Energiepark Drebkau PV Ost	3	51,6177218	14,2583422	141,7	1,8	143,5
Energiepark Drebkau PV Ost	4	51,6186011	14,2586855	140,3	1,8	142,1
Energiepark Drebkau PV Ost	5	51,6184094	14,2640392	142	1,8	143,8
Energiepark Drebkau PV Ost	6	51,6182176	14,2692212	144,1	1,8	145,9
Energiepark Drebkau PV Ost	7	51,6164256	14,269865	142,2	1,8	144
Energiepark Drebkau PV Ost	8	51,6147402	14,2704658	138,6	1,8	140,4
Energiepark Drebkau PV Ost	9	51,6145003	14,2710451	138,6	1,8	140,4
Energiepark Drebkau PV Ost	10	51,6150666	14,2750255	141,3	1,8	143,1
Energiepark Drebkau PV Ost	11	51,6156329	14,2789201	140,5	1,8	142,3
Energiepark Drebkau PV Ost	12	51,6141339	14,277976	137,6	1,8	139,4
Energiepark Drebkau PV Ost	13	51,6126349	14,2770318	133,2	1,8	135

Energiepark Drebkau PV Ost	14	51,612195 2	14,277611 2	132,3	1,8	134,1
Energiepark Drebkau PV Ost	15	51,610323	14,278297 8	129,1	1,8	130,9
Energiepark Drebkau PV Ost	16	51,608477 4	14,278984 5	126,3	1,8	128,1
Energiepark Drebkau PV Ost	17	51,608903 9	14,274113 6	127,2	1,8	129
Energiepark Drebkau PV Ost	18	51,609330 3	14,269242 7	130	1,8	131,8
Energiepark Drebkau PV Ost	19	51,612381 8	14,268384 4	134,2	1,8	136
Energiepark Drebkau PV Ost	20	51,614220 5	14,261389 2	140,3	1,8	142,1
Energiepark Drebkau PV Ost	21	51,614306 9	14,261099 9	140,4	1,8	142,2
Energiepark Drebkau PV Ost	22	51,614473 4	14,260810 3	140,1	1,8	141,9
Energiepark Drebkau PV Ost	23	51,614846 5	14,260037 8	140,3	1,8	142,1
Energiepark Drebkau PV Ost	24	51,616290 8	14,258524 8	142,4	1,8	144,2
Energiepark Drebkau PV West	1	51,617821 3	14,257383 8	142,2	1,8	144
Energiepark Drebkau PV West	2	51,617984 5	14,254631 8	143,6	1,8	145,4
Energiepark Drebkau PV West	3	51,618201	14,251708 2	144	1,8	145,8
Energiepark Drebkau PV West	4	51,618404 2	14,248977 7	145,1	1,8	146,9

Energiepark Drebkau PV West	5	51,6186073	14,2459468	149,4	1,8	151,2
Energiepark Drebkau PV West	6	51,6168887	14,2465691	144,4	1,8	146,2
Energiepark Drebkau PV West	7	51,6151699	14,2471914	140,9	1,8	142,7
Energiepark Drebkau PV West	8	51,6154264	14,2499594	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	9	51,6156829	14,2525558	141,6	1,8	143,4
Energiepark Drebkau PV West	10	51,6159393	14,2552165	142	1,8	143,8
Energiepark Drebkau PV West	11	51,6161958	14,2577056	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	12	51,6165889	14,2575179	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	13	51,6170086	14,257373	142,9	1,8	144,7
Energiepark Drebkau PV West	14	51,6174016	14,2573569	143	1,8	144,8

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.

6.3 Variante 3: Tracker-PV-Anlage

Die PV-Flächen werden als einachsige-nachgeführtes System gemäß den Planungsunterlagen simuliert. Das Nachführungsverhalten der Modultische in der Simulation entspricht dem in Kapitel 3 beschriebenen Backtracking-Verhalten. Für die horizontale Einstrahlung wurde eine maximale Bestrahlungsstärke von 1000 W/m^2 angenommen. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3: Variante 3: Koordinaten der PV-Flächen

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Energiepark Drebkau PV Ost	1	51,6173354	14,258428	143,2	1,8	145
Energiepark Drebkau PV Ost	2	51,6175819	14,2584709	142,4	1,8	144,2
Energiepark Drebkau PV Ost	3	51,6177218	14,2583422	141,7	1,8	143,5
Energiepark Drebkau PV Ost	4	51,6186011	14,2586855	140,3	1,8	142,1
Energiepark Drebkau PV Ost	5	51,6184094	14,2640392	142	1,8	143,8
Energiepark Drebkau PV Ost	6	51,6182176	14,2692212	144,1	1,8	145,9
Energiepark Drebkau PV Ost	7	51,6164256	14,269865	142,2	1,8	144
Energiepark Drebkau PV Ost	8	51,6147402	14,2704658	138,6	1,8	140,4
Energiepark Drebkau PV Ost	9	51,6145003	14,2710451	138,6	1,8	140,4
Energiepark Drebkau PV Ost	10	51,6150666	14,2750255	141,3	1,8	143,1

Energiepark Drebkau PV Ost	11	51,6156329	14,2789201	140,5	1,8	142,3
Energiepark Drebkau PV Ost	12	51,6141339	14,277976	137,6	1,8	139,4
Energiepark Drebkau PV Ost	13	51,6126349	14,2770318	133,2	1,8	135
Energiepark Drebkau PV Ost	14	51,6121952	14,2776112	132,3	1,8	134,1
Energiepark Drebkau PV Ost	15	51,610323	14,2782978	129,1	1,8	130,9
Energiepark Drebkau PV Ost	16	51,6084774	14,2789845	126,3	1,8	128,1
Energiepark Drebkau PV Ost	17	51,6089039	14,2741136	127,2	1,8	129
Energiepark Drebkau PV Ost	18	51,6093303	14,2692427	130	1,8	131,8
Energiepark Drebkau PV Ost	19	51,6123818	14,2683844	134,2	1,8	136
Energiepark Drebkau PV Ost	20	51,6142205	14,2613892	140,3	1,8	142,1
Energiepark Drebkau PV Ost	21	51,6143069	14,2610999	140,4	1,8	142,2
Energiepark Drebkau PV Ost	22	51,6144734	14,2608103	140,1	1,8	141,9
Energiepark Drebkau PV Ost	23	51,6148465	14,2600378	140,3	1,8	142,1
Energiepark Drebkau PV Ost	24	51,6162908	14,2585248	142,4	1,8	144,2
Energiepark Drebkau PV West	1	51,6178213	14,2573838	142,2	1,8	144

Energiepark Drebkau PV West	2	51,6179845	14,2546318	143,6	1,8	145,4
Energiepark Drebkau PV West	3	51,618201	14,2517082	144	1,8	145,8
Energiepark Drebkau PV West	4	51,6184042	14,2489777	145,1	1,8	146,9
Energiepark Drebkau PV West	5	51,6186073	14,2459468	149,4	1,8	151,2
Energiepark Drebkau PV West	6	51,6168887	14,2465691	144,4	1,8	146,2
Energiepark Drebkau PV West	7	51,6151699	14,2471914	140,9	1,8	142,7
Energiepark Drebkau PV West	8	51,6154264	14,2499594	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	9	51,6156829	14,2525558	141,6	1,8	143,4
Energiepark Drebkau PV West	10	51,6159393	14,2552165	142	1,8	143,8
Energiepark Drebkau PV West	11	51,6161958	14,2577056	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	12	51,6165889	14,2575179	142,3	1,8	144,1
Energiepark Drebkau PV West	13	51,6170086	14,257373	142,9	1,8	144,7
Energiepark Drebkau PV West	14	51,6174016	14,2573569	143	1,8	144,8

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.

6.4 Immissionsorte

Im Rahmen des Blendgutachtens für den geplanten Solarpark Drebkau wurden mehrere potenziell sensible Immissionsorte identifiziert, die aufgrund ihrer Lage und potenziellen Sichtbeziehungen zur geplanten Photovoltaikanlage in die Untersuchung einbezogen werden. Ziel ist es, mögliche temporäre Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht auf umliegende Nutzungen und Aufenthaltsbereiche zu bewerten.

Ein zentraler Immissionsort ist der Gemeindeteil Papproth, der sich nordöstlich des geplanten Solarparks befindet. Aufgrund seiner Nähe zur Projektfläche und der offenen Landschaftsstruktur besteht hier potenziell eine direkte Sichtverbindung zu den Modulflächen.

Ein weiterer relevanter Untersuchungsbereich ist die Betriebsstraße der LEAG, die den Solarpark durchquert und sowohl für betriebliche Fahrten als auch für gelegentliche öffentliche Nutzung vorgesehen ist. Entlang dieser Strecke könnten insbesondere Fahrerinnen und Fahrer temporären Blendwirkungen ausgesetzt sein, weshalb eine detaillierte Analyse entlang des Straßenverlaufs erforderlich ist.

Besondere Aufmerksamkeit gilt dem Aussichtspunkt Wolkenberg sowie dem nahegelegenen Weinberg Wolkenberg, die sich westlich der Projektfläche befinden. Beide Orte sind landschaftlich und touristisch bedeutsam und bieten weite Ausblicke über das rekultivierte Tagebaugelände.

Ergänzend wird auch das Lokal „Weinwirtschaft Wolkenberg“ als sensibler Immissionsort berücksichtigt. Als gastronomische Einrichtung mit Außenbereich und Blickrichtung zur Projektfläche ist es wichtig, mögliche Beeinträchtigungen des Aufenthaltskomforts durch Blendwirkungen auszuschließen oder zu minimieren.

Diese Immissionsorte wurden auf Grundlage ihrer Lage, Nutzung und potenziellen Sichtbeziehungen zum Solarpark ausgewählt und bilden die Grundlage für die simulationsgestützte Blendprognose im Rahmen des Gutachtens.

Grundlage für die gewählten Immissionsorte sind Angaben des Auftraggebers, sowie Satellitenbilder von 08/2024. Die Untersuchungshöhe für den Straßenverkehr wird auf 3 m über der Strecke festgelegt. Für die Straßen wird ein relevanter Sichtwinkel von $\pm 30^\circ$ zur Fahrtrichtung untersucht. Die exakten Koordinaten, die Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Untersuchungshöhe und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 4 und Tabelle 5 zu entnehmen.

Tabelle 4: Koordinaten der zu untersuchenden Verkehrsstrecken

Betriebsstrasse LEAG	1	51,62121	14,25939	148	3	148
Betriebsstrasse LEAG	2	51,61855	14,258	141,1	3	141,1
Betriebsstrasse LEAG	3	51,61712	14,25777	143	3	143
Betriebsstrasse LEAG	4	51,61618	14,25809	142,3	3	142,3
Betriebsstrasse LEAG	5	51,6148	14,25947	140,4	3	140,4
Betriebsstrasse LEAG	6	51,61403	14,26103	140	3	140
Betriebsstrasse LEAG	7	51,61263	14,26708	136,2	3	136,2
Betriebsstrasse LEAG	8	51,61195	14,26859	133,8	3	133,8
Betriebsstrasse LEAG	9	51,6112	14,26961	131,7	3	131,7
Betriebsstrasse LEAG	10	51,60966	14,27107	130,8	3	130,8
Betriebsstrasse LEAG	11	51,60778	14,2728	127,1	3	127,1
Betriebsstrasse LEAG	12	51,6056	14,2749	126,1	3	126,1

Tabelle 5: Koordinaten der zu untersuchenden Beobachtungspunkte

Untersuchungs- punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Untersuchungs- höhe [m]	Höhe ü. NN
-------------------------	--------------------	-------------------	-------------------	----------------------------	---------------

					gesamt [m]
1	51,6201487	14,2656018	144,5	5	149,5
2	51,6202653	14,2665379	143,6	5	148,6
3	51,6204185	14,2662697	143,7	5	148,7
4	51,62059	14,2660793	144,5	5	149,5
5	51,6076138	14,2602744	130,7	2	132,7
6	51,6098613	14,2588767	158,5	2	160,5



Abbildung 17: Verortung der Wohngebäude des Ortsteils Papproth

6.5 Topografie des Geländes

Die Topografie des Geländes, auf dem der Energiepark Drebkau entstehen soll, ist geprägt durch seine Vergangenheit als Teil des ehemaligen Braunkohletagebaus Welzow-Süd. Nach der Einstellung des

Bergbaubetriebs wurde das Areal einer umfassenden Rekultivierung unterzogen, wodurch eine weitgehend ebene bis sanft wellige Landschaft entstand. Diese rekultivierte Fläche wird heute überwiegend landwirtschaftlich genutzt und weist eine offene, großräumige Struktur auf. Es sind keine nennenswerten Verschattungen durch natürliche Erhebungen oder bauliche Strukturen zu erwarten sind. In der Umgebung des geplanten Solarparks befinden sich einige markante Geländepunkte, wie der Aussichtspunkt und der Weinberg Wolkenberg, die sich auf einer leicht erhöhten Position westlich der Projektfläche befinden.

Neben der bereits beschriebenen, weitgehend ebenen bis sanft welligen Rekultivierungslandschaft weist das Gelände des Energieparks Drebkau zwei ausgeprägte großräumige Neigungsrichtungen auf, die für die Strahlungsgeometrie und mögliche Sichtbeziehungen relevant sind.

6.5.1 Ost–West-Neigung

Ein Höhenprofil entlang einer quer über die Projektfläche verlaufenden Ost–West-Linie zeigt einen systematischen Höhenabfall von West nach Ost, siehe Abbildung 18.

Die westlichen Teilbereiche der geplanten PV-Fläche liegen auf einem Niveau von etwa 140–143 m ü. NHN, während die Höhenwerte im östlichen Bereich auf etwa 136 m ü. NHN absinken.

Dies entspricht einem Höhendifferenz von rund 4-7 m über eine horizontale Distanz von ca. 2,3 km, was einer mittleren Neigung von etwa 0,3 % entspricht.

Diese leichte, aber kontinuierliche Absenkung bewirkt, dass PV-Flächen im Osten topografisch etwas tiefer liegen als westlichen Modulflächen. Für mögliche Reflexionen bedeutet dies, dass westlich gelegene Beobachtungspunkte tendenziell in einer minimal tieferliegenden Position relativ zur Moduloberkante liegen.

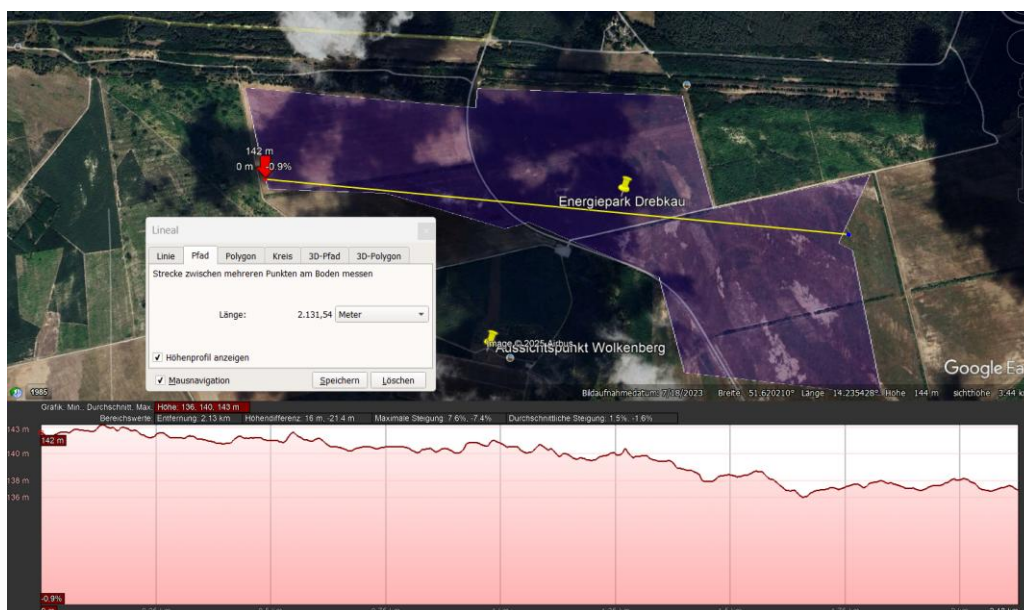


Abbildung 18: Höhenprofil von Ost nach West über PV-Fläche [Quelle: Google Earth]

6.5.2 Nord–Süd-Neigung

Das Gelände fällt darüber hinaus in Nord–Süd-Richtung ab, siehe Abbildung 19.

Die nördlich gelegenen Anteile der Projektfläche befinden sich auf etwa 140–144 m ü. NHN, während der südliche Teil der Fläche bis auf etwa 130–136 m ü. NHN absinkt.

Damit ergibt sich ein Höhenunterschied von rund 8-12 m auf einer Distanz von ca. 1,1 km, was einer mittleren Neigung von etwa 0,9–1,1 % entspricht.

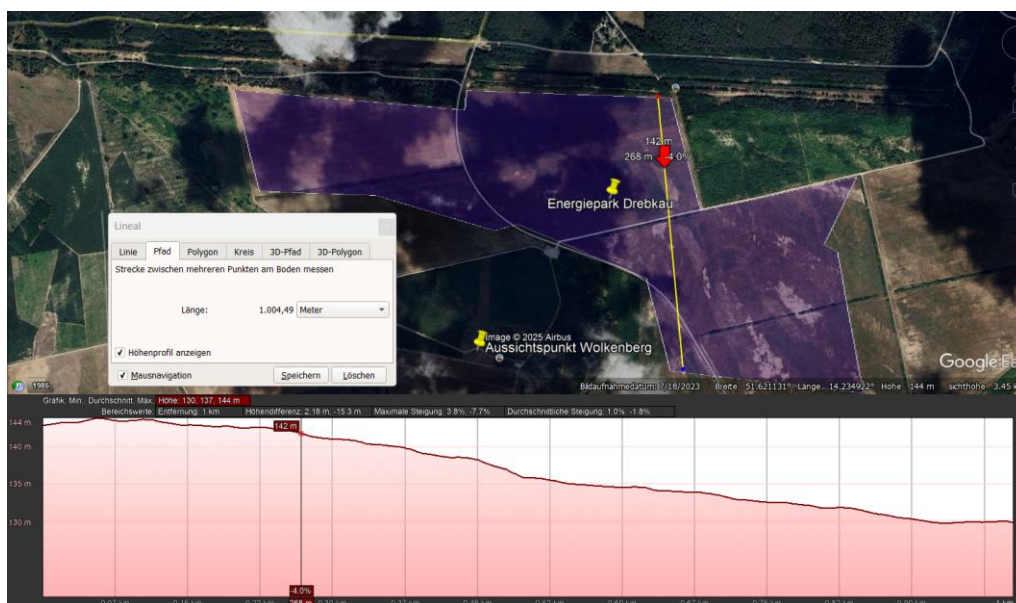


Abbildung 19: Höhenprofil von Nord nach Süd über PV-Fläche [Quelle: Google Earth]

6.6 Sichtunterbrechungen

Ein wesentlicher Bestandteil des Blendgutachtens für den Solarpark Drebkau ist die Bewertung potenzieller Sichtverbindungen zwischen der Photovoltaikanlage und umliegenden sensiblen Bereichen. In diesem Zusammenhang wurde insbesondere der Aussichtspunkt Wolkenberg sowie der angrenzende Weinberg Wolkenberg untersucht, da diese Orte aufgrund ihrer touristischen Nutzung und erhöhten Lage als potenziell exponierte Immissionsorte gelten.

Die Analyse des Geländeprofiles zeigt jedoch eindeutig, dass keine direkte Sichtverbindung zwischen dem östlichen Teil der geplanten PV-Anlage und dem Aussichtspunkt besteht. Der Aussichtspunkt liegt auf einer Höhe von etwa 156 Metern über NHN. Zwischen diesem Punkt und der PV-Fläche erhebt sich das Gelände auf bis zu 158 Meter, bevor es in Richtung der Projektfläche deutlich auf etwa 133 Meter abfällt. Diese natürliche Geländeerhebung wirkt als topografische Abschirmung. Sie wird in der Simulation mit einem Höhenunterschied von 2 m berücksichtigt.

Aufgrund dieser Konstellation ist davon auszugehen, dass vom Aussichtspunkt Wolkenberg sowie vom Weinberg aus wenig bis keine Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht von den Solarmodulen

wahrnehmbar sein werden. Die topografische Barriere stellt somit einen wirksamen Schutz vor visuellen Beeinträchtigungen dar und wird entsprechend im Gutachten berücksichtigt. Die Analyse erfolgt ausschließlich anhand Satellitendaten und wurde seitens des Gutachters nicht bei einem Vor-Ort-Termin verifiziert.

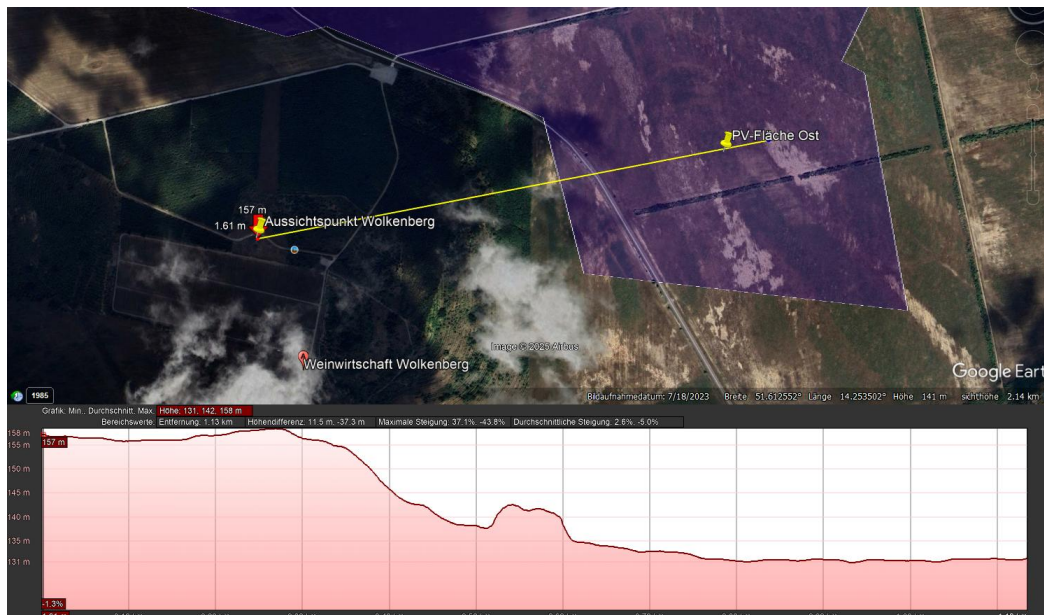


Abbildung 20: Geländeprofil unter Berücksichtigung des Aussichtspunktes Wolkenberg und der (für potenzielle Blendung relevante) östlichen PV-Fläche

Im Bereich nördlich der geplanten PV-Flächen befindet sich ein ausgedehnter, dichter Waldstreifen, der das Gelände über die gesamte Länge der Nordkante hinweg begleitet. Dieser Bewuchs umfasst sowohl hohe Nadelholzbestände als auch Gehölzstrukturen an den Waldrändern und stellt eine wesentliche topografisch-vegetative Abschirmung gegenüber Beobachtungspunkten im Norden dar.

Zur realistischen Abbildung dieser Abschirmwirkung wurde der nördlich angrenzende Bewuchs in der ForgeSolar-Simulation durch drei separate Sichtunterbrechungen (Obstruction 2, 3 und 4) modelliert, siehe Abbildung 21. Die Sichtunterbrechungen wurden entlang des Waldsaums positioniert und repräsentieren sowohl die kontinuierliche Baumlinie als auch lokale Verdichtungen im Bewuchs. Durch diese zusätzliche Modellierung wird gewährleistet, dass die tatsächlichen Geländeverhältnisse und die bestehenden Vegetationshöhen in der Blendbewertung angemessen berücksichtigt werden.



Abbildung 21: Weitere Sichtunterbrechungen durch natürlichen Bewuchs

7 Ergebnisse mit ForgeSolar

7.1 Variante 1: PV-Anlage Südaufständigung (Azimut=180°)

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 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. Auch Sichtunterbrechungen werden durch die Simulation nicht ermittelt und müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert. In Tabelle 6 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.

Tabelle 6: Variante 1: Simulationsergebnisse nach Filterung der Ergebnisse

Immissionsort	Definition	Jährliche Dauer der Blendung [min] PV Ost	Tägliche Dauer der Blendung [min] PV Ost	Jährliche Dauer der Blendung [min] PV West	Tägliche Dauer der Blendung [min] PV West
OP 1:	Wohngebäude Papproth 1	0	0	0	0
OP 2:	Wohngebäude Papproth 2	0	0	0	0
OP 3:	Wohngebäude Papproth 3	0	0	0	0
OP 4:	Wohngebäude Papproth 4	0	0	0	0
OP 5:	Weinwirtschaft Wolkenberg	625	13	0	0
OP 6:	Aussichtspunkt Wolkenberg / Weinberg Wolkenberg	1793	19	0	0
Straßenverkehr	Betriebsstraße LEAG	4320	37	1229	15

Straßenverkehr der Betriebsstraße LEAG

Die Ergebnisse der Simulation für den Straßenverkehr der Betriebsstraße LEAG sind in Abbildung 22 dargestellt. Es kommt von Ende März bis Mitte September zwischen 5:30 und 6:15 Uhr, sowie 18:00 und 19:15 Uhr zu potenzieller Blendung.

Die Reflexionen können nahe der Hauptblickrichtung der Verkehrsbeteiligten auftreten, die Reflexionen sind daher als potenziell sichtbeeinträchtigend einzustufen. Der betroffene Streckenabschnitt ist in

Abbildung 23 dargestellt. Abbildung 24 stellt die potenziell blendwirksame Modulfläche (gelb markiert) mit möglicher temporärer Beeinträchtigung des Straßenverkehrs durch Reflexionen dar.

Im Rahmen der blendtechnischen Bewertung wurde auch die Betriebsstraße der LEAG, welche das Plangebiet durchquert, als potenziell betroffener Verkehrsweg berücksichtigt. Die Analyse zeigt, dass bestimmte Modulflächen – insbesondere im östlichen Bereich der geplanten PV-Anlage – potenziell reflektierende Sonnenstrahlen in Richtung dieser Straße abgeben könnten. Die betroffenen Flächen wurden in der Blendprognose entsprechend markiert.

Zum aktuellen Planungsstand bestehen jedoch Unsicherheiten hinsichtlich der verkehrstechnischen Rahmenbedingungen dieser Straße. So ist derzeit nicht eindeutig geklärt:

- mit welchen Fahrgeschwindigkeiten auf der Strecke üblicherweise gefahren wird,
- ob und in welchem Umfang Fahrbahnmarkierungen oder andere visuelle Führungselemente vorhanden sind,
- wie hoch die tatsächliche Verkehrsfrequenz ist (z. B. betrieblicher Werksverkehr, gelegentliche Nutzung, regelmäßiger Durchgangsverkehr),
- ob es sich um eine rein betriebsinterne oder auch öffentlich zugängliche Straße handelt.

Diese offenen Parameter beeinflussen maßgeblich die Bewertung der Relevanz potenzieller Blendwirkungen. Eine abschließende Einschätzung der verkehrlichen Auswirkungen kann daher erst erfolgen, wenn belastbare Informationen zu Nutzung, Verkehrsaufkommen und Sichtverhältnissen vorliegen. Bis dahin wird die Betriebsstraße vorsorglich als sensibler Immissionsort in die Blendprognose einbezogen.

Sollte sich im weiteren Planungsverlauf herausstellen, dass die Straße nur mit geringer Geschwindigkeit befahren wird, keine Fahrbahnmarkierungen vorhanden sind, und es sich um eine wenig frequentierte, nicht öffentliche Betriebsstraße handelt, ist aus technischer Sicht nicht von einer verkehrsrelevanten Beeinträchtigung durch Blendung auszugehen. In einem solchen Fall wären keine zusätzlichen Blendschutzmaßnahmen erforderlich.

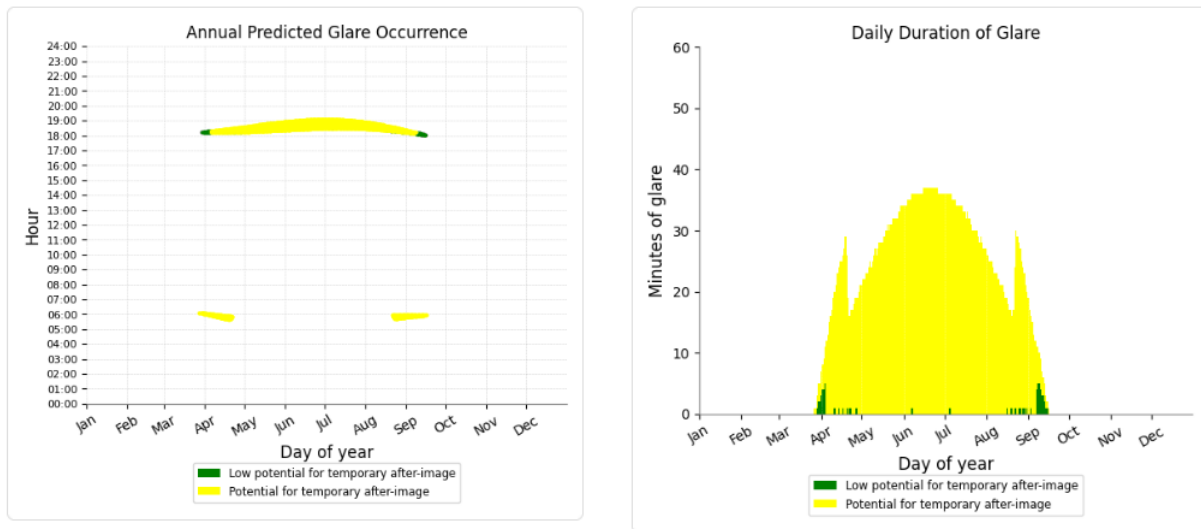


Abbildung 22: Variante 1: Zeitraum und tägliche Dauer auf den Straßenverkehr der Betriebsstraße LEAG

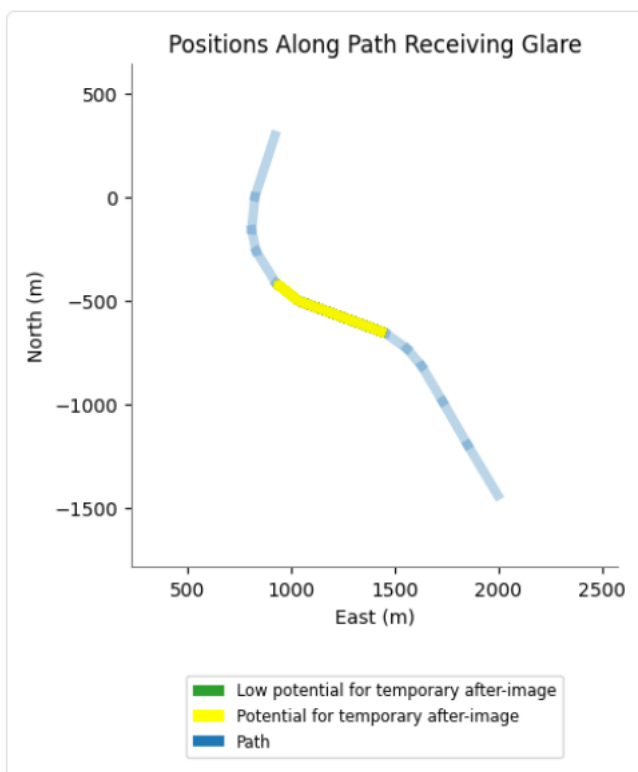


Abbildung 23: Variante 1: Von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt in gelb dargestellt

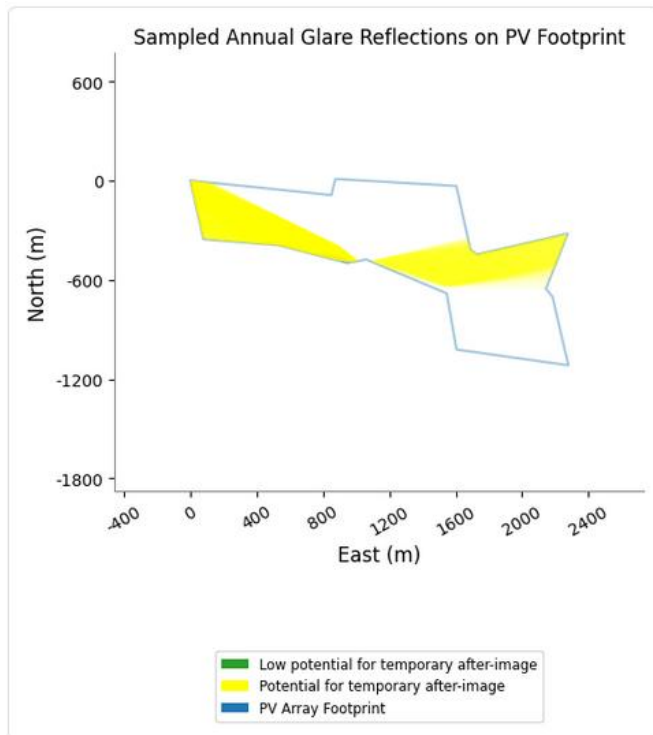


Abbildung 24: Variante 1: Darstellung der potenziell blendwirksamen Modulfläche (gelb markiert) mit möglicher temporärer Beeinträchtigung des Straßenverkehrs durch reflektiertes Sonnenlicht gemäß Simulationsgrundlage

OP 5

Die Ergebnisse der Simulation für OP 5 sind in Abbildung 25 dargestellt. Es kommt Anfang April bis Mitte September zwischen 05:00 und 06:00 zu potenzieller Blendung. Es werden tägliche Blenddauern von bis zu 12 Minuten ermittelt. Es wird jedoch festgestellt, dass die täglichen und jährlichen potenziellen Blenddauern deutlich unterhalb der Grenzwerte gemäß LAI-Hinweisen liegen. Eine erhebliche Beeinträchtigung wird daher ausgeschlossen.

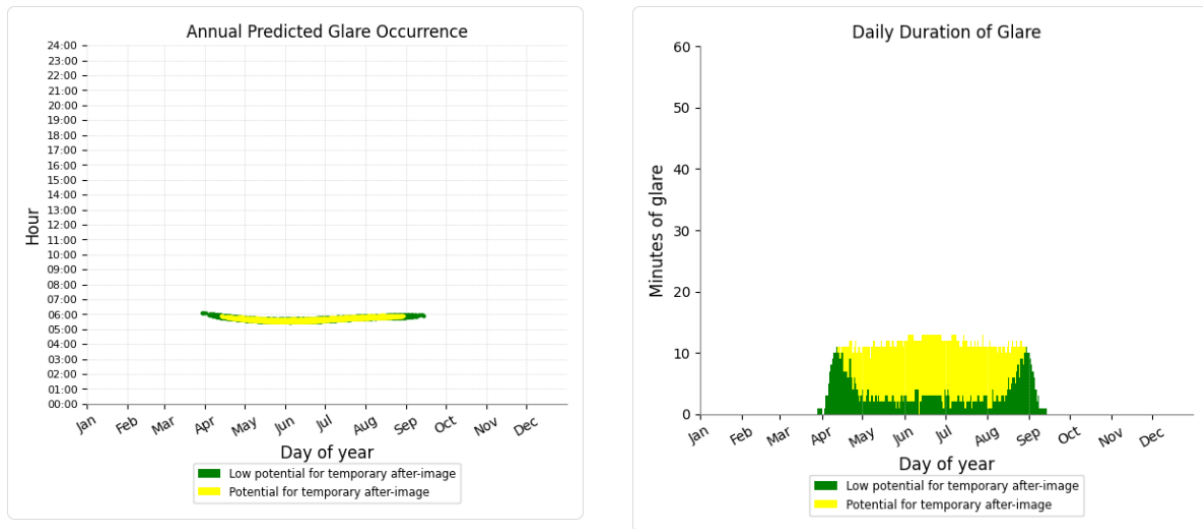


Abbildung 25: Variante 1: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf OP 5

OP 6

Die Ergebnisse der Simulation für OP 6 sind in Abbildung 26 dargestellt. Es kommt von Mitte März bis Ende September zwischen 06:00 und 06:45 zu potenzieller Blendung. Es werden tägliche Blenddauern von bis zu 18 Minuten ermittelt. Es wird jedoch festgestellt, dass die täglichen und jährlichen potenziellen Blenddauern deutlich unterhalb der Grenzwerte gemäß LAI-Hinweisen liegen. Eine erhebliche Beeinträchtigung wird daher ausgeschlossen.

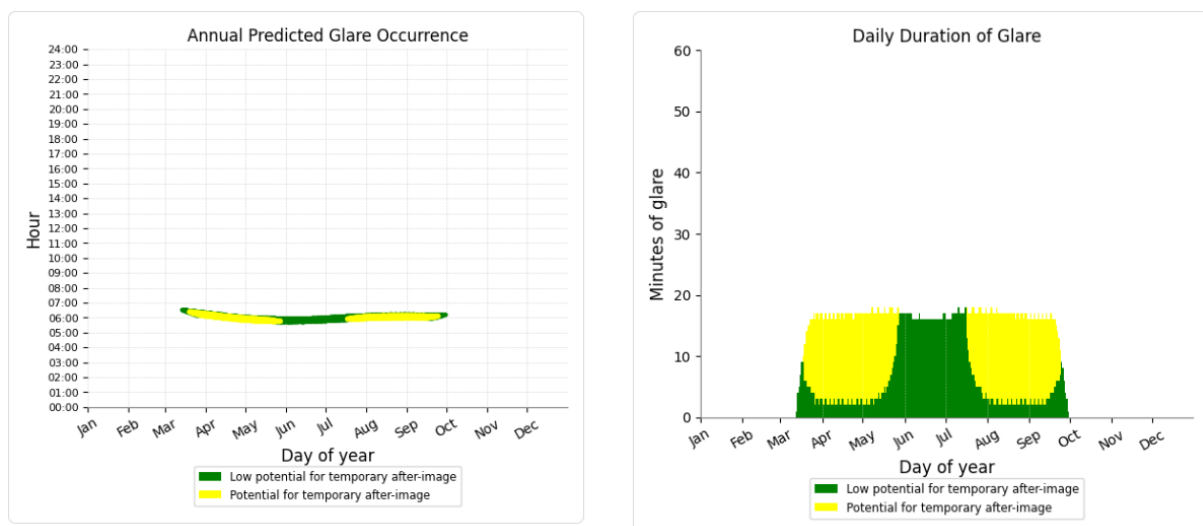


Abbildung 26: Variante 1: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf OP 6

7.2 Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständerung (Azimut=90°/270°)

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 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. Auch Sichtunterbrechungen werden durch die Simulation nicht ermittelt und müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert. In Tabelle 7 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.

Tabelle 7: Variante 2: Simulationsergebnisse nach Filterung der Ergebnisse

Immissionsort	Definition	Jährliche Dauer der Blendung [min] PV Ost	Tägliche Dauer der Blendung [min] PV Ost	Jährliche Dauer der Blendung [min] PV West	Tägliche Dauer der Blendung [min] PV West
OP 1:	Wohngebäude Papproth 1	0	0	478	19
OP 2:	Wohngebäude Papproth 2	0	0	535	19
OP 3:	Wohngebäude Papproth 3	0	0	320	18
OP 4:	Wohngebäude Papproth 4	0	0	0	0
OP 5:	Weinwirtschaft Wolkenberg	0	0	0	0
OP 6:	Aussichtspunkt Wolkenberg / Weinberg Wolkenberg	1076	28	0	0
Straßenverkehr	Betriebsstraße LEAG	41606	250	3923	29

7.2.1 Ergebnisbeschreibung – PV Feld Ost

Für das PV-Feld Ost ergeben sich an zwei Immissionsorten Yellow-Glare-Ereignisse:

OP 6 – Aussichtspunkt Wolkenberg / Weinberg Wolkenberg mit

- Jährliche Dauer: 1076 min/Jahr
- Maximale tägliche Dauer: 28 min/Tag

Abbildung 27 verdeutlicht den Zeitraum und die tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf OP6. Abbildung 28 verdeutlicht die PV-Fläche, welche eine potenzielle Blendwirkung verursacht.

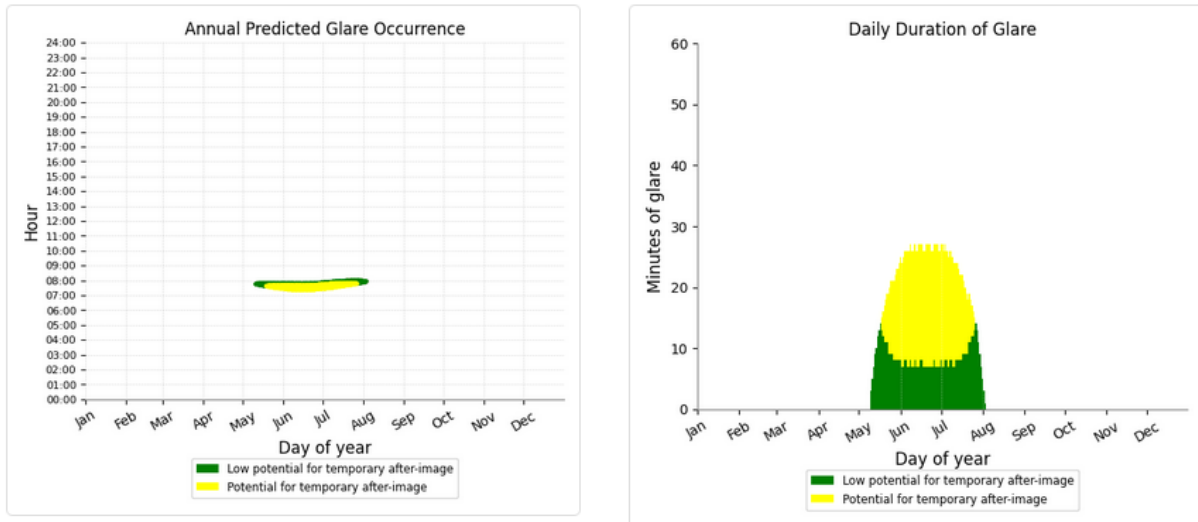


Abbildung 27: Variante 2 PV-Feld Ost: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf OP 6

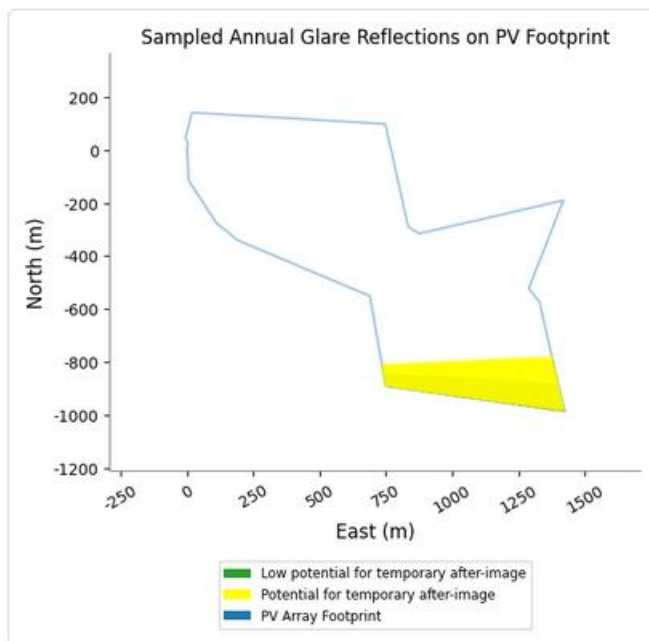


Abbildung 28: Variante 2 PV-Feld Ost: Darstellung der potenziell blendwirksamen Modulfläche (gelb markiert) mit möglicher temporärer Beeinträchtigung des Straßenverkehrs durch reflektiertes Sonnenlicht gemäß Simulationsgrundlage

Für die Betriebsstraße LEAG ergeben sich folgende Ergebnisse:

- Jährliche Dauer: 41 606 min/Jahr

- Maximale tägliche Dauer: 250 min/Tag

Abbildung 29 verdeutlicht den Zeitraum und die tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG. Abbildung 30 verdeutlicht die PV-Fläche, welche eine potenzielle Blendwirkung verursacht.

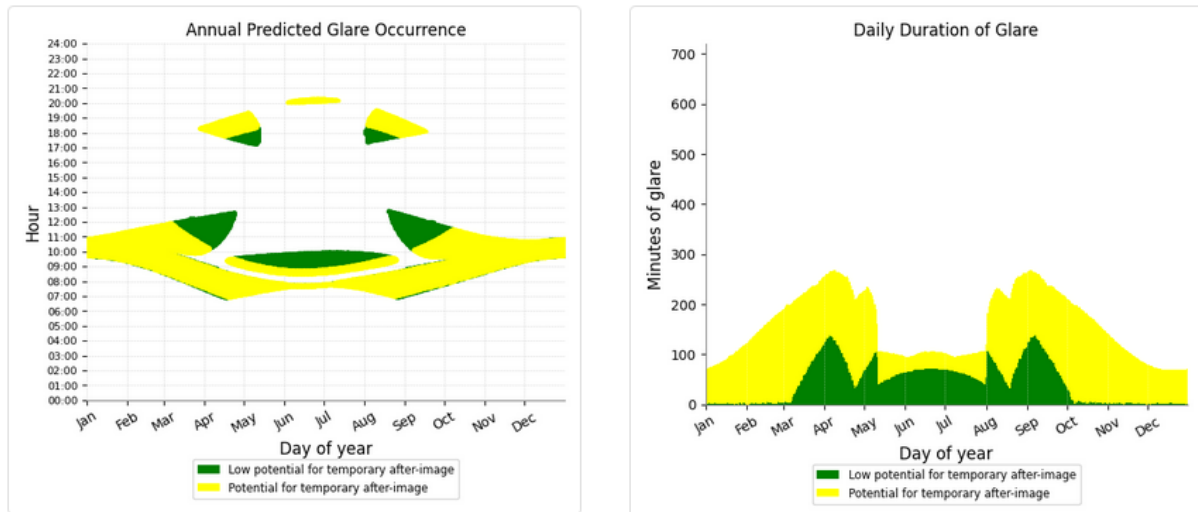


Abbildung 29: Variante 2 PV-Feld Ost: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG

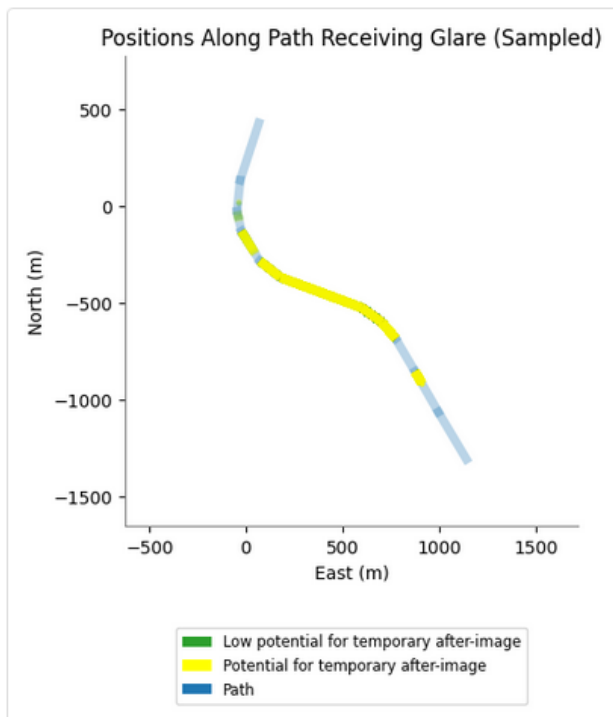


Abbildung 30: Variante 2 PV-Feld Ost: Von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt in gelb dargestellt

Alle übrigen Immissionsorte (OP 1–4): 0 min/Jahr und 0 min/Tag. Für die nördlich gelegenen Wohngebäude entstehen keine Yellow-Glare-Ereignisse.

7.2.2 Ergebnisbeschreibung – PV Feld West

OP 1–3 – Wohngebäude Papproth 1–3:

- OP 1: 478 min/Jahr, 19 min/Tag
- OP 2: 535 min/Jahr, 19 min/Tag
- OP 3: 320 min/Jahr, 18 min/Tag

OP 4–6:

- 0 min/Jahr
- 0 min/Tag

Betriebsstraße LEAG

- Jährliche Dauer: 3923 min/Jahr
- Maximale tägliche Dauer: 29 min/Tag

Abbildung 31 verdeutlicht den Zeitraum und die tägliche Dauer der potenziellen Blendung die Betriebsstraße LEAG. Abbildung 32 verdeutlicht die PV-Fläche, welche eine potenzielle Blendwirkung verursacht.

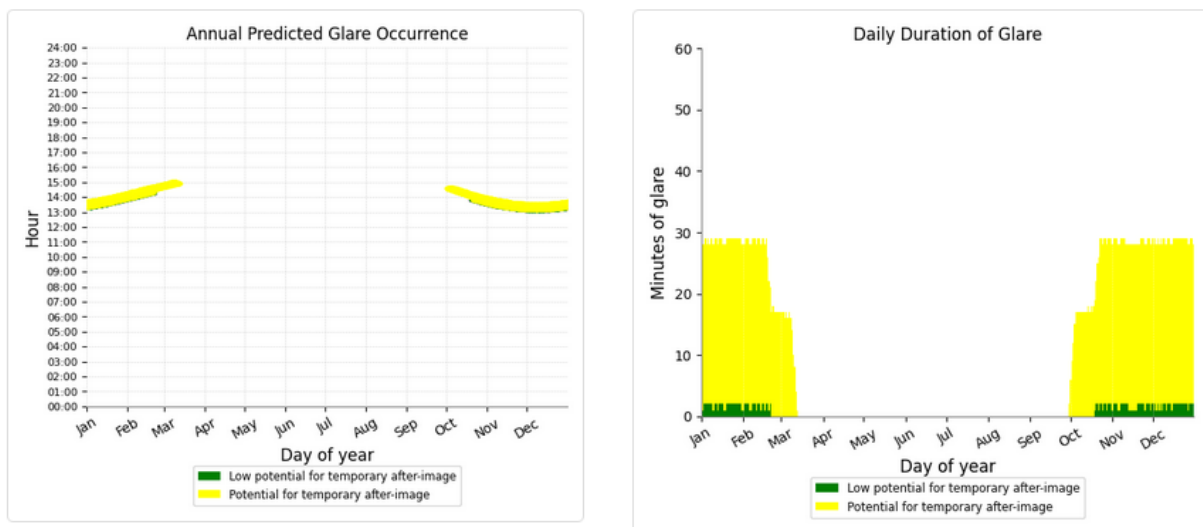


Abbildung 31: Variante 2 PV-Feld West: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG

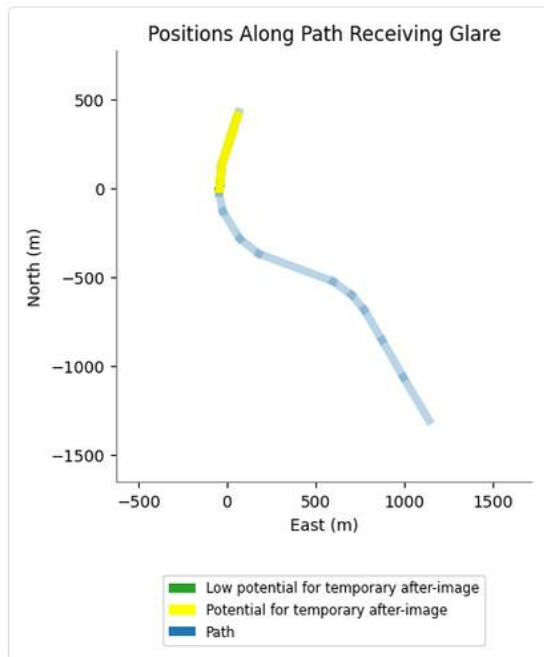


Abbildung 32: Variante 2 PV-Feld West: Von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt in gelb dargestellt

7.3 Variante 3: Tracker-PV-Anlage

Nachfolgend wird zwischen dem normalen Nachführungsbetrieb und dem Bewirtschaftungsbetrieb unterschieden.

7.3.1 Variante 3A: Tracker-PV-Anlage

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 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. Auch Sichtunterbrechungen werden durch die Simulation nicht ermittelt und müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert. In Tabelle 8 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.

Tabelle 8: Variante 3A: Simulationsergebnisse nach Filterung der Ergebnisse

Immissionsort	Definition	Jährliche Dauer der Blendung [min] PV Ost	Tägliche Dauer der Blendung [min] PV Ost	Jährliche Dauer der Blendung [min] PV West	Tägliche Dauer der Blendung [min] PV West
OP 1:	Wohngebäude Papproth 1	0	0	0	0
OP 2:	Wohngebäude Papproth 2	0	0	0	0
OP 3:	Wohngebäude Papproth 3	0	0	0	0
OP 4:	Wohngebäude Papproth 4	0	0	0	0
OP 5:	Weinwirtschaft Wolkenberg	0	0	0	0
OP 6:	Aussichtspunkt Wolkenberg / Weinberg Wolkenberg	0	0	0	0
Straßenverkehr	Betriebsstraße LEAG	0	0	0	0

Für die Tracker-PV-Anlage wurden sämtliche relevanten Immissionsorte sowie der Straßenverkehrsbereich an der Betriebsstraße LEAG in die Blendprognose einbezogen. Die Simulation erfolgte mit tagesgenauer Jahresanalyse unter Berücksichtigung der Nachführbewegung der Module, der Geländegegebenheiten sowie der vorhandenen Sichtunterbrechungen.

Die Ergebnisse zeigen, dass an keinem der betrachteten Immissionsorte relevante Blendereignisse auftreten. Sowohl die jährliche als auch die maximal mögliche tägliche Blenddauer liegen für alle Beobachtungspunkte bei 0 Minuten.

Für die höher gelegenen Standorte am Wolkenberg bestätigt die Simulation, dass die Modulflächen zu keinem Zeitpunkt in einer geometrisch ungünstigen Kombination aus Sonnenstand und Modulwinkel sichtbar werden.

Auch für den Straßenverkehr entlang der Betriebsstraße LEAG besteht keinerlei Blendrisiko, da mögliche Reflexionsstrahlen entweder durch Topografie, Vegetation oder durch die Modulbewegung selbst vollständig verhindert werden.

7.3.2 Variante 3B: Tracker-PV-Anlage Bewirtschaftung

Im Rahmen des Betriebskonzeptes der PV-Anlage ist vorgesehen, die Modultische im Zuge der Bewirtschaftungsvorgänge temporär in eine nahezu vertikale Stellung zu bringen. Diese „Bewirtschaftungsstellung“ dient üblicherweise der Durchfahrt von landwirtschaftlichen Maschinen, der Pflegearbeiten sowie der Modulreinigung und entspricht einer Modulneigung von 60°.

Da sich die Reflexionsgeometrie in dieser steilen Modulposition deutlich von der normalen Betriebsstellung unterscheidet, wurde für die Blendbewertung eine separate Simulation durchgeführt. Dabei wurden die Modulfelder entsprechend ihrer Ausrichtung jeweils wie folgt modelliert:

- Modulfeld Ost: Modulfläche um 60° nach Westen geneigt
- Modulfeld West: Modulfläche um 60° nach Osten geneigt

Durch diese gegenläufige Neigungsrichtung wird sichergestellt, dass die tatsächliche Bewirtschaftungsstellung der Module realitätsnah abgebildet wird. Die Simulation berücksichtigt dabei die momentane Modulausrichtung über das gesamte Jahr hinweg, inklusive Sonnenstand, Bewirtschaftungshöhen und bereits integrierter Sichtunterbrechungen.

Zur Bewertung dieser potenziellen Effekte wurde daher eine vollständige Jahresanalyse durchgeführt, deren Ergebnisse im folgenden Abschnitt vorgestellt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Simulationsergebnisse eine dauerhafte Neigung der Module nachstellen. Dabei wurden potenzielle Blendwirkungen in Richtungen Straßenverkehr festgestellt, auch wenn diese nur temporär zu betrachten sind, siehe Abbildung 33 und Abbildung 34.

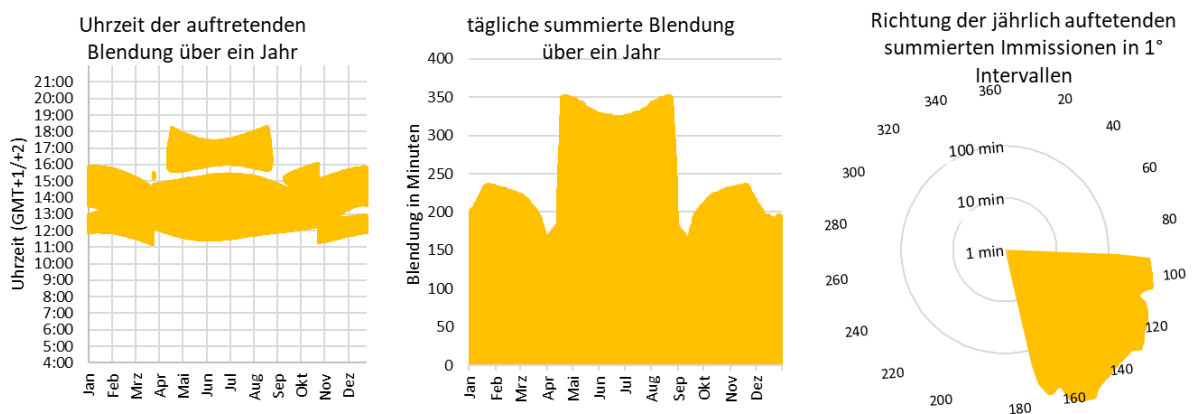


Abbildung 33: Variante 3B: PV-Feld Ost: Zeitraum, tägliche summierte Blendung und Richtung der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG

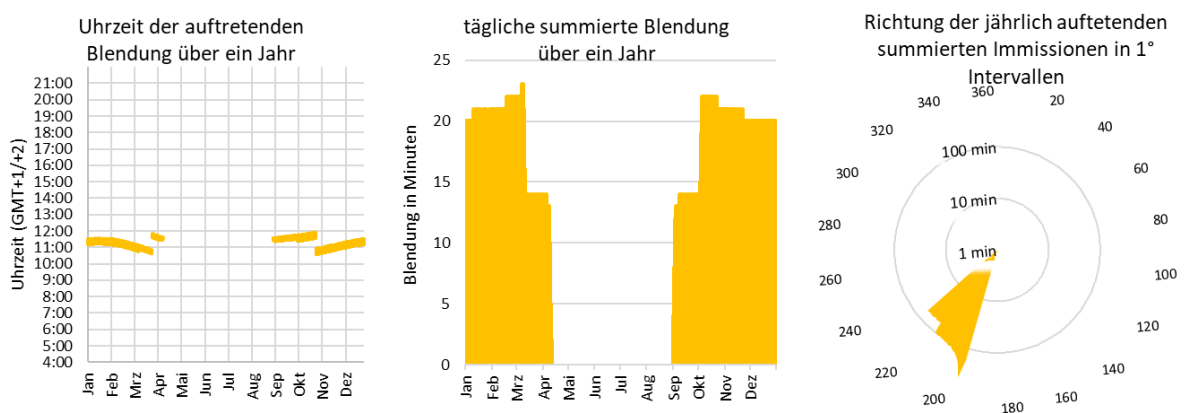


Abbildung 34: Variante 3B: PV-Feld West: Zeitraum, tägliche summierte Blendung und Richtung der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG

8 Blendschutzmaßnahmen

Nachfolgend werden die Blendschutzmaßnahmen beschrieben. Die detaillierte Ausgestaltung der Maßnahmen, wie z.B. die erforderliche Höhe des Blendschutzes, erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.

8.1 Variante 1: PV-Anlage Südaufständerung (Azimut=180°)

Im Rahmen der Blendprognose für den Energiepark Drebkau wurde die Betriebsstraße der LEAG als potenziell betroffener Verkehrsweg identifiziert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass entlang eines bestimmten Abschnitts der Straße – insbesondere im Bereich der östlich gelegenen Modulflächen – temporäre Reflexionen auftreten können, die in das relevante Sichtfeld von Verkehrsteilnehmern fallen.

Um eine potenzielle Sichtbeeinträchtigung zu vermeiden, wird empfohlen, den orange markierten Abschnitt der Betriebsstraße mit Sichtunterbrechungen auszustatten, siehe Abbildung 35. Diese sollen eine direkte Sichtverbindung zu den reflektierenden Modulflächen unterbinden und somit die Blendwirkung auf Verkehrsteilnehmer minimieren. Die vorgeschlagenen Sichtunterbrechungen basieren auf einer vorläufigen Planung. Die genaue Ausgestaltung – insbesondere die Abmessungen und Positionierung – wird erst im Zuge der finalen Projektplanung festgelegt. Denkbar sind dabei:

- Feinmaschige, blickdichte Netze entlang der bestehenden Umzäunung,
- oder ein Gehölzstreifen, der insbesondere im Sommerhalbjahr wirksam ist.

Die Maßnahme ist als vorsorglich zu verstehen und dient der Sicherstellung der Verkehrssicherheit auf der Betriebsstraße. Eine abschließende Bewertung erfolgt nach Vorlage der finalen Planungsunterlagen. Die empfohlene Sichtunterbrechung ist in Abbildung 35 in orange dargestellt.



Abbildung 35: Variante 1: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.

8.2 Variante 2: PV-Anlage Ost-West-Aufständigung (Azimut=90°/270°)

8.2.1 PV-Feld West

Gemäß des Reflexionsdiagramms treten an der Modulfläche für die PV-Fläche West und unter der Berücksichtigung der ost-ausgerichteten Module horizontnahe Reflexionen mit einem Höhenwinkel bis 5° in Richtung Osten zwischen 17 - 85° ganzjährig auf.

Im Rahmen der Blendprognose für den Energiepark Drebkau wurde die Betriebsstraße der LEAG als potenziell betroffener Verkehrsweg identifiziert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass entlang eines bestimmten Abschnitts der Straße, temporäre Reflexionen auftreten können, die in das relevante Sichtfeld von Verkehrsteilnehmern fallen.

Um eine potenzielle Sichtbeeinträchtigung zu vermeiden, wird empfohlen, den orange markierten Abschnitt der Betriebsstraße mit Sichtunterbrechungen auszustatten. Diese sollen eine direkte Sichtverbindung zu den reflektierenden Modulflächen unterbinden und somit die Blendwirkung auf Verkehrsteilnehmer minimieren. Die vorgeschlagenen Sichtunterbrechungen basieren auf einer

vorläufigen Planung. Die genaue Ausgestaltung – insbesondere die Abmessungen und Positionierung – wird erst im Zuge der finalen Projektplanung festgelegt. Denkbar sind dabei:

- Feinmaschige, blickdichte Netze entlang der bestehenden Umzäunung,
- oder ein Gehölzstreifen, ganzjährig wirksam ist.

Die Maßnahme ist als vorsorglich zu verstehen und dient der Sicherstellung der Verkehrssicherheit auf der Betriebsstraße. Eine abschließende Bewertung erfolgt nach Vorlage der finalen Planungsunterlagen. Die empfohlene Sichtunterbrechung ist in Abbildung 36 in orange dargestellt.

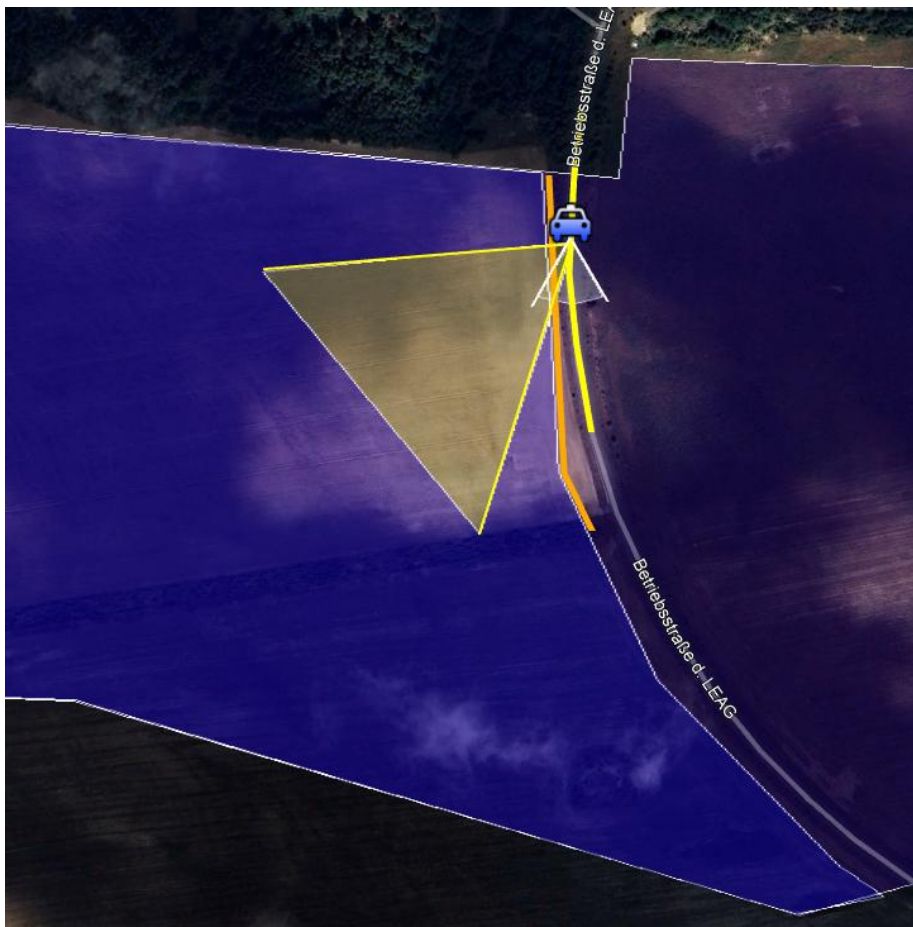


Abbildung 36: Variante 2 PV Feld West: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.

8.2.2 PV-Feld Ost

Gemäß des Reflexionsdiagramms treten an der Modulfläche für die PV-Fläche Ost horizontnahe Reflexionen mit einem Höhenwinkel bis 5° in Richtung Westen zwischen 275° - 343° ganzjährig auf.

Im Rahmen der Blendprognose für den Energiepark Drebkau wurde die Betriebsstraße der LEAG als potenziell betroffener Verkehrsweg identifiziert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass entlang eines bestimmten Abschnitts der Straße, temporäre Reflexionen auftreten können, die in das relevante Sichtfeld von Verkehrsteilnehmern fallen.

Um eine potenzielle Sichtbeeinträchtigung zu vermeiden, wird empfohlen, den orange markierten Abschnitt der Betriebsstraße mit Sichtunterbrechungen auszustatten. Diese sollen eine direkte Sichtverbindung zu den reflektierenden Modulflächen unterbinden und somit die Blendwirkung auf Verkehrsteilnehmer minimieren. Die vorgeschlagenen Sichtunterbrechungen basieren auf einer vorläufigen Planung. Die genaue Ausgestaltung – insbesondere die Abmessungen und Positionierung – wird erst im Zuge der finalen Projektplanung festgelegt. Denkbar sind dabei:

- Feinmaschige, blickdichte Netze entlang der bestehenden Umzäunung,
- oder ein Gehölzstreifen, der ganzjährig wirksam ist.

Die Maßnahme ist als vorsorglich zu verstehen und dient der Sicherstellung der Verkehrssicherheit auf der Betriebsstraße. Eine abschließende Bewertung erfolgt nach Vorlage der finalen Planungsunterlagen. Die empfohlene Sichtunterbrechung ist in Abbildung 37 in orange dargestellt.



Abbildung 37: Variante 2 PV-Feld Ost: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.

8.3 Variante 3B: Tracker-PV-Anlage Bewirtschaftungsszenario

Die Maßnahmen für die Sichtunterbrechungen der Tracker-PV-Anlage unter Berücksichtigung der Bewirtschaftungsszenarien sind den Maßnahmen für die Variante PV-Anlage Ost-West-Aufständigung nahezu identisch.

8.3.1 Bewirtschaftungsszenario: Module nach Westen gekippt

Dieses Bewirtschaftungsszenario ist für das PV-Feld Ost relevant.

Gemäß des Reflexionsdiagramms treten an der Modulfläche horizontnahe Reflexionen mit einem Höhenwinkel bis 5° in Richtung Westen zwischen 289 - 345° ganzjährig auf.

Im Rahmen der Blendprognose für den Energiepark Drebkau wurde die Betriebsstraße der LEAG als potenziell betroffener Verkehrsweg identifiziert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass entlang eines bestimmten Abschnitts der Straße, temporäre Reflexionen auftreten können, die in das relevante Sichtfeld von Verkehrsteilnehmern fallen.

Um eine potenzielle Sichtbeeinträchtigung zu vermeiden, wird empfohlen, den orange markierten Abschnitt der Betriebsstraße mit Sichtunterbrechungen auszustatten. Diese sollen eine direkte Sichtverbindung zu den reflektierenden Modulflächen unterbinden und somit die Blendwirkung auf Verkehrsteilnehmer minimieren. Die vorgeschlagenen Sichtunterbrechungen basieren auf einer vorläufigen Planung. Die genaue Ausgestaltung – insbesondere die Abmessungen und Positionierung – wird erst im Zuge der finalen Projektplanung festgelegt. Denkbar sind dabei:

- Feinmaschige, blickdichte Netze entlang der bestehenden Umzäunung,
- oder ein Gehölzstreifen, der ganzjährig wirksam ist.

Die Maßnahme ist als vorsorglich zu verstehen und dient der Sicherstellung der Verkehrssicherheit auf der Betriebsstraße. Eine abschließende Bewertung erfolgt nach Vorlage der finalen Planungsunterlagen. Die empfohlene Sichtunterbrechung ist in Abbildung 38 orange dargestellt.



Abbildung 38: Variante 3B: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.

8.3.2 Bewirtschaftungsszenario: Module nach Osten gekippt

Dieses Bewirtschaftungsszenario ist für das PV-Feld West relevant.

Gemäß des Reflexionsdiagramms treten an der Modulfläche horizontnahe Reflexionen mit einem Höhenwinkel bis 5° in Richtung Osten zwischen 15 - 70° ganzjährig auf.

Im Rahmen der Blendprognose für den Energiepark Drebkau wurde die Betriebsstraße der LEAG als potenziell betroffener Verkehrsweg identifiziert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass entlang eines bestimmten Abschnitts der Straße, temporäre Reflexionen auftreten können, die in das relevante Sichtfeld von Verkehrsteilnehmern fallen.

Um eine potenzielle Sichtbeeinträchtigung zu vermeiden, wird empfohlen, den orange markierten Abschnitt der Betriebsstraße mit Sichtunterbrechungen auszustatten. Diese sollen eine direkte Sichtverbindung zu den reflektierenden Modulflächen unterbinden und somit die Blendwirkung auf Verkehrsteilnehmer minimieren. Die vorgeschlagenen Sichtunterbrechungen basieren auf einer vorläufigen Planung. Die genaue Ausgestaltung – insbesondere die Abmessungen und Positionierung – wird erst im Zuge der finalen Projektplanung festgelegt. Denkbar sind dabei:

- Feinmaschige, blickdichte Netze entlang der bestehenden Umzäunung,
- oder ein Gehölzstreifen, ganzjährig wirksam ist.

Die Maßnahme ist als vorsorglich zu verstehen und dient der Sicherstellung der Verkehrssicherheit auf der Betriebsstraße. Eine abschließende Bewertung erfolgt nach Vorlage der finalen Planungsunterlagen. Die empfohlene Sichtunterbrechung ist in Abbildung 39 orange dargestellt.

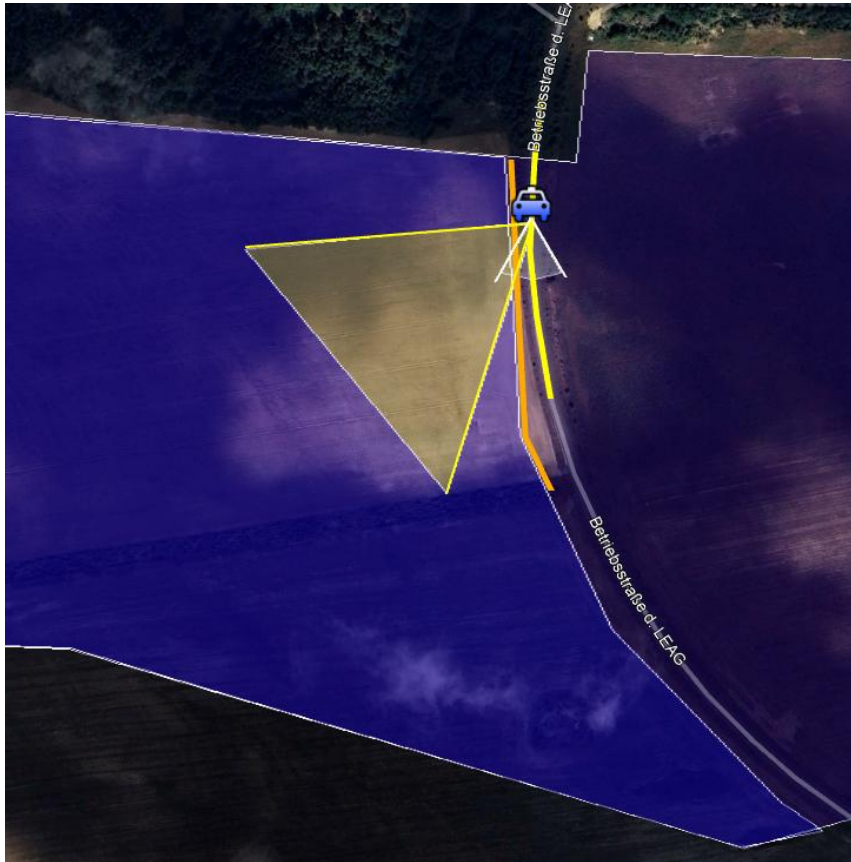


Abbildung 39: Variante 3B: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.

8.3.3 Alternativszenario: Bewirtschaftung unter Einhaltung von Uhrzeiten

Im Rahmen der Blendbewertung für die Tracker-PV-Anlage wurden neben den regulären Betriebsstellungen auch die im Zuge der Bewirtschaftung erforderlichen Sonderstellungen der Modultische analysiert. Während der Bewirtschaftung werden die Tracker zeitweise in eine nahezu vertikale Position von ca. 60° gebracht, um Pflege- und Wartungsarbeiten auf den Flächen zu ermöglichen. Diese steile Modulstellung unterscheidet sich erheblich vom regulären Nachführbetrieb und führt aufgrund des veränderten Reflexionswinkels zu zeitlich sehr begrenzten, jedoch potenziell relevanten Blendereignissen.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass auftretende Blendwirkungen in der 60°-Bewirtschaftungsstellung innerhalb klar definierbarer Tageszeiten auftreten. Diese Zeitfenster sind betrieblich planbar und können bei der Organisation der Bewirtschaftung problemlos berücksichtigt werden. Dadurch besteht die Möglichkeit, die Bewirtschaftung so zu terminieren, dass sie ausschließlich außerhalb dieser potenziell blendwirksamen Zeiträume erfolgt. Dabei liegt der Fokus auf den äußeren

Modulreihen, welche unmittelbar an den Straßenverkehr angrenzen. Wird im Rahmen der betrieblichen Planung festgelegt, dass diese äußeren Reihen nicht oder erst nach Abschluss aller nahbereichsrelevanten Zeitfenster gekippt werden, kann eine mögliche Blendwirkung gegenüber dem Straßenverkehr wirkungsvoll verhindert werden. So kann ein wirksamer, organisatorischer Blendschutz implementiert werden, ohne dass ein durchgehender baulicher Blendschutz – wie beispielsweise eine dauerhafte Abschirmung auf Höhe der Moduloberkante – erforderlich wird.

Damit steht ein betriebsorganisatorisch einfach umsetzbarer und baulich nicht eingreifender Blendschutzansatz zur Verfügung, der sowohl die Verkehrssicherheit als auch die Bewirtschaftungsanforderungen der Anlage berücksichtigt.

PV-Feld Ost: Potenzielle Blendung tritt demnach vom 01.01. bis zum 31.12. zwischen 11:11 - 18:18 Uhr mit Immissionswinkeln zwischen 93 - 168° auf. Somit sind die Module in einem Abstand von ca. 100 m zur Straße während diesen Zeiten nicht in Richtung Westen zu kippen. Alternativ können die Module immer Richtung Osten gekippt werden, falls die Bewirtschaftung dies zu lässt.

PV-Feld West: Potenzielle Blendung tritt demnach vom 01.01. bis zum 31.12. zwischen 10:34 - 11:54 Uhr mit Immissionswinkeln zwischen 197 - 231° auf. Somit sind die Module in einem Abstand von ca. 100 m zur Straße während diesen Zeiten nicht in Richtung Osten zu kippen. Alternativ können die Module immer Richtung Westen gekippt werden, falls die Bewirtschaftung dies zu lässt.

Die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.

9 Zusammenfassung

Es wurde die potenzielle Blendung durch Reflexion der Sonne an PV-Modulen der geplanten PV-Anlage „Energiepark“ Drebkau für Wohngebäude des Ortes Papproth und dem Aussichtspunkt Wolkenberg sowie Weinberg Wolkenberg, das Lokal Weinwirtschaft Wolkenberg sowie Betriebsstraße LEAG untersucht.

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass auf Basis der Strahlengeometrie Reflexionen im relevanten Sichtfeld der Verkehrsbeteiligten auf der Betriebsstraße möglich sind. Eine Beeinträchtigung der Verkehrssicherheit durch Reflexionen an den Modulflächen kann daher nicht vollständig ausgeschlossen werden. Durch die Umsetzung geeigneter Blendschutzmaßnahmen kann eine Beeinträchtigung ausgeschlossen werden.

Für die Wohngebäude sowie die weiteren Untersuchungspunkte wurden keine grenzwertüberschreitenden potenzielle Blendungen ermittelt. Es sind keine Blendschutzmaßnahmen erforderlich.

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 Windenergieanlagen (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 und Umgebung (Quelle: Google Earth).....	5
Abbildung 2: Variante 1: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber).....	6
Abbildung 3: Variante 1: Geplante Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber)	6
Abbildung 4: Variante 2: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber).....	7
Abbildung 5: Variante 3: Neigungswinkel bei aktivem Backtracking	8
Abbildung 6: Variante 3: Zeichnung der Unterkonstruktion (Quelle: Auftraggeber).....	9
Abbildung 7: Reflexion eines Lichtstrahls.....	10
Abbildung 8: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) ideale diffuse Reflexion [1]	10
Abbildung 9: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung	11
Abbildung 10: 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]	11
Abbildung 11: links: Module mit satinierte Folie [3], rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul [4].....	12
Abbildung 12: Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen [2]	12
Abbildung 13: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges [5]	13
Abbildung 14: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung [11]	16
Abbildung 15: PV-Anlage (blau), Immissionsorte (rot) und in der Simulation berücksichtigte Sichtunterbrechungen (orange) in der Simulationssoftware ForgeSolar I	17
Abbildung 16: Immissionsorte (rot) in der Simulationssoftware ForgeSolar II	18
Abbildung 17: Verortung der Wohngebäude des Ortsteils Papproth	30
Abbildung 18: Höhenprofil von Ost nach West über PV-Fläche [Quelle: Google Earth]	31
Abbildung 19: Höhenprofil von Nord nach Süd über PV-Fläche [Quelle: Google Earth]	32
Abbildung 20: Geländeprofil unter Berücksichtigung des Aussichtspunktes Wolkenberg und der (für potenzielle Blendung relevante) östlichen PV-Fläche	33
Abbildung 21: Weitere Sichtunterbrechungen durch natürlichen Bewuchs	34
Abbildung 22: Variante 1: Zeitraum und tägliche Dauer auf den Straßenverkehr der Betriebsstraße LEAG	37
Abbildung 23: Variante 1: Von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt in gelb dargestellt.....	37
Abbildung 24: Variante 1: Darstellung der potenziell blendwirksamen Modulfläche (gelb markiert) mit möglicher temporärer Beeinträchtigung des Straßenverkehrs durch reflektiertes Sonnenlicht gemäß Simulationsgrundlage.....	38
Abbildung 25: Variante 1: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf OP 5	39
Abbildung 26: Variante 1: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf OP 6	39

Abbildung 27: Variante 2 PV-Feld Ost: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf OP 6	41
Abbildung 28: Variante 2 PV-Feld Ost: Darstellung der potenziell blendwirksamen Modulfläche (gelb markiert) mit möglicher temporärer Beeinträchtigung des Straßenverkehrs durch reflektiertes Sonnenlicht gemäß Simulationsgrundlage	41
Abbildung 29: Variante 2 PV-Feld Ost: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG.....	42
Abbildung 30: Variante 2 PV-Feld Ost: Von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt in gelb dargestellt	42
Abbildung 31: Variante 2 PV-Feld West: Zeitraum und tägliche Dauer der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG.....	43
Abbildung 32: Variante 2 PV-Feld West: Von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt in gelb dargestellt	44
Abbildung 33: Variante 3B: PV-Feld Ost: Zeitraum, tägliche summierte Blendung und Richtung der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG.....	46
Abbildung 34: Variante 3B: PV-Feld West: Zeitraum, tägliche summierte Blendung und Richtung der potenziellen Blendung auf die Betriebsstraße LEAG.....	46
Abbildung 35: Variante 1: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.	48
Abbildung 36: Variante 2 PV Feld West: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.	49
Abbildung 37: Variante 2 PV-Feld Ost: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.	51
Abbildung 38: Variante 3B: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung.	52

Abbildung 39: Variante 3B: Orange markierter Abschnitt der Betriebsstraße LEAG mit potenzieller Blendwirkung durch reflektiertes Sonnenlicht. In diesem Bereich wird die Installation von Sichtunterbrechungen empfohlen, um temporäre Beeinträchtigungen der Verkehrssicherheit zu vermeiden. Die dargestellten Abmessungen sind vorläufig; die genaue Ausgestaltung erfolgt im Rahmen der finalen Projektplanung. 54

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.