



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

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 Fritzlar

Anlage: Solarpark Fritzlar
51.136141° 9.294811°
Fritzlar
Hessen
Deutschland

in Auftrag gegeben von: Solibra System Montage GmbH
Ernst-Sachs-Straße 27
56070 Koblenz

Projektnummer: A-LV24/0037

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 12.03.2024

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	4
3	Beschreibung der PV – Anlage	5
4	Grundlagen der Optik	7
	4.1 Geometrische Reflexionssituation	7
	4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen	8
	4.3 Blendung.....	10
5	Methodik der Untersuchung	11
	5.1 Bewertungsbasis	11
	5.2 Simulationstool und Modellierung	12
	5.3 Simulationsausgabe und -bewertung	13
6	Simulation.....	14
	6.1 PV - Anlage.....	15
	6.2 Immissionsorte.....	16
7	Ergebnisse	18
8	Schlussbemerkung.....	20
9	Literaturverzeichnis	21
10	Abbildungsverzeichnis.....	22

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarpark Fritzlar 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 am nordöstlichen Ortsrand von Fritzlar. Der Geltungsbereich umfasst die Flurstücke Flur 3 Nr. 130/12 und 130/13. Südlich des geplanten Solarparks verläuft die Landesstraße Nr. 3426 (kurz: L3426), westlich die L3150. Eine Übersicht der Umgebung ist in Abbildung 1 gegeben.



Abbildung 1: geplante Fläche des Solarparks (blau, gelbe Stecknadel) und Umgebung (Quelle: Google Earth) und L3426 (gelb markiert)

3 Beschreibung der PV – Anlage

Der Modulbelegungsplan der PV-Anlage ist in Abbildung 2 zu sehen. Nach der technischen Zeichnung des Tischlayouts für die Unterkonstruktion des Auftraggebers sind die Module $61^\circ/241^\circ$ ausgerichtet bei einem Neigungswinkel von 15° . Die Modulunterkante ist auf einer Höhe von 0,8 m geplant und die Moduloberkante bei 2,62 m über der Geländeoberkante, siehe Abbildung 3. Die DC – Leistung beträgt 4.131 kWp während die AC – Wirkleistung 3.600 kW beträgt. Die Gesamtgröße des Geltungsbereichs für den Solarpark beträgt ca. 2,72 ha.

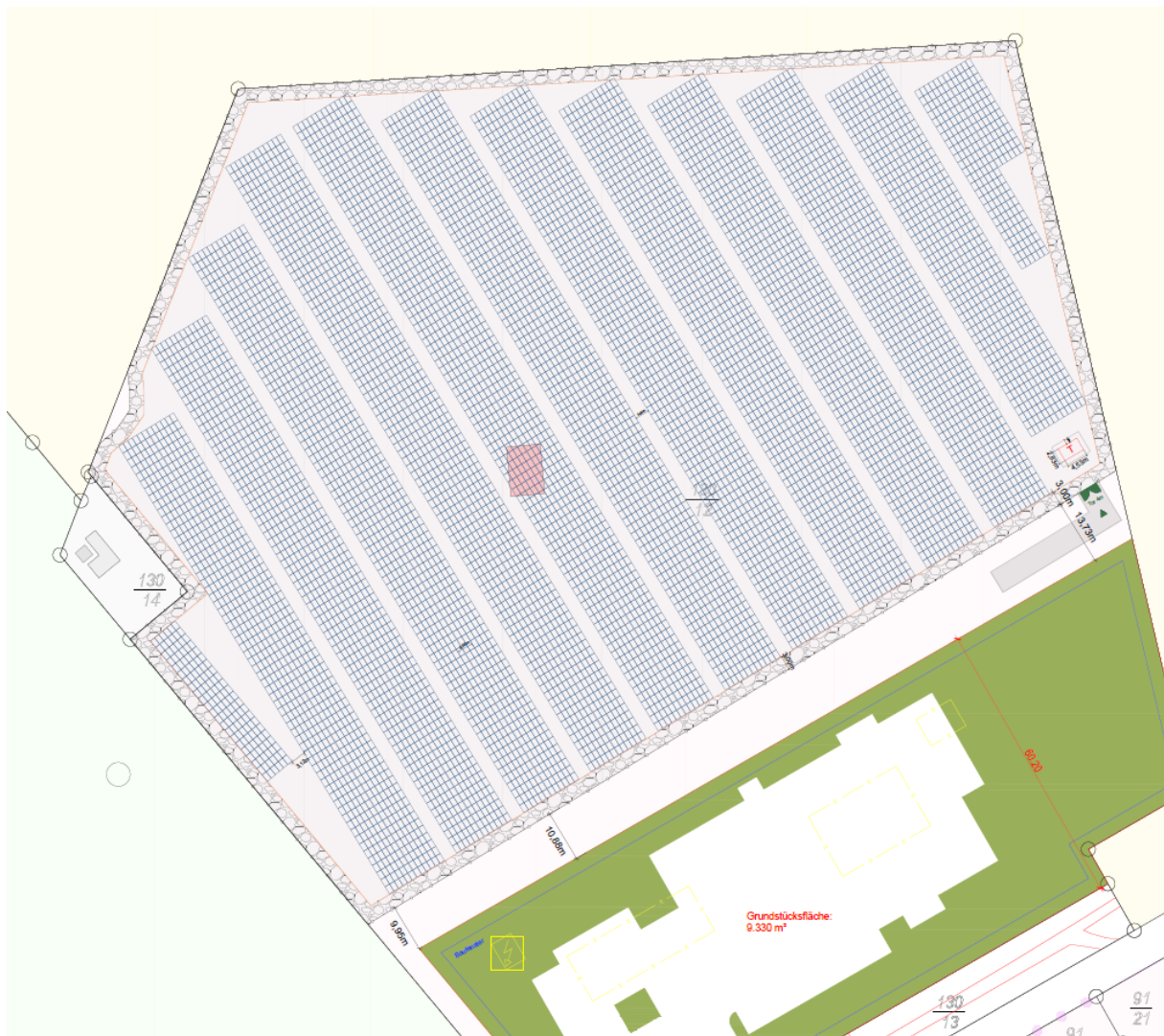


Abbildung 2: Modulbelegungsfläche (Quelle: Auftraggeber)

PVA Fritzlär UK-Seitenansicht 15° Ost-West

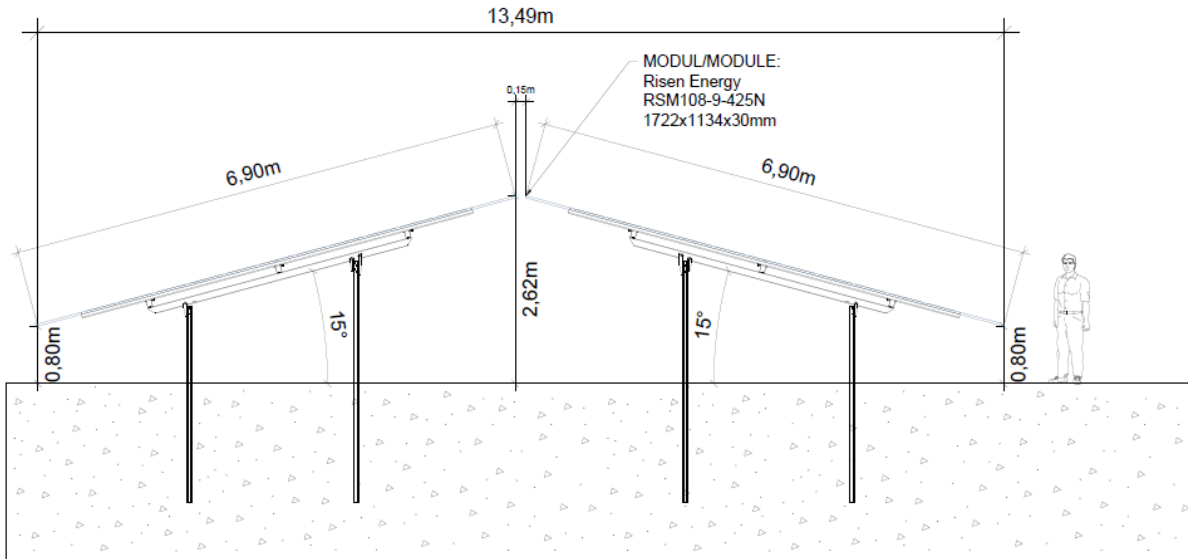


Abbildung 3: Geplante Unterkonstruktion

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 ($\alpha = \beta$).

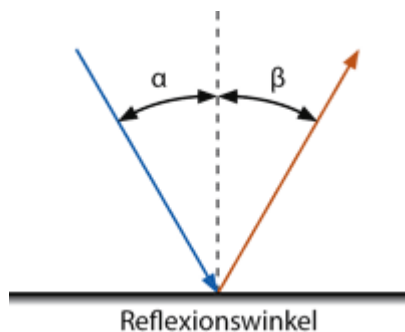


Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls

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 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 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 Lambertischen Gesetz zu sehen.

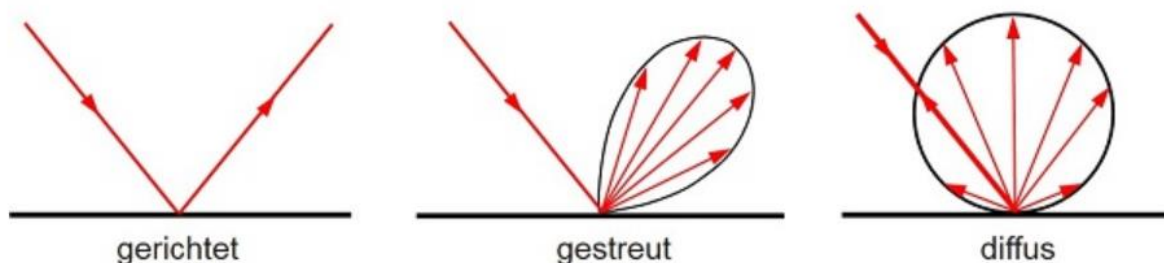


Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

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.

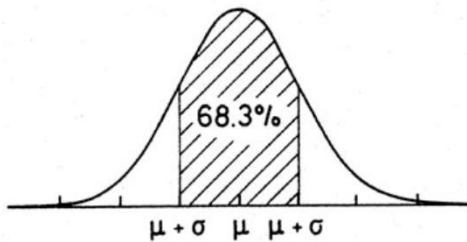


Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

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.

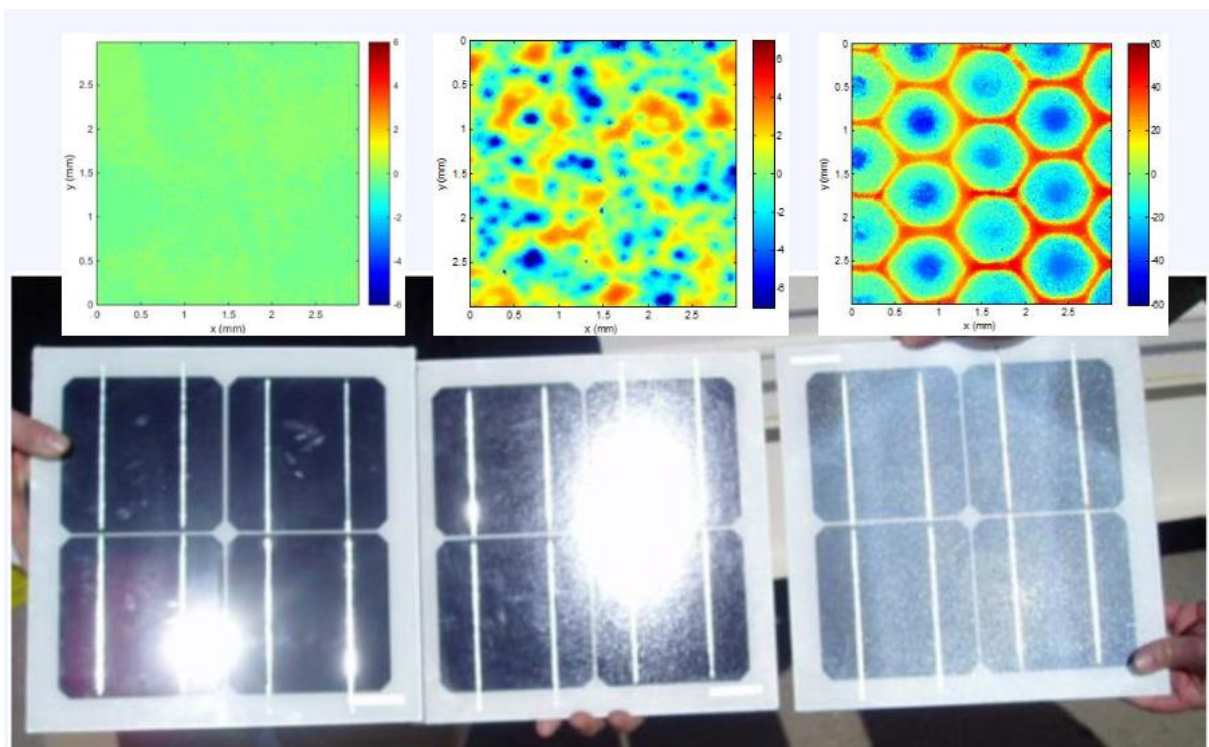


Abbildung 7: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas ein Strahlweite 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°) 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.

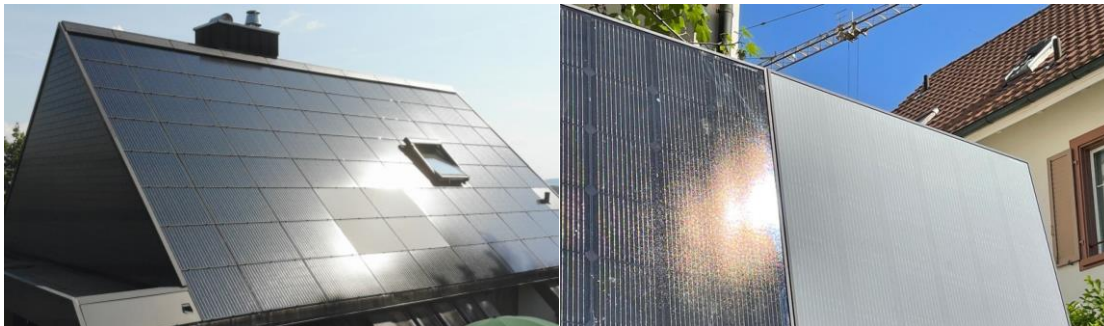


Abbildung 8: links: Module mit satinierter Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)

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.

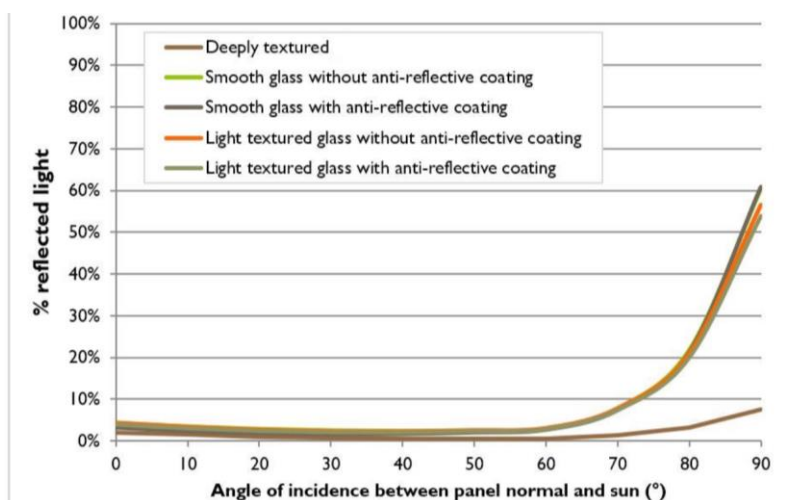


Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

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.

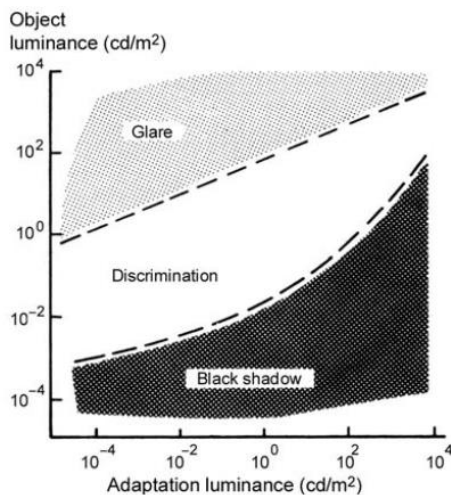


Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

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

Das Blendpotenzial wird gemäß Abbildung 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.

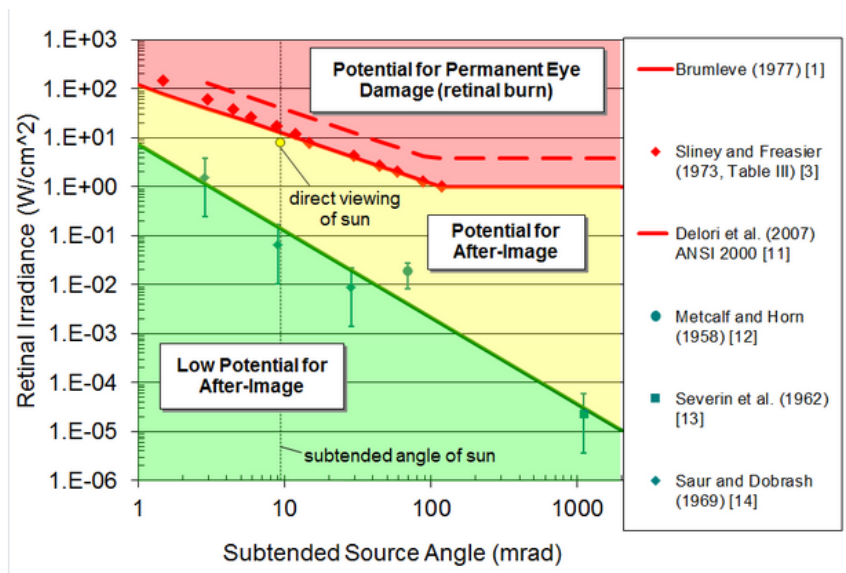


Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

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 die Verortung der PV-Flächen in der Simulationssoftware dargestellt.



Abbildung 12: Verortung der PV-Anlage in der Simulationssoftware ForgeSolar

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 Sattelitendaten und ist in Abbildung 12 zu sehen. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 1 aufgeführt. Die mittlere Modulhöhe liegt bei 1,70 m.

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

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
SP Fritzlär	1	51,1353378	9,29428546	223	1,7	224,7
SP Fritzlär	2	51,1359167	9,29350226	223,8	1,7	225,5
SP Fritzlär	3	51,1360379	9,29365246	223,5	1,7	225,2
SP Fritzlär	4	51,1361658	9,2934057	223,1	1,7	224,8
SP Fritzlär	5	51,1368525	9,29386704	221,8	1,7	223,5
SP Fritzlär	6	51,1368996	9,29602353	220,2	1,7	221,9
SP Fritzlär	7	51,1359638	9,2963454	222,4	1,7	224,1

6.2 Immissionsorte

In Abbildung 13 sind die untersuchten Immissionsorte (türkis) dargestellt. Als relevante Immissionsorte wird der westlich und südlich des Solarparks verlaufende Straßenverkehr der L3150 und der L3426 untersucht. Die Straßen werden für eine Sichthöhe von 3 m und einen relevanten Sichtbereich von $\pm 30^\circ$ in Fahrtrichtung für PKW/LKW untersucht. 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

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Sitzhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
L3150	1	51,1374557	9,28765045	209	3	212
L3150	2	51,1363651	9,28812252	205,3	3	208,3
L3150	3	51,1354832	9,2886375	201,6	3	204,6
L3150	4	51,13467	9,28923832	197,3	3	200,3
L3150	5	51,1339093	9,28984986	193,9	3	196,9
L3150	6	51,1332562	9,2903112	192,4	3	195,4
L3426	1	51,1333303	9,29700802	222,2	3	225,2
L3426	2	51,1340035	9,29593514	221,1	3	224,1
L3426	3	51,1343536	9,29531287	221	3	224
L3426	4	51,134513	9,29483007	221,5	3	224,5
L3426	5	51,13454	9,2945243	221,9	3	224,9
L3426	6	51,1344221	9,29418634	221,9	3	224,9
L3426	7	51,1339879	9,29332267	219,6	3	222,6
L3426	8	51,1337556	9,29272722	214,5	3	217,5
L3426	9	51,1337422	9,29231952	210,2	3	213,2
L3426	10	51,1338477	9,29020407	194,1	3	197,1



Abbildung 13: Verortung der Immissionsorte für den Straßenverkehr der L3150 und L3426 (türkis)

7 Ergebnisse

Tabelle 3 stellt die Simulationsergebnisse für die Untersuchung des Straßenverkehrs der L3150 und L3426 dar. Es wurden keine potenziellen Reflexionen innerhalb des berücksichtigten Blickwinkels in Richtung des Straßenverkehrs simulativ festgestellt, weder für die L3150 noch für die L3426.

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

Immissionsort	Potenzielle Blenddauer gemäß Simulation [in Minuten]	Ermittelte Emissionswinkel (ausgehend vom Solarpark) für die 61° ausgerichtete Modulfläche [°]	Ermittelte Emissionswinkel (ausgehend vom Solarpark) für die 241° ausgerichtete Modulfläche [°]
L3150	0	15 – 110°	260 – 320°
L3426	0	15 – 110°	260 – 320°

Gemäß der Simulation treten horizontnahe Reflexionen/Emissionen in Richtung Osten zwischen 15°-110° und in Richtung Westen zwischen 260°-320° auf. Für den Straßenverkehr werden Immissionswinkel mit +/- 30° zur Fahrtrichtung als relevant erachtet. Die Reflexionen, die vom Solarpark verursacht werden, treffen nicht auf den Straßenverkehr. Abbildung 14 verdeutlicht die Reflexionen (Emissionswinkel) des Solarparks. Es wird deutlich, dass die Reflexionen nicht in Richtung der beiden Streckenabschnitte treffen bzw. nicht in den berücksichtigten Blickwinkelbereich der StraßenverkehrsteilnehmerInnen fallen.

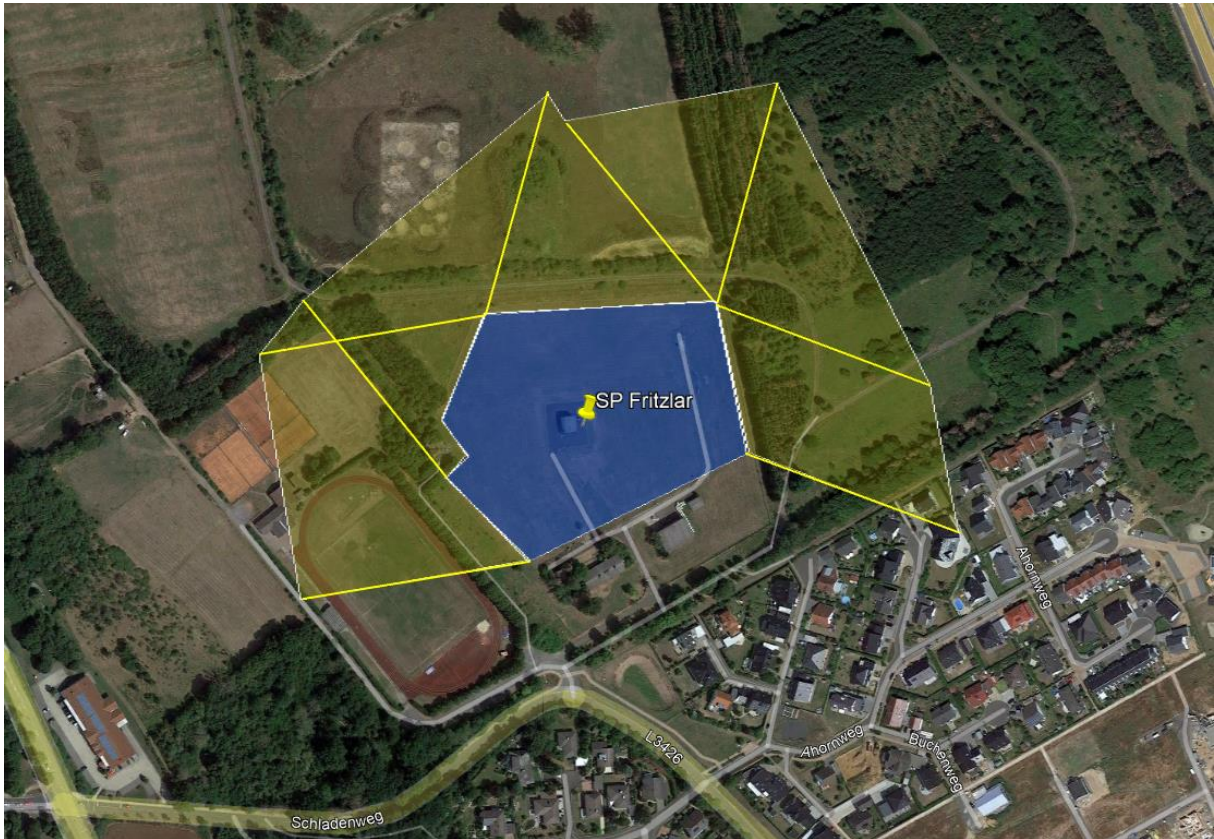


Abbildung 14: Emissionswinkel des Solarparks Fritzlar in unmittelbarer Umgebung zum Straßenverkehr



8 Schlussbemerkung

Untersucht wurde die potenzielle Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen des geplanten Solarparks Fritzlär für den südlich und westlich verlaufenden Straßenverkehr der L3150 und L3426.

Das Gutachten stellt fest, dass es bei der geplanten Modulausrichtung zu keinen Reflexionen im relevanten Sichtfeld von StraßenverkehrsteilnehmerInnen der L3150 und L3426 kommt. Eine Gefährdung des Straßenverkehrs durch Reflexionen an den Modulflächen wird daher ausgeschlossen.

9 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.

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: geplante Fläche des Solarparks (gelbe Stecknadel) und Umgebung (Quelle: Google Earth).....	4
Abbildung 2: Modulbelegungsfläche (Quelle: Auftraggeber).....	5
Abbildung 3: Geplante Unterkonstruktion.....	6
Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls.....	7
Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)	7
Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung	8
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)	8
Abbildung 8: links: Module mit satiniertes Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)	9
Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)	9
Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014).....	10
Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)	13
Abbildung 12: Verortung der PV-Anlage in der Simulationssoftware ForgeSolar.....	14
Abbildung 13: Verortung der Immissionsorte für den Straßenverkehr der L3150 und L3426 (türkis)	17
Abbildung 14: Emissionswinkel des Solarparks Fritzlar in unmittelbarer Umgebung zum Straßenverkehr.....	19