



**Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.**  
International Solar Energy Society, German Section

DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V.  
Erich-Steinfurth-Str. 8  
10243 Berlin

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

[Hier: Baufeld Nord](#)

Anlage: Solarpark Hanau  
50°07'44.1"N, 8°56'17.7"O  
63450, Hanau

in Auftrag gegeben von: Heraeus Site Operations GmbH & Co. KG  
Heraeusstraße 12-14  
63450 Hanau Deutschland

Projektnummer: A-LV23/0090

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: M. Eng. Joris Neumann

Berlin, 03.11.2023

Vereinsregister:  
Amtsgericht  
Berlin-Charlottenburg  
VR 7591 B

Bankverbindung:  
Bank für Sozialwirtschaft  
BLZ 100 205 00  
Konto 30 32 403

U-ID-Nr.: DE151155798  
BIC: BFSWDE33BER  
IBAN: DE74 1002 0500 0003 0324 03



**Inhaltsverzeichnis**

1	Einleitung.....	3
2	Beschreibung der Umgebung .....	3
3	Beschreibung der PV – Anlage .....	4
4	Grundlagen der Optik .....	5
	4.1 Geometrische Reflexionssituation .....	5
	4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen .....	6
	4.3 Blendung.....	8
5	Methodik der Untersuchung .....	9
	5.1 Bewertungsbasis .....	9
	5.2 Simulationstool und Modellierung .....	10
	5.3 Simulationsausgabe und -bewertung .....	11
6	Simulation.....	12
	6.1 PV - Anlage.....	13
	6.2 Immissionsorte.....	13
7	Ergebnisse .....	15
9	Schlussbemerkung.....	24
10	Literaturverzeichnis .....	25
11	Abbildungsverzeichnis.....	26

## 1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarparks Hanau und die damit einhergehende potenzielle Beeinträchtigung der Umgebung untersucht und nach den *Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen* (kurz: LAI) der *Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz* bewertet.

Es werden hierzu zunächst relevante Bereiche ausgemacht, die einer näheren Betrachtung bedürfen. Wird für einen oder mehrere Bereiche potenzielle Blendung vermutet, kann dies anhand einer Simulation ausgeschlossen oder nachgewiesen werden. Abschließend werden die Ergebnisse bewertet und eingeordnet und bei Bedarf Blendschutzmaßnahmen empfohlen.

## 2 Beschreibung der Umgebung

Gelegen ist der geplante Solarpark in der Stadt Hanau im Landkreis Main-Kinzig-Kreis in Hessen. Die Flächen des Solarparks werden derzeit als Ackerland genutzt. Östlich und südlich des Solarparks verlaufen die Bundesstraße B 8 und B 43. Zudem verläuft eine zweigleisige Bahntrasse Südlich des geplanten Solarparks. Eine Übersicht der Umgebung ist in Abbildung 1 gegeben.



Abbildung 1: Geplante PV-Flächen in Blau und Umgebung (Quelle: Google Earth)

Bitte nur Baufeld Nord darstellen.

### 3 Beschreibung der PV – Anlage Hier: Baufeld Nord

2,0 ha  
6.700

Baufeld Nord

Die Anlagenplanung des Solarparks ist in Abbildung 2 zu sehen. Die geplante Photovoltaikanlage umfasst zusammen eine Fläche von ca. 5,5-ha (einschl. Optionsfläche). Es werden voraussichtlich ca. 16.500 einzelne Module verbaut, ~~die zusammen eine Nennleistung von ca. 7 MWp ergeben~~. Die Modulflächen des Solarparks sind mit 108° und 288° in östliche und westliche Richtung ausgerichtet mit Neigungswinkeln von 15°. Die Modulunterkante wird 0,8 m über dem Boden liegen, die Moduloberkante liegt bei bis zu ca. 2,0 m. Eine Darstellung der Unterkonstruktion ist in Abbildung 3 gegeben.



Neue Zeichnung wird geliefert.

Abbildung 2: Anlagenplanung (Quelle: Auftraggeber)

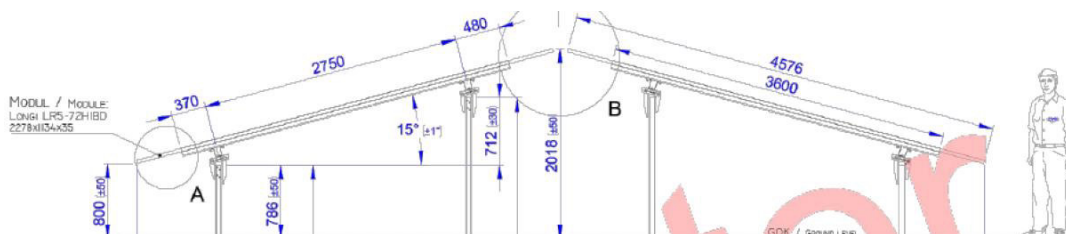


Abbildung 3: Unterkonstruktion der geplanten PV-Anlage (Quelle: Auftraggeber)

## 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 ( $\alpha = \beta$ ).

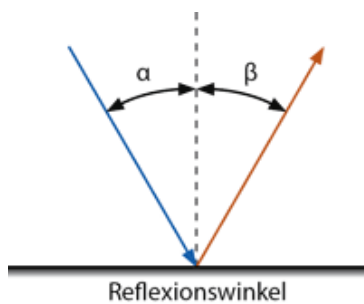


Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls

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 rauhen 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 5 ist in a) die ideal gerichtete Reflexion an einer völlig glatten Oberfläche, eine reale auftretende Streuung an einer unebenen Oberfläche und eine ideal gestreute Reflexion nach dem Lambertschen Gesetz zu sehen.

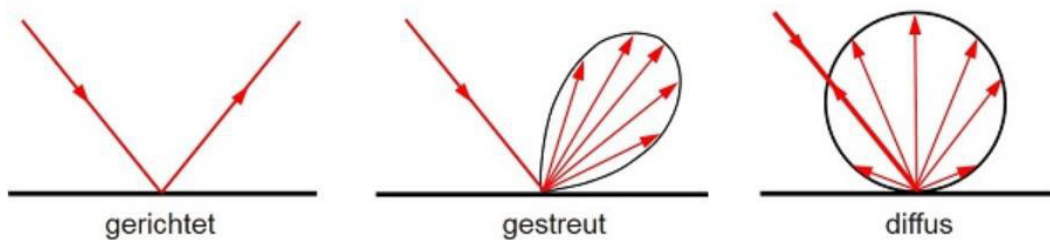


Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

Bei realer Reflexion kommt 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, in Abbildung 6.

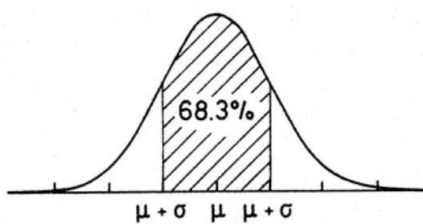


Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

## 4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen

Entscheidend für die Reflexionseigenschaften eines PV-Moduls ist die Oberflächenstruktur des Glases. In Abbildung 7 sind Messungen der Oberflächenstruktur und Bilder der auftretenden Reflexion für drei unterschiedlich stark texturierten Frontgläser zu sehen.

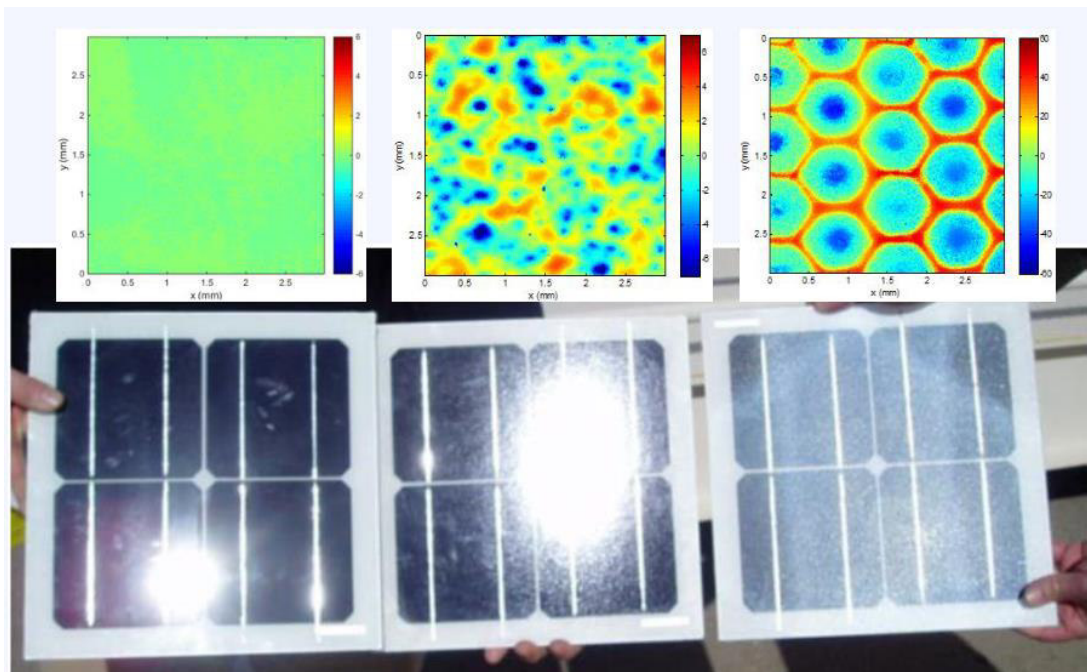


Abbildung 7: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas ein Strahlweitung von 20mrad ( $1,16^\circ$ ), für leicht- bis mittelstark texturiertes Glas eine Aufweitung von 92-184 mrad ( $5,34-10,6^\circ$ ) und für tiefstrukturiertes Glas 1000 mrad ( $58^\circ$ ) gemessen (Yellowhair und Ho 2015). Während leicht bis mittelstark strukturiertes Glas bereits als Standardprodukt vertrieben wird, handelt es sich bei tief-strukturiertem 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 beinahe vollständig blendfreie Module herstellen, siehe Abbildung 8.

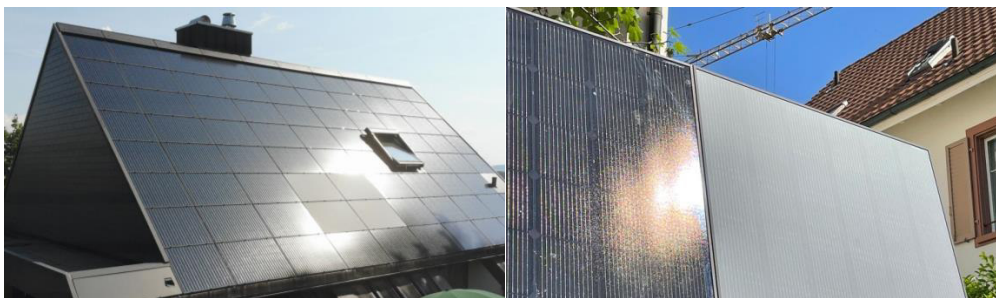


Abbildung 8: links: Module mit satinierter Folie (Buchner 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)

Solarmodule sind so konzipiert, dass sie einen möglichst hohen Anteil des Sonnenlichtes zu nutzen, das Frontglas also eine möglichst hohe Transmissionsgrad und möglichst niedrigen Reflexionsgrad aufweist. Die Transmission von Solargläser 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 Modularten stark an, zu sehen in Abbildung 9, Ausnahme sind hier nur tief texturierte Module.

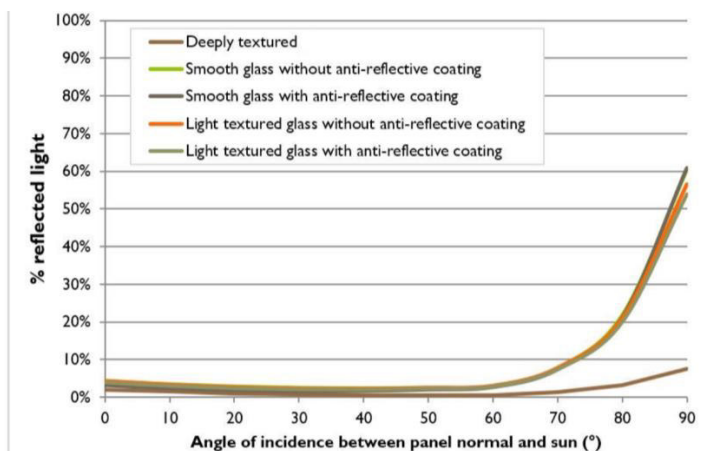


Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

### 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 welche das Auge fokussiert ist. Wenn die Helligkeit der Blendquelle (gewichtet mit deren Entfernung zum zentralen Sichtfeld), eine Anhebung der adaptiven Helligkeit zur Folge hat, welche dann dazu führt, dass das Ziel nicht mehr richtig wahrgenommen werden kann, liegt eine Beeinträchtigung der Sicht vor. Dies wird in Abbildung 10 verdeutlicht: Erhöht sich die Adaptive Helligkeit, erhöht sich auch die minimale Helligkeit, die ein Objekt haben muss, um gut erkennbar zu sein.

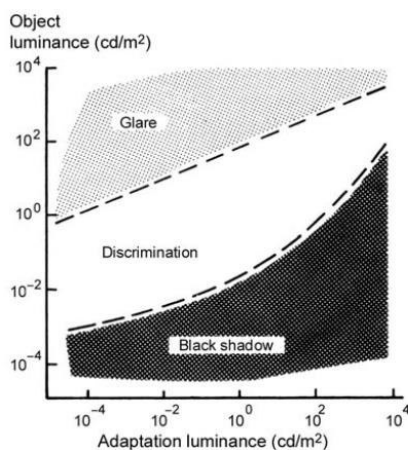


Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

Es wird zwischen Blendung unterschieden, welche eine Beeinträchtigung der Sicht zur Folge hat und einer Blendung welche „nur“ als unangenehm empfunden wird. 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 (Boyce 2014).



## 5 Methodik der Untersuchung

### 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 (Ministerium für Umwelt 2012)

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 (Immissionsschutz 2002) 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.“* (Ministerium für Umwelt 2012)

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 (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik 2016). 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 (Federal Aviation Administration 2013).

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 (Ministerium für Umwelt 2012) und die TU Ilmenau (Schierz 2012).
- 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  $10^\circ$  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 (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik 2016).
- 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 (*ForgeSolar* 2022).

### 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 [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
- 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 [ $\text{W}/\text{cm}^2$ ]
- Die Einstufung des Blendpotenzials auf Basis der Bestrahlungsstärke und der Größe der Blendquelle [grün/gelb/rot]
- Leuchtdichte der Blendung [ $\text{cd}/\text{m}^2$ ]

Das Blendpotenzial wird gemäß Abbildung 11 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.

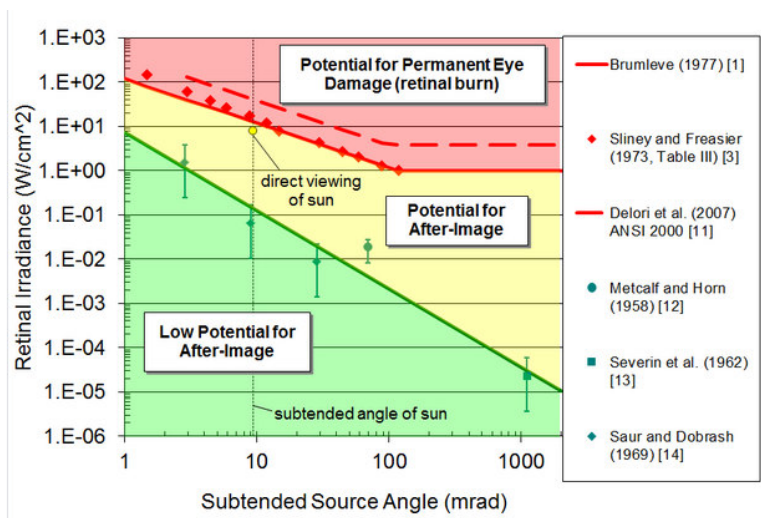


Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

## 6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter dar. Es werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Flächen und die zu untersuchenden Immissionsorte aufgeführt. In Abbildung 12 ist eine Übersicht über die angelegte Simulation dargestellt.



Abbildung 12: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulation

Aus der Höhenkarte in Abbildung 13 ist zu entnehmen, dass die Bundesstraße aufgrund ihrer Höhenlage als Blendschutz fungiert und eine Blendung östlich des Dreiecks ausgeschlossen werden kann.

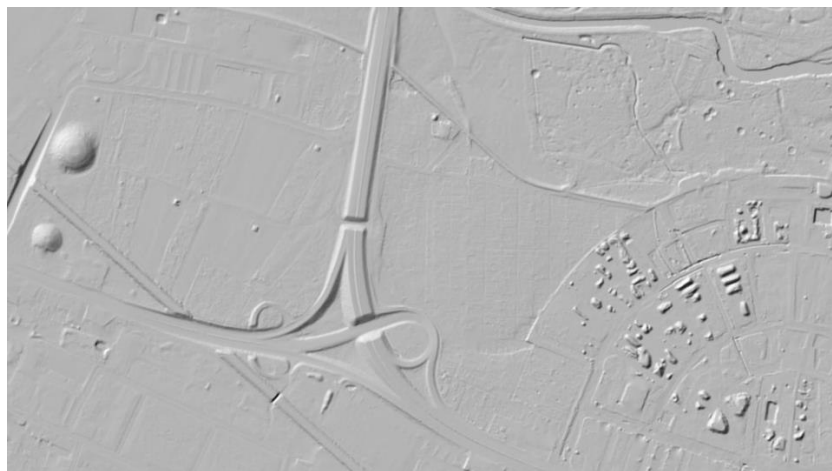


Abbildung 13: Höhenkarte Bundesstraßenkreuzung

## 6.1 PV - Anlage

Für die Simulation werden die Eingabedaten der PV - Anlage mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Die Nachstellung im Simulationsprogramm basiert auf den vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Planungsunterlagen, sowie Satellitendaten. Als mittlere Modulhöhe ergeben sich 1,4 m. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Koordinaten, Höhe ü. NN, Untersuchungshöhe und Gesamthöhe über NN der PV-Flächen

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV-Feld 1	1	50,12801	8,937176	106,9	1,4	108,3
	2	50,12872	8,935929	106,6	1,4	108
	3	50,12975	8,93639	105,9	1,4	107,3
	4	50,12908	8,939362	105,8	1,4	107,2
	5	50,12883	8,939131	106	1,4	107,4
	6	50,12868	8,939587	106,7	1,4	108,1
	7	50,12835	8,939163	106,5	1,4	107,9
	8	50,1285	8,938782	105,5	1,4	106,9
	9	50,12829	8,938552	106	1,4	107,4
	10	50,12867	8,937629	105,5	1,4	106,9
PV-Feld 2	1	50,12916	8,939481	106,3	1,4	107,7
	2	50,12952	8,937858	105,7	1,4	107,1
	3	50,13069	8,938648	105	1,4	106,4
	4	50,13027	8,940435	105,2	1,4	106,6

## 6.2 Immissionsorte

Als relevante Immissionsorte werden schutzwürdige Räume im umliegenden Gebiet untersucht, welche als OPs (*observation points*) bezeichnet werden, sowie umliegende, gegebenenfalls betroffene Verkehrswege. Als relevante Immissionsorte werden die Bahntrasse im Süden des Solarparks, Bundesstraßen B 8 und B43, sowie die Kleingartenanlage untersucht. Grundlage für die gewählten Immissionsorte sind Angaben des Auftraggebers, sowie Satellitenbilder. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Untersuchungshöhe und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Koordinaten der zu untersuchenden Immissionsorte

Immissionsort	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Betrachtungshöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Kleingarten	1	50,12842	8,93961	106,7	1,7	108,4
Bahntrasse	1	50,13031	8,932803	105,4	6,8	112,2
	2	50,12955	8,934134	107	6,8	113,8
	3	50,12874	8,93556	107,1	6,8	113,9
	4	50,1277	8,937379	105,6	6,8	112,4
	5	50,12609	8,940187	107,8	6,8	114,6



	6	50,12555	8,941177	107,9	6,8	114,7
Bundesstraße Fahrtrichtung Nord- Ost	1	50,12847	8,933294	105,3	3	108,3
	2	50,12805	8,935102	104,7	3	107,7
	3	50,12771	8,93655	104,4	3	107,4
	4	50,12743	8,938251	103,1	3	106,1
	5	50,12733	8,939361	103,2	3	106,2
	6	50,12737	8,940021	103,6	3	106,6
	7	50,12751	8,940847	105,3	3	108,3
	8	50,12771	8,941663	105,4	3	108,4
	9	50,1278	8,942188	105,1	3	108,1
	10	50,12773	8,942515	105,5	3	108,5
	11	50,12754	8,94273	106,5	3	109,5
	12	50,12725	8,942633	107,7	3	110,7
	13	50,12714	8,942435	107,5	3	110,5
	14	50,12711	8,942124	107,8	3	110,8
	15	50,12718	8,941872	107,6	3	110,6
	16	50,12729	8,941679	107,5	3	110,5
	17	50,12744	8,941475	106,8	3	109,8
	18	50,12786	8,941225	105,8	3	108,8
	19	50,12817	8,94111	106,1	3	109,1
	20	50,12849	8,941065	109	3	112
	21	50,12895	8,941064	112,9	3	115,9
	22	50,1292	8,941096	111,5	3	114,5
	23	50,13001	8,94127	108,4	3	111,4
	24	50,13018	8,941301	107,7	3	110,7
	25	50,13093	8,941488	110	3	113
	26	50,13141	8,941587	112,5	3	115,5
Bundesstraße Fahrtrichtung Süd- West	1	50,13244	8,941697	107,7	3	110,7
	2	50,13042	8,941241	107,4	3	110,4
	3	50,12985	8,941077	109	3	112
	4	50,12931	8,940908	110,6	3	113,6
	5	50,1286	8,940649	113,2	3	116,2
	6	50,12816	8,940391	111,4	3	114,4
	7	50,12788	8,940077	107,6	3	110,6
	8	50,12767	8,939664	106	3	109
	9	50,12754	8,939248	104,1	3	107,1
	10	50,1275	8,938835	103,7	3	106,7
	11	50,12756	8,938084	103,4	3	106,4
	12	50,12776	8,936676	103,8	3	106,8
	13	50,12802	8,93549	104,4	3	107,4
	14	50,12828	8,934358	104,9	3	107,9
	15	50,12853	8,933335	105,1	3	108,1

## 7 Ergebnisse

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  $10^\circ$  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, sondern müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert. In Tabelle 3 sind die Werte nach genannten Korrekturen aufgeführt, kritische Werte welche den LAI-Grenzwert von 30 Stunden/Jahr bzw. 30 Minuten/Tag überschreiten oder als kritisch für den Verkehr eingestuft werden sind in Rot dargestellt. Die so simulierte Blenddauer stellt das Höchstmaß potenzieller Blendung dar, welche ohne Bewölkung auftritt.

Tabelle 3: Simulationsergebnisse: gesamte potenzielle Blenddauer in Minuten über ein Jahr

Immissionsort	Potenzielle Blenddauer in Stunden
Kleingartenanlage	0
Bundesstraße Fahrtrichtung Nord-Ost	0
Bundesstraße Fahrtrichtung Süd-West	35,8
Bahntrasse	46,6

### **Kleingartenanlage**    [Kann für Nordgutachten entfallen](#)

Die Ergebnisse der Simulation für die Kleingartenanlage sind in Abbildung 14 dargestellt. Es kommt von Anfang April bis Anfang September zu potenzieller Blendung mit Immissionswinkeln zwischen  $253^\circ$  -  $275^\circ$ . Die potenzielle Blendung tritt in den Abendstunden zwischen 17:15 und 18:20 auf.

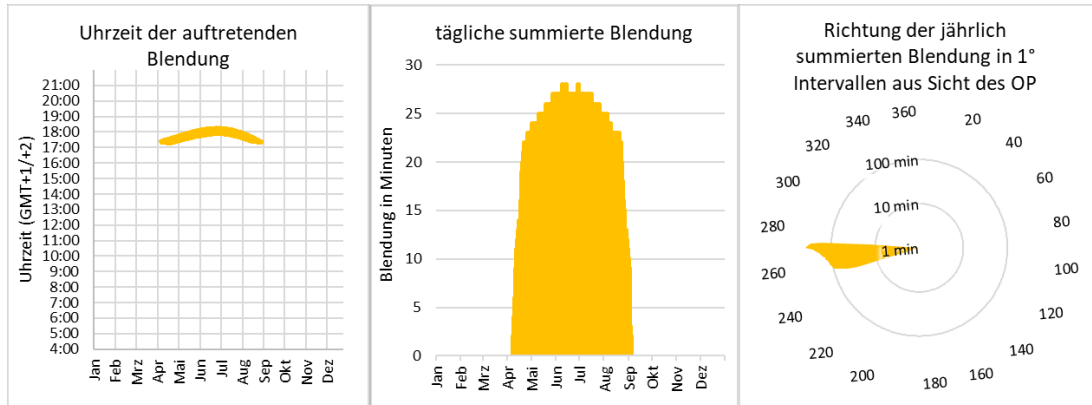


Abbildung 14: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf Kleingartenanlage

Die potenzielle Blendung in der Kleingartenanlage tritt in den Sommermonaten in den Abendstunden auf. Die gesamte Kleingartenanlage ist in Richtung des geplanten Solarparks eingegrünt mit Bewuchs, welcher aus Sicht des Gutachtens eine ausreichende Sichtunterbrechung darstellt, um potenzielle Blendungen zu vermeiden. Abbildung 15 zeigt den von potenzieller Blendung betroffenen Sichtbereich.



Abbildung 15: Von potenzieller Blendung betroffene Kleingartenanlage, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich in Rot



### Bundesstraße Fahrtrichtung Nord-Ost

Die Ergebnisse der Simulation für die Bundesstraße Fahrtrichtung Ost sind in Abbildung 16 dargestellt. Es kommt von Ende April bis Mitte August zu potenzieller Blendung mit Immissionswinkeln zwischen  $85^{\circ}$ - $103^{\circ}$ . Die potenzielle Blendung tritt in den Morgenstunden zwischen 8:05 und 9:25 auf.

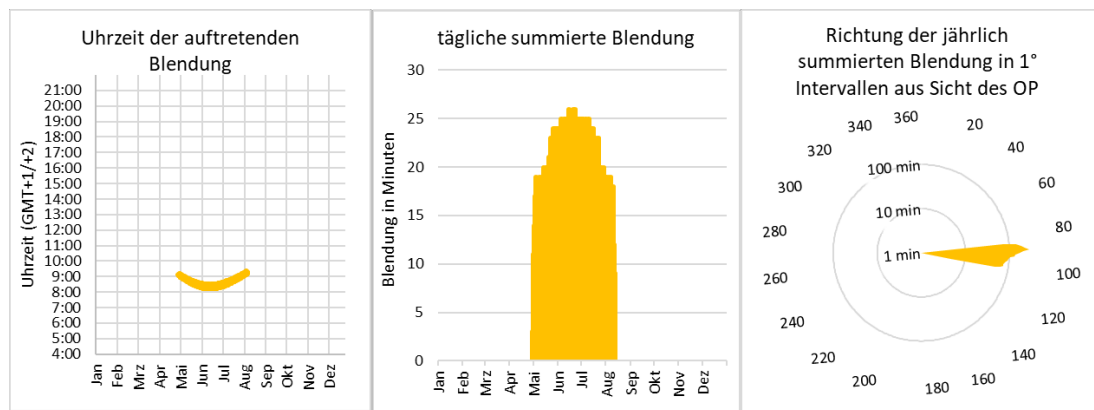


Abbildung 16: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf der Bundesstraße B43 Fahrtrichtung Ost

Die potenzielle Blendung für Verkehrsteilnehmer auf der Bundesstraße B43 Richtung Osten tritt in den Sommermonaten in den Morgenstunden auf. Zwischen geplantem Solarpark und Bundesstraße befindet sich der Bahndamm mit einer Höhe von über 3 m. Der Bahndamm stellt eine ausreichende Sichtunterbrechung dar. Abbildung 17 zeigt den betroffenen Sichtbereich und die Sichtunterbrechungen in Grün.

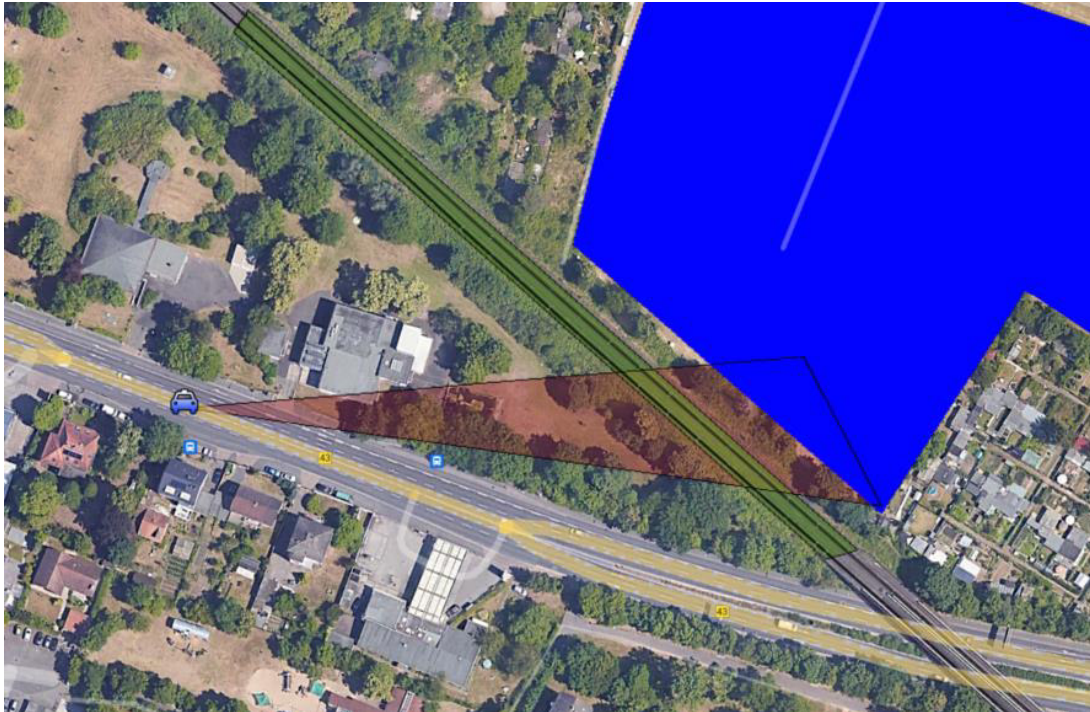


Abbildung 17: Von potenzieller Blendung betroffener Sichtbereich auf der Bundesstraße B43 in Fahrtrichtung Ost, verursachende PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich des Fahrers in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün

### **Bundesstraße Fahrtrichtung Süd-West**

Die Ergebnisse der Simulation für die Bundesstraße in Fahrtrichtung Süd sind in Abbildung 18 dargestellt. Es kommt von Anfang November bis Anfang Februar zu potenzieller Blendung mit Immissionswinkeln zwischen  $213^{\circ}$  -  $224^{\circ}$ . Die potenzielle Blendung tritt in den Nachmittagsstunden zwischen 14:25 - 15:25 auf.

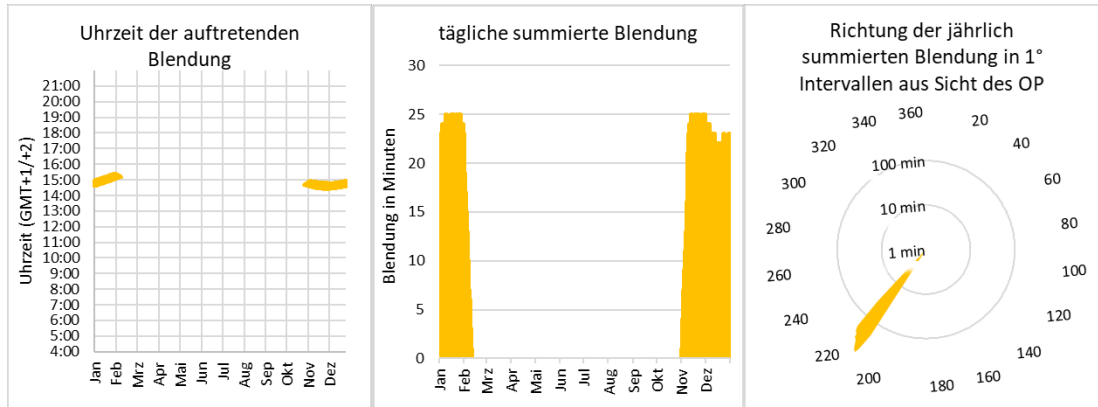


Abbildung 18: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf Bundesstraße B8 Fahrtrichtung Süd

In Abbildung 19 ist der, von potenziellen Blendungen betroffene Sichtbereich der Verkehrsteilnehmer auf der Bundesstraße B8, in Fahrtrichtung Süd dargestellt. Die potenzielle Blendung für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesstraße B8 Richtung Süden tritt in den Wintermonaten in den Nachmittagsstunden auf. Zwischen geplantem Solarpark und Bundesstraße befindet sich Bewuchs und Bebauung. Um eine potenzielle Blendung der Verkehrsteilnehmer vollkommen auszuschließen plant der Auftraggeber die Anpflanzung von natürlichem Sichtschutz in Kombination mit einem Sichtschutzzaun.

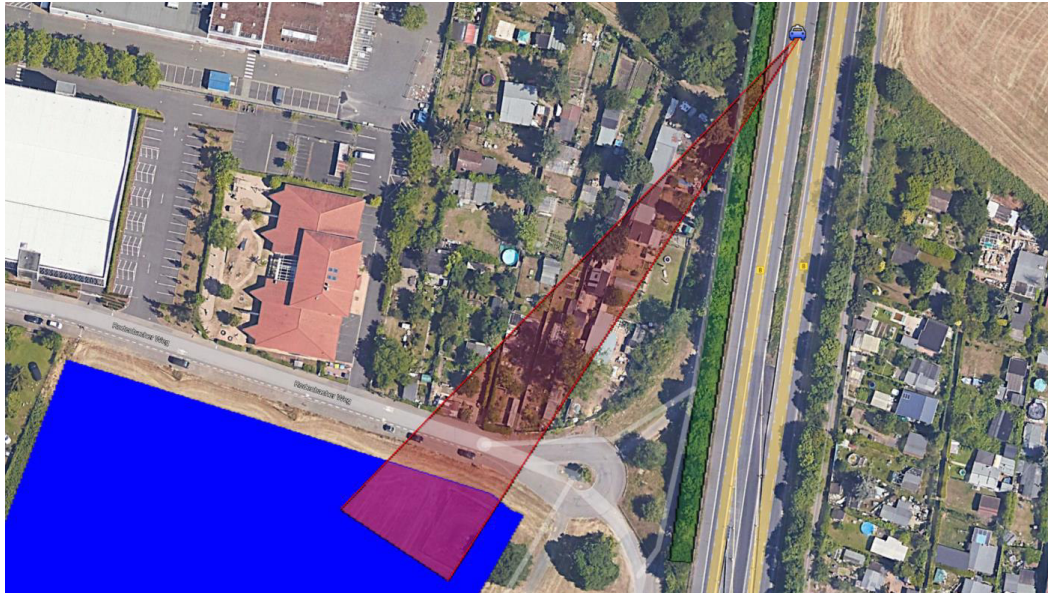


Abbildung 19: Von potenzieller Blendung betroffener Sichtbereich der Bundesstraße B8 Fahrtrichtung Süd, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich des Fahrers in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün

An dieser Stelle sind Aussagen zur Blendung des Familienzentrums (erdgeschossig) und zu der Kleingartenanlage erforderlichlich.

#### Bahntrasse

Die Ergebnisse der Simulation für die Bahntrasse Abbildung 18 dargestellt. Es kommt von Mitte März bis Mitte Mai, sowie Ende Juli bis Ende September zu potenzieller Blendung mit Immissionswinkeln zwischen  $109^\circ$  -  $132^\circ$  in Fahrtrichtung Süd. Die potenzielle Blendung tritt in den Vormittagsstunden zwischen 09:35 - 10:55 auf.

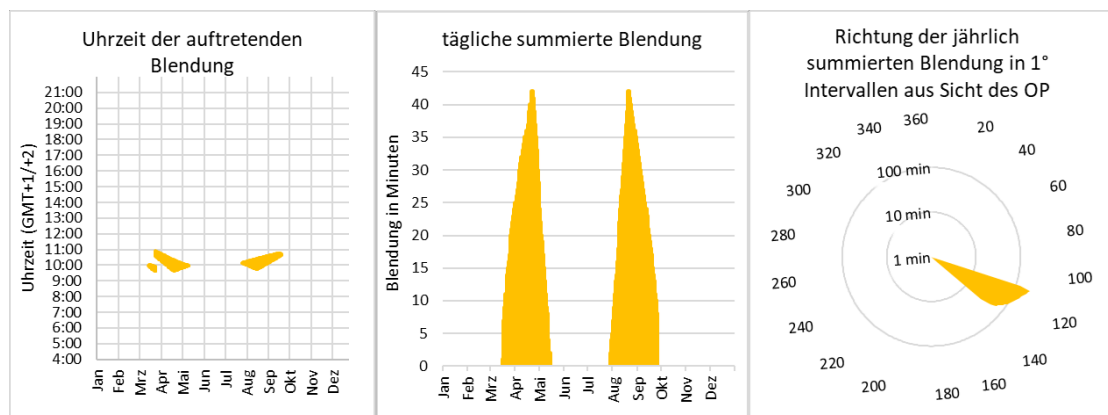


Abbildung 20: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung für die Bahntrasse

Abbildung 21 zeigt den potenziell betroffenen Sichtbereich in Fahrtrichtung Süden und die Sichtunterbrechung in Grün. Die potenzielle Blendung für Zugführer auf der Bahntrasse in Richtung Süden tritt in den Frühjahrsmonaten, sowie Herbstmonaten in den Vormittagsstunden auf. Zwischen geplantem Solarpark und Bahntrasse befindet sich Bewuchs, welcher nach Einschätzung des Gutachters eine ausreichende Sichtunterbrechung darstellt, um potenzielle Blendungen zu vermeiden. Da die potenziellen Blendungen jedoch früh im Jahr auftreten, sollte geprüft werden, ob zu diesem Zeitpunkt bereits eine ausreichende Sichtunterbrechung durch den bestehenden Bewuchs vorhanden ist und gegebenenfalls immergrüne oder frühaustreibende Gewächse hinzugepflanzt werden, dies kann auch quer zur Sichtachse erfolgen.



Abbildung 21: Von potenzieller Blendung betroffener Sichtbereich der Bahntrasse Fahrtrichtung Süd, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich des Fahrers in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün

Der bestehende Bewuchs, welcher weitestgehend eine potenzielle Blendung der Bundesstraße B8 und B43, sowie der Bahntrasse verhindert ist in Abbildung 22 und Abbildung 23 grün gekennzeichnet. Bei Entfernung des Bewuchses werden ausgleichende Blendschutzmaßnahmen empfohlen.



Abbildung 22: Sichtunterbrechung zum PV-Feld durch Bewuchs (grün markiert) – westlicher Teil



Abbildung 23: Sichtunterbrechung zum PV-Feld durch Bewuchs (grün markiert) – östlicher Teil

## 8 Blendschutzmaßnahmen

Gemäß der Simulationsauswertung werden zur Vermeidung potenzieller Blendung Blendschutzmaßnahmen für die Bundesstraße B8 geplant. In Abbildung 24 wird die geplante Sichtunterbrechung in Gelb dargestellt. Diese sollte mit einer Höhe von 3 m umgesetzt werden. Wird der Sichtschutz mittels Pflanzungen realisiert sollte darauf geachtet werden, dass die potenzielle Blendung von November bis Februar auftritt und dementsprechend zu dieser Jahreszeit ein ausreichender Sichtschutz gegeben ist. Sollte dies nicht der Fall sein wird eine Sichtunterbrechung mittels Sichtschutzzaun empfohlen.

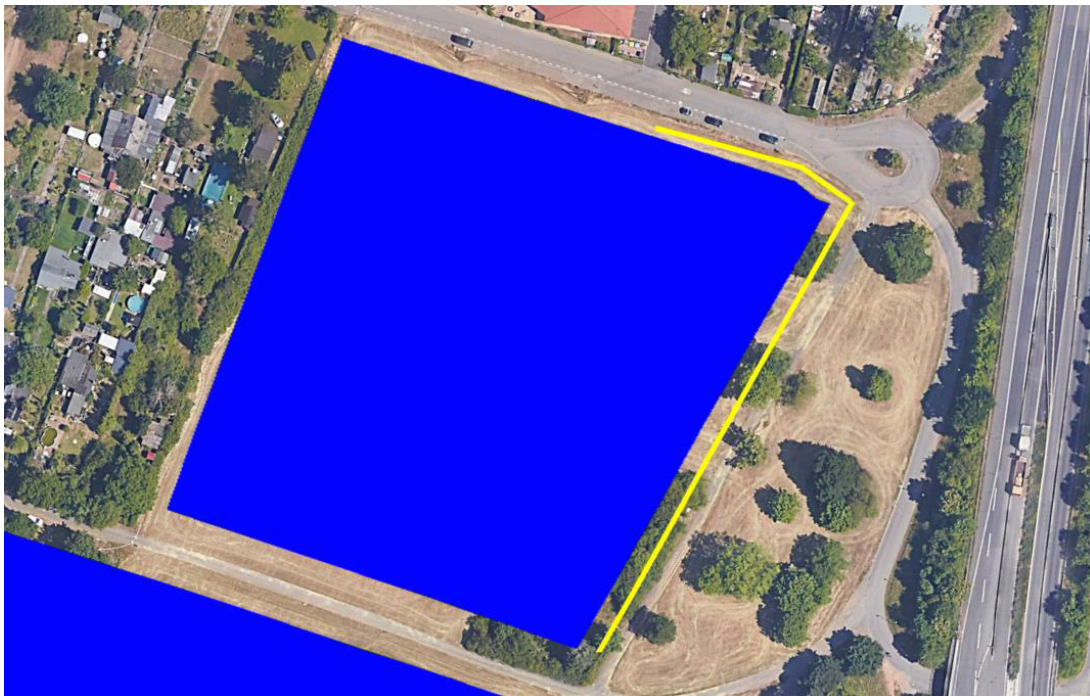


Abbildung 24: Geplante Sichtunterbrechung für die Bundesstraße B8 mit einer Höhe von 3 m in Gelb



## **9 Schlussbemerkung**

Untersucht wurde die potenzielle Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für den geplanten Solarpark Hanau. Für die Bahntrasse, sowie die Bundesstraße B8 und B43 wurde durch das Gutachten potenzielle Blendung ermittelt. Mit den auf den Satellitenbildern ersichtlichen natürlichen Sichtschutz durch Bewuchs wird eine potenzielle Blendung des Verkehrs jedoch größtenteils ausgeschlossen.

Um eine potenzielle Blendung auf der Bundesstraße B8 auszuschließen, werden Blendschutzmaßnahmen in Form einer Sichtunterbrechung für den betroffenen Streckenabschnitt empfohlen, um die Verkehrsteilnehmer vor potenziellen Blendungen zu schützen.



## 10 Literaturverzeichnis

- Boyce, Peter R. *Human Factors in Lightning*. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- Bucher, Christof. „bulletin.ch.“ *Reflexionen an Photovoltaikanlagen*. 24. September 2021.  
<https://www.bulletin.ch/de/news-detail/reflexionen-an-photovoltaikanlagen.html>.
- Federal Aviation Administration. „Interim Policy, FAA Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports.“ *Vol. 78, No. 205*. Federal Register, 23. October 2013.
- ForgeSolar. *ForgeSolar*. 29. 07 2022. <https://www.forgesolar.com/help/#ref-yel-2015>.
- Immissionsschutz, Länderausschuss für. „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immission von Windnergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), verabschiedet auf der 103. Sitzung.“ 2002.
- 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.
- OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik. „Blendung durch Photovoltaikanlagen.“ Wien, 1. 11 2016.
- Schierz, Christoph. *Über die Blendbewertung von reflektierenden Sonnenlicht bei Solaranlagen*. Ilmenau: TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012.
- Trempler, J. *Optische Eigenschaften*. München: Carl Hanser Verlag, 2015.
- Warthmann, Peter. „gebaeudetechnik.ch.“ *Sandstrahl-Atelier löst Blendproblem*. 15. Oktober 2021.  
<https://www.gebaeudetechnik.ch/gebaeudehuelle/photovoltaikanlage/sandstrahl-atelier-loest-blendproblem/>.
- Yellowhair, Julius Yellowhair, und Clifford K. Ho. „Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and GlintGlare Impacts.“ *Proceedings of the ASME 2015 9th International Conference on Energy Sustainability*. Albuquerque, New Mexico: Laboratories, Sandia National, 2015. 49481.
- Zehndorfer Engineering GmbH . „Lichttechnisches Gutachten Reflexionen KIOTO HC Modul.“ Klagenfurt, 2022.

## 11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geplante PV-Flächen in Blau und Umgebung (Quelle: Google Earth).....	3
Abbildung 2: Anlagenplanung (Quelle: Auftraggeber).....	4
Abbildung 3: Unterkonstruktion der geplanten PV-Anlage (Quelle: Auftraggeber).....	4
Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls.....	5
Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015) .....	5
Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung .....	6
Abbildung 7: 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 (Yellowhair und Ho 2015) .....	6
Abbildung 8: links: Module mit satinierter Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021).....	7
Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015) .....	7
Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014).....	8
Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022) .....	11
Abbildung 12: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulation.....	12
Abbildung 13: Höhenkarte Bundesstraßenkreuzung .....	12
Abbildung 14: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf Kleingartenanlage.....	16
Abbildung 15: Von potenzieller Blendung betroffene Kleingartenanlage, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich in Rot.....	16
Abbildung 16: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf der Bundesstraße B43 Fahrtrichtung Ost.....	17
Abbildung 17: Von potenzieller Blendung betroffener Sichtbereich auf der Bundesstraße B43 in Fahrtrichtung Ost, verursachende PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich des Fahrers in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün.....	18
Abbildung 18: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf Bundesstraße B8 Fahrtrichtung Süd.....	19
Abbildung 19: Von potenzieller Blendung betroffener Sichtbereich der Bundesstraße B8 Fahrtrichtung Süd, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich des Fahrers in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün .....	20
Abbildung 20: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung für die Bahntrasse.....	20



Abbildung 21: Von potenzieller Blendung betroffener Sichtbereich der Bahntrasse Fahrtrichtung Süd, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich des Fahrers in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün .....	21
Abbildung 22: Sichtunterbrechung zum PV-Feld durch Bewuchs (grün markiert) – westlicher Teil .....	22
Abbildung 23: Sichtunterbrechung zum PV-Feld durch Bewuchs (grün markiert) – östlicher Teil .....	22
Abbildung 24: Geplante Sichtunterbrechung für die Bundesstraße B8 mit einer Höhe von 3 m in Gelb .....	23