



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 Schwandorf

Anlage: Solarpark Schwandorf / Mittefeld II

49.352459° 12.152690°
Gemarkung Kronstetten
Flurnummern: 1095, 1112

in Auftrag gegeben von: Greenovative GmbH
Douha Ahmed
Fürther Str. 252
90429 Nürnberg

Projektnummer: A-LV24/0035

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 24.04.2024

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	6
	4.1 Geometrische Reflexionssituation	6
	4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen	7
	4.3 Blendung.....	9
5	Methodik der Untersuchung	10
	5.1 Bewertungsbasis	10
	5.2 Simulationstool und Modellierung	11
	5.3 Simulationsausgabe und -bewertung	12
6	Simulation.....	13
	6.1 PV - Anlage.....	14
	6.2 Immissionsorte.....	16
7	Ergebnisse	18
8	Schlussbemerkung.....	23
9	Literaturverzeichnis	24
10	Abbildungsverzeichnis.....	25

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarpark Schwandorf 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 Gemarkung Kronstetten mit den Flurnummern 1095 und 1112. Der Solarpark wird an einen bereits bestehenden Solarpark angrenzen. Weiter verläuft westlich die Bundesautobahn 93 (kurz BAB93) und südlich des Solarparks die Kreisstraße SAD19. Eine Übersicht der Umgebung ist in Abbildung 1 gegeben.



Abbildung 1: geplante Fläche des Solarparks (gelbe Stecknadel) und Umgebung (Quelle: Google Earth)

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 178°/164° ausgerichtet bei einem Neigungswinkel von 15°. Bei den Modultischen handelt es sich um ein 2-Pfeiler-System. Die Modulunterkante ist auf einer Höhe von 0,8 m geplant und die Moduloberkante bei 2,68 m über der Geländeoberkante, siehe Abbildung 3. Die DC – Leistung beträgt 5.286,705 kWp während die AC – Leistung 4.950 kW beträgt.



Abbildung 2: Modulbelegungsfläche (Quelle: Auftraggeber)

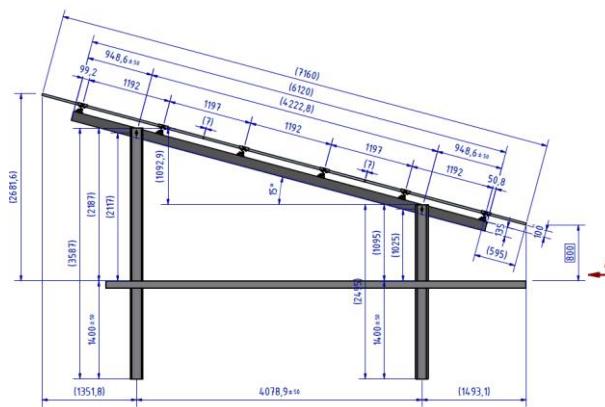


Abbildung 3: Geplante Unterkonstruktion

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 ($\alpha = \beta$).

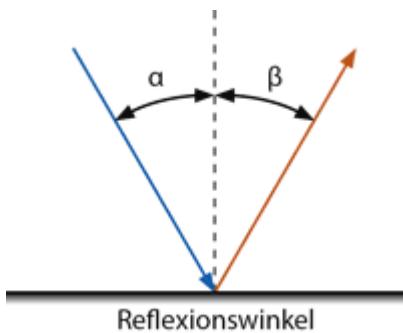


Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei der Reflexion von Lichtstrahlen unabhängig davon, ob es sich bei der reflektierenden Fläche um eine ebene oder raua 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 Lambertschen Gesetz zu sehen.

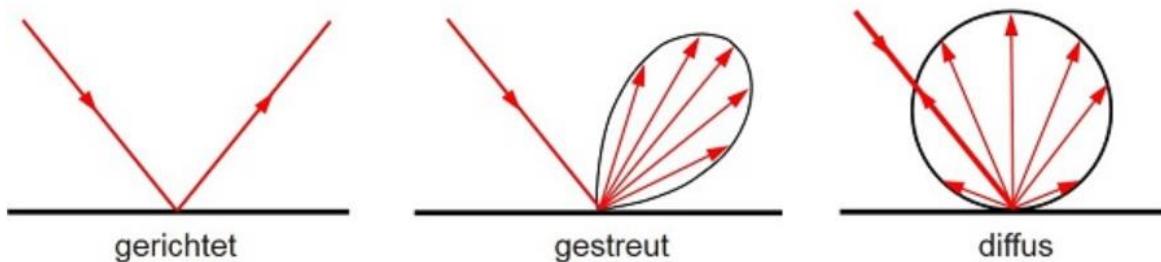


Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

Bei realer Reflexion kommt zudem zu sogenannter Bündelaufweitung, einer Streuung um den idealen Reflexionswinkel. Mit steigendem Differenzwinkel zwischen idealen Reflexionswinkel und Streuungswinkel 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.

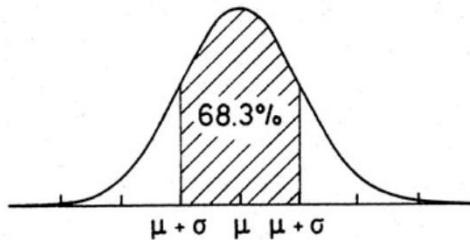


Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

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.

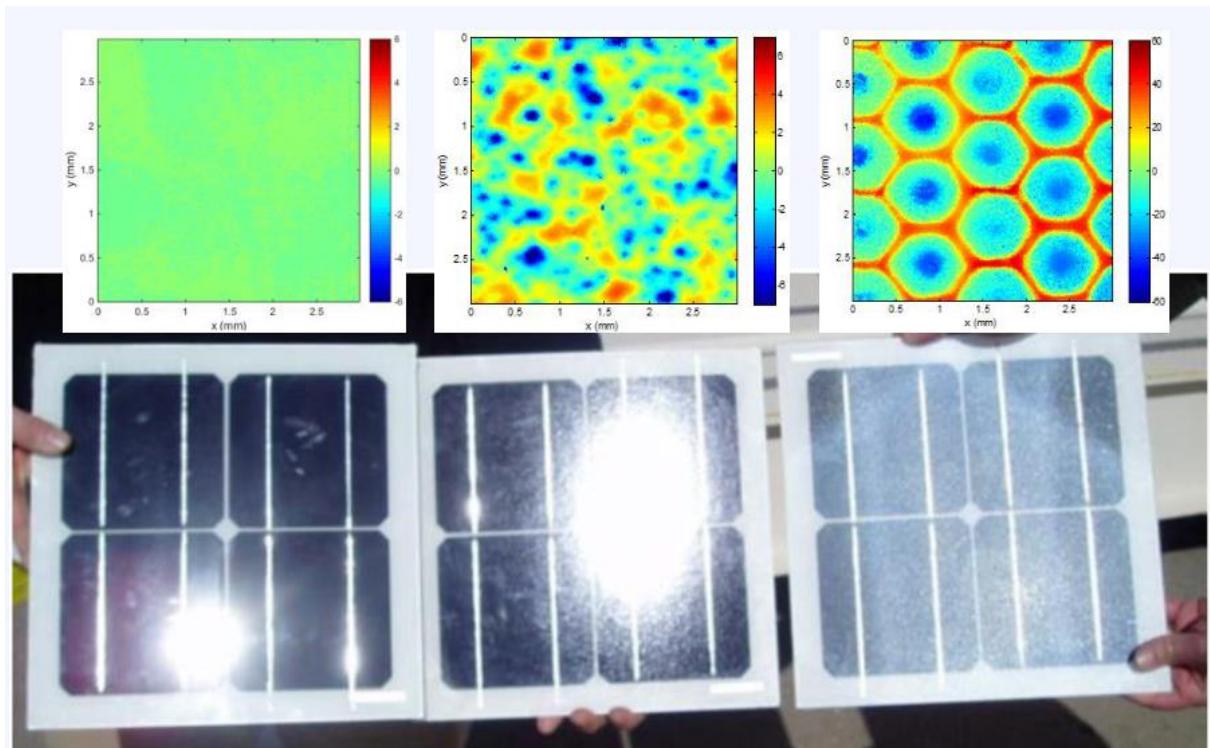


Abbildung 7: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas ein Strahlweitung von 20mrad (1,16°), für leicht- bis mittelstark texturiertes Glas eine Aufweitung von 92-184 mrad (5,34-10,6°) 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 satiniertter 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 Modulararten stark an, zu sehen in Abbildung 9, Ausnahme sind hier nur tief texturierte Module.

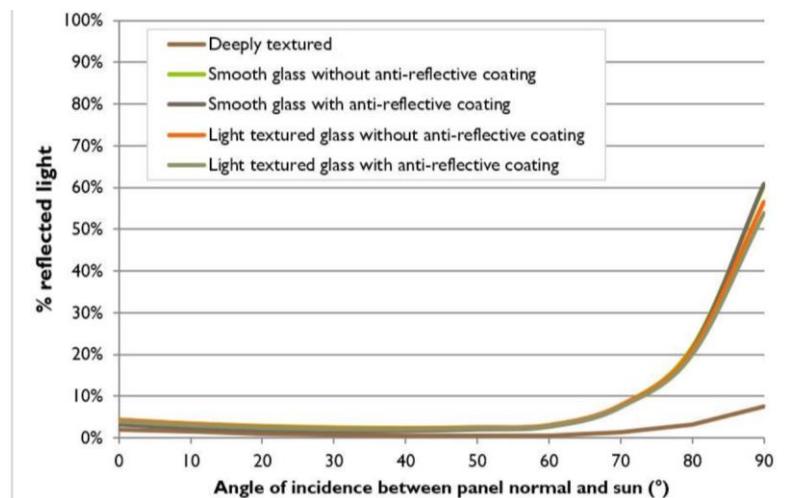


Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

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.

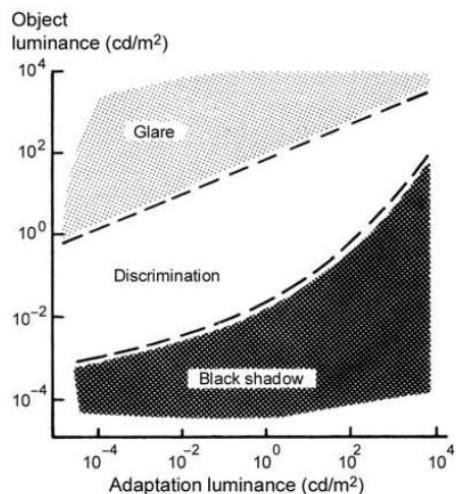


Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

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 kurze 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 (Immisionsschutz 2002) ab. Die LAI-Hinweise definieren diese Bewertungsgrößen wie folgt:

*„[Gegenwärtig wird davon ausgegangen, dass...] eine erhebliche Belästigung im Sinne des BlmSchG 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 Einfallsinkel 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/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 11 in drei Bereiche unterteilt. Im grünen Bereich ist davon auszugehen, dass keine Beeinträchtigung der Sicht stattfindet, im gelben Bereich kann es dagegen zu Sicht einschränkungen 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.

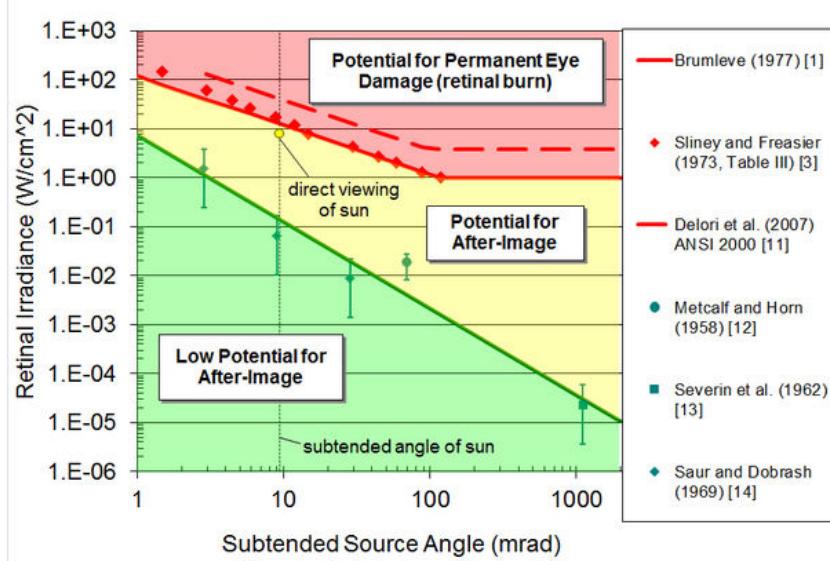


Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

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.

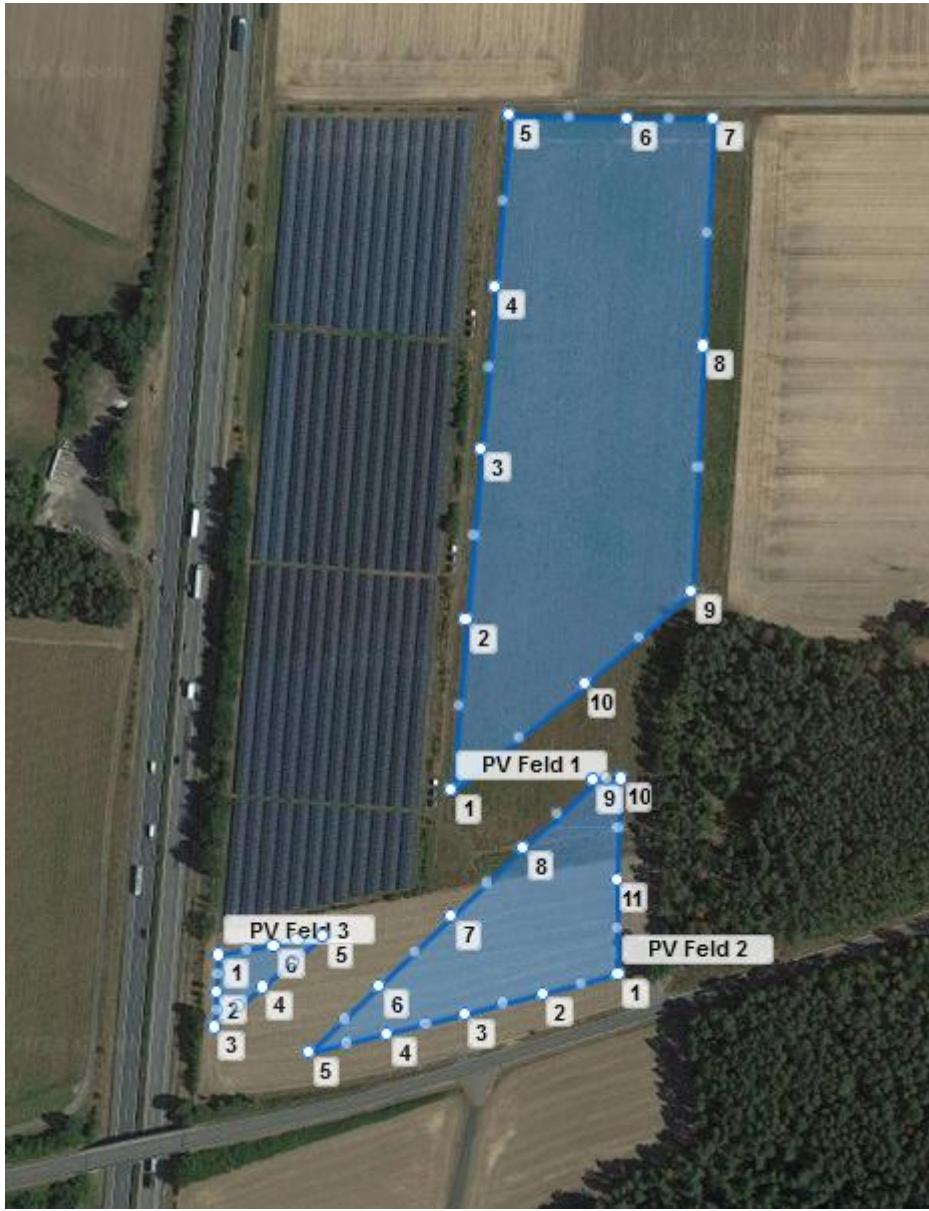


Abbildung 12: Verortung der PV-Anlage in der Simulationssoftware ForgeSolar

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. Der Solarpark wird gemäß dem Belegungsplan in drei PV – Felder unterteilt.

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]
PV Feld 1	1	49,3521263	12,1526838	368,4	1,7	370,1
PV Feld 1	2	49,3528671	12,1527804	368,2	1,7	369,9
PV Feld 1	3	49,3536149	12,1528769	367,2	1,7	368,9
PV Feld 1	4	49,3543242	12,1529735	366,4	1,7	368,1
PV Feld 1	5	49,3550685	12,15307	365,6	1,7	367,3
PV Feld 1	6	49,355058	12,1538586	366,6	1,7	368,3
PV Feld 1	7	49,3550545	12,1544272	367,3	1,7	369
PV Feld 1	8	49,3540622	12,1543682	368,7	1,7	370,4
PV Feld 1	9	49,3529964	12,1542931	369,7	1,7	371,4
PV Feld 1	10	49,352591	12,1535743	369,4	1,7	371,1
PV Feld 2	1	49,351322	12,1537998	368,3	1,7	370
PV Feld 2	2	49,3512399	12,1532922	367,1	1,7	368,8
PV Feld 2	3	49,3511508	12,1527632	366,7	1,7	368,4
PV Feld 2	4	49,3510651	12,1522475	366,3	1,7	368
PV Feld 2	5	49,3509795	12,1517265	365,2	1,7	366,9
PV Feld 2	6	49,3512731	12,1522019	366,3	1,7	368
PV Feld 2	7	49,3515736	12,1526773	367,3	1,7	369
PV Feld 2	8	49,3518759	12,1531608	368,3	1,7	370
PV Feld 2	9	49,3521676	12,1536282	369,7	1,7	371,4

PV Feld 2	10	49,3521781	12,1538159	370,6	1,7	372,3
PV Feld 2	11	49,351737	12,1537824	369,6	1,7	371,3
PV Feld 3	1	49,3514043	12,1511281	364,8	1,7	366,5
PV Feld 3	2	49,3512488	12,1511093	364,6	1,7	366,3
PV Feld 3	3	49,3510933	12,1510906	364,7	1,7	366,4
PV Feld 3	4	49,351268	12,1514178	364,8	1,7	366,5
PV Feld 3	5	49,3514882	12,1518255	365,8	1,7	367,5
PV Feld 3	6	49,3514462	12,1514875	365,1	1,7	366,8

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 BAB93 und der Kreisstraße 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]
BAB93	1	49,350046	12,147537	362,1	3	365,1
BAB93	2	49,350399	12,1494601	367,5	3	370,5
BAB93	3	49,35071	12,1515871	365,3	3	368,3
BAB93	4	49,3508743	12,1526238	366,3	3	369,3
BAB93	5	49,3510874	12,1536605	367,4	3	370,4
BAB93	6	49,3512831	12,1546542	370,4	3	373,4
BAB93	7	49,3514788	12,1556158	372,2	3	375,2
<hr/>						
SAD19	1	49,3562181	12,1512253	366	3	369
SAD19	2	49,3552826	12,1511341	365,7	3	368,7
SAD19	3	49,3544169	12,1510429	365	3	368
SAD19	4	49,3535232	12,1509409	364,8	3	367,8
SAD19	5	49,3526854	12,150839	365,1	3	368,1
SAD19	6	49,3517673	12,1507264	364,8	3	367,8
SAD19	7	49,3508491	12,1505923	364,4	3	367,4
SAD19	8	49,3499519	12,1504796	364,3	3	367,3
SAD19	9	49,3490966	12,150367	363,6	3	366,6

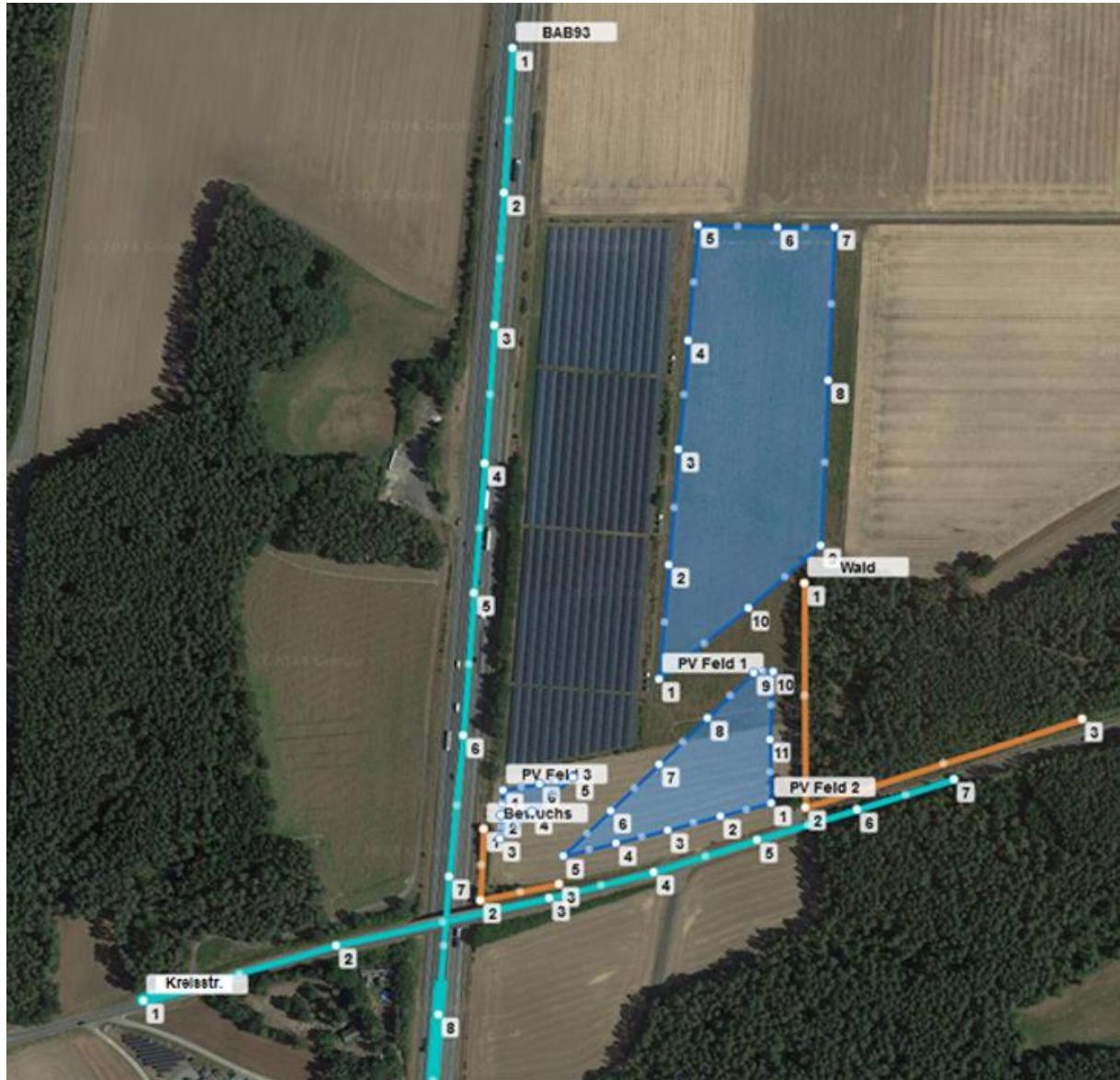


Abbildung 13: Verortung der Immissionsorte für den Straßenverkehr der BAB93 (türkis), der Kreisstraße (türkis) und den Sichtunterbrechungen (orange)

Zwischen dem geplanten Solarpark und den relevanten Immissionsorten bestehen Sichtunterbrechungen durch Bewuchs im Südwesten und Wald im Osten, siehe Abbildung 13. Diese Sichtunterbrechungen werden mit in die Simulation aufgenommen und entsprechend berücksichtigt.

7 Ergebnisse

Tabelle 3 stellt die Simulationsergebnisse für die Untersuchung des Straßenverkehrs BAB93 und der südlich angrenzenden SAD19 dar. Es werden potenzielle Reflexionen innerhalb des berücksichtigten Blickwinkels in Richtung des Straßenverkehrs der Kreisstraße simulativ festgestellt und im Nachfolgenden bewertet. Die potenzielle Blendung wird dabei von PV – Feld 2 verursacht. Für den Straßenverkehr der BAB93 wurden keine relevanten Reflexionen, die in das relevante Sichtfeld der VerkehrsteilnehmerInnen treffen könnten, festgestellt. Für PV – Feld 1 und 3 wurden ebenfalls keine relevanten Reflexionen im relevanten Sichtfeld der VerkehrsteilnehmerInnen festgestellt.

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

Immissionsort	Potenzielle Blenddauer gemäß Simulation für PV – Feld 2 [in Minuten]	Ermittelte Emissionswinkel (ausgehend vom Solarpark) für PV – Feld 2 [°]
BAB93	0	-
SAD19	2472	84 – 108°

Gemäß der Simulation wurde für den angrenzenden Straßenverkehr der untersuchten Kreisstraße potenzielle Blendung ermittelt. Betroffen sind Straßenverkehrsteilnehmer, welche in Fahrtrichtung Westen unterwegs sind. Die Analyse der Blickwinkelberücksichtigung der Straßenverkehrsteilnehmer ergibt, dass potenziell Blendung durch die PV – Fläche 2 des Solarparks auftreten kann. Als problematisch wird seitens des Gutachtens der Streckenabschnitt eingestuft, welcher, bedingt durch den vorhandenen Bewuchs, keine freie Sicht auf den Solarpark zulässt.

Die maximale Blenddauer beträgt 22 Minuten pro Tag unter der Voraussetzung, dass klarer und bewölkungsfreier Himmel auftritt, siehe Abbildung 15. Die Uhrzeit der auftretenden Blendung liegt zwischen 17:33 und 19:09 von Mitte März bis Ende September. Abbildung 14 verdeutlicht die relevanten Reflexionen (gelb), die in Fahrtrichtung Westen auftreten können. Weiterhin ist die Position der Straßenverkehrsteilnehmer mit Blickwinkelberücksichtigung (weiß markiert) dargestellt, sowie die notwendigen Abmessungen des Blendschutzes. Durch den Blendschutz werden Reflexionen auf den ungeschützten Straßenabschnitt verhindert. Empfohlen wird hier eine Höhe der entsprechend der Höhe der Moduloberkante (= 2,67m).

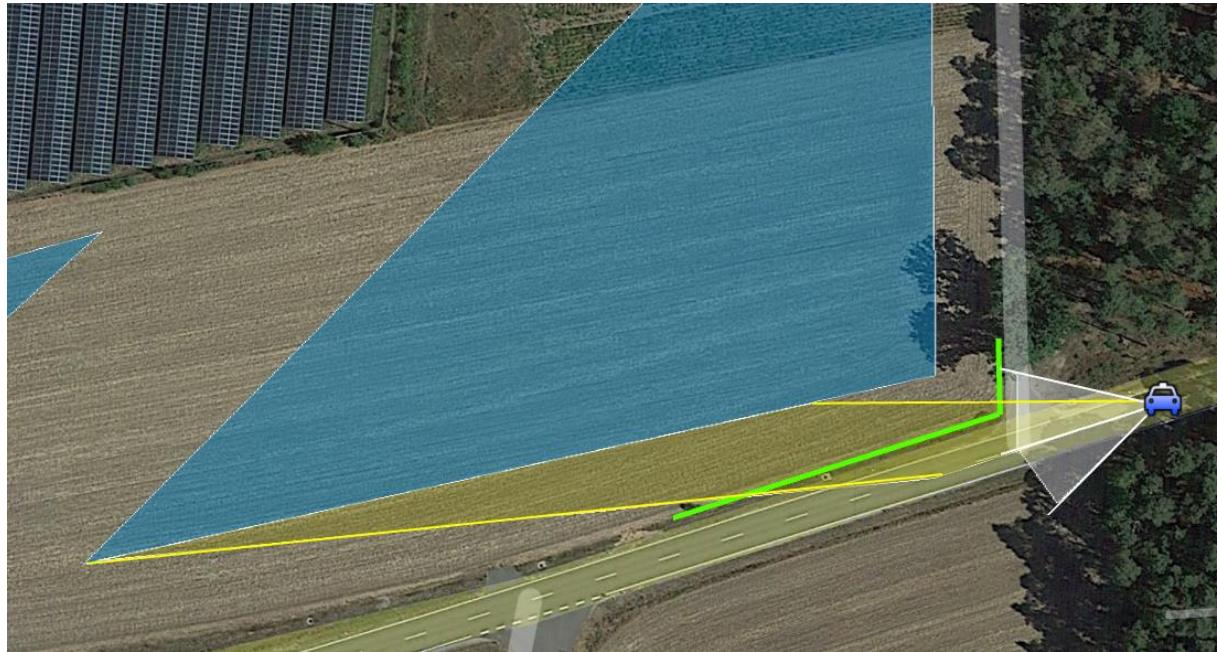


Abbildung 14: Darstellung der relevanten Reflexionen (gelb) auf die Kreisstraße in Fahrtrichtung Westen und Darstellung von der Position der Straßenverkehrsteilnehmer mit Blickwinkelberücksichtigung (blau, weiß markiert) sowie die notwendigen Abmessungen des Blendschutzes (grün). Die Höhe der Maßnahme muss der Höhe der Moduloberkante entsprechen (= 2,67m).

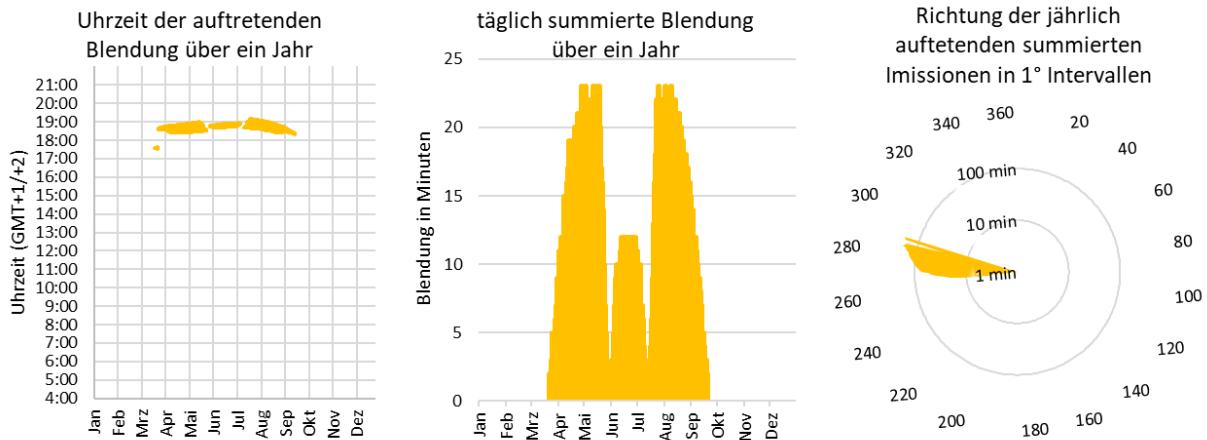


Abbildung 15: Uhrzeit der auftretenden Blendung, täglich summierte Blendung und Richtung der jährlich auftretenden summierten Immissionen

Die Umsetzung der Sichtunterbrechung kann beispielsweise in Form eines blickdichten Zauns, einer blickdichten Folie an der geplanten Einfriedung oder gepflanzten blickdichten Bewuchs realisiert werden. Die Maßnahmen zur Sichtunterbrechung zwischen den PV-Modulen des Solarparks und dem Straßenverkehr können in der weiteren Phase vom Auftraggeber frei gewählt werden, insofern die

Sichtunterbrechung erfolgt. Die hier vorgeschlagenen Orte für den Blendschutz sind mögliche Varianten, andere sind ebenfalls zielführend, wenn diese die Sichtunterbrechung realisieren. Die Höhe des Sichtschutzes sollte der Höhe der Moduloberkante entsprechen.

Abbildung 16 verdeutlicht eine Google-Street-View-Aufnahme des relevanten Streckenabschnittes. Es wird deutlich, dass die Kreisstraße und die Fläche des geplanten Solarparks relativ eben sind. Weiterhin wird deutlich, dass die Sicht auf den Solarpark bzw. das Bekanntsein eines Solarparks und potenziellen Reflexionen durch den Bewuchs verhindert wird und Reflexionen plötzlich und unerwartet auf StraßenverkehrsteilnehmerInnen treffen könnten.



Abbildung 16: [Quelle: Google-Street-View]

Eine weitere Möglichkeit zur Vermeidung von einer Blendwirkung auf den Straßenverkehr besteht in einer Azimutanpassung der PV-Flächen 2 und 3 in den relevanten Bereichen, siehe Abbildung 17, gelb markierte PV-Fläche.

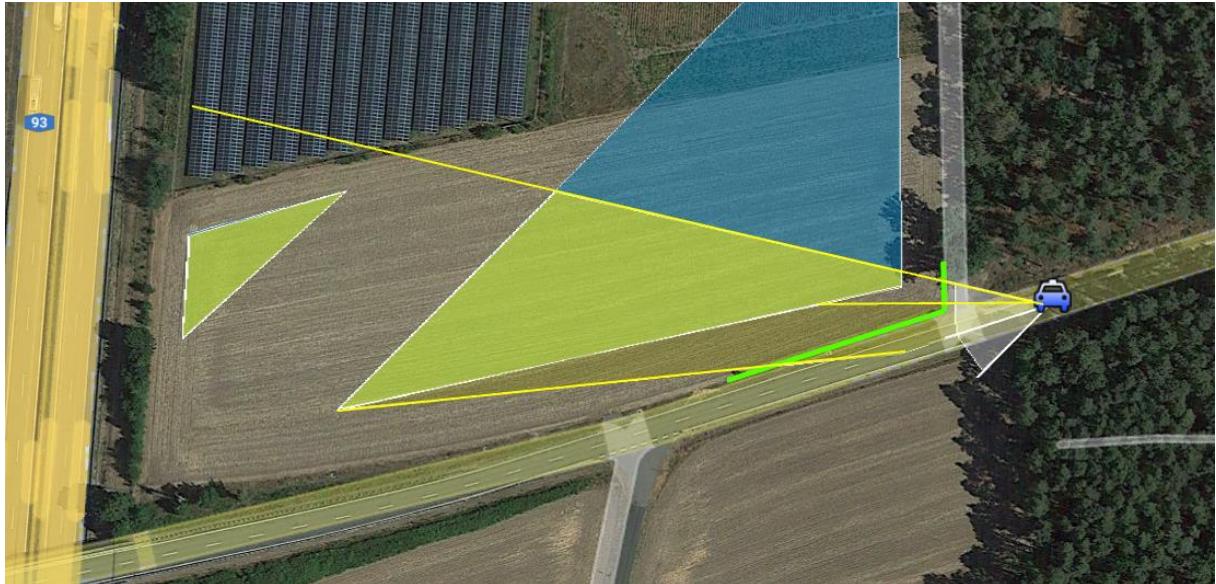


Abbildung 17: Gelb markierte PV-Fläche, für die eine Anpassung des Azimuts eine Vermeidung der Blendung erwirkt

In Absprache mit dem Auftraggeber hat dieser einen neuen Belegungsplan zur Verfügung gestellt. Dabei rückt PV-Fläche 3 näher an den Straßenverkehr der Kreisstraße ran, weshalb diese auch nachfolgend berücksichtigt ist. Die relevanten Flächen von PV-Fläche 2 und PV-Fläche 3 sind im angepassten Belegungsplan auf den Azimutwinkel von 225° angepasst. Eine Azimutanpassung zwischen 210° - 250° ist zielführend und kann vom Auftraggeber frei gewählt werden. Die Anpassung des Azimutwinkels führt dazu, dass keine relevanten Reflexionen in Richtung der Kreisstraße auftreten und somit keine Blendschutzmaßnahmen in Form einer Sichtunterbrechung mehr erforderlich.

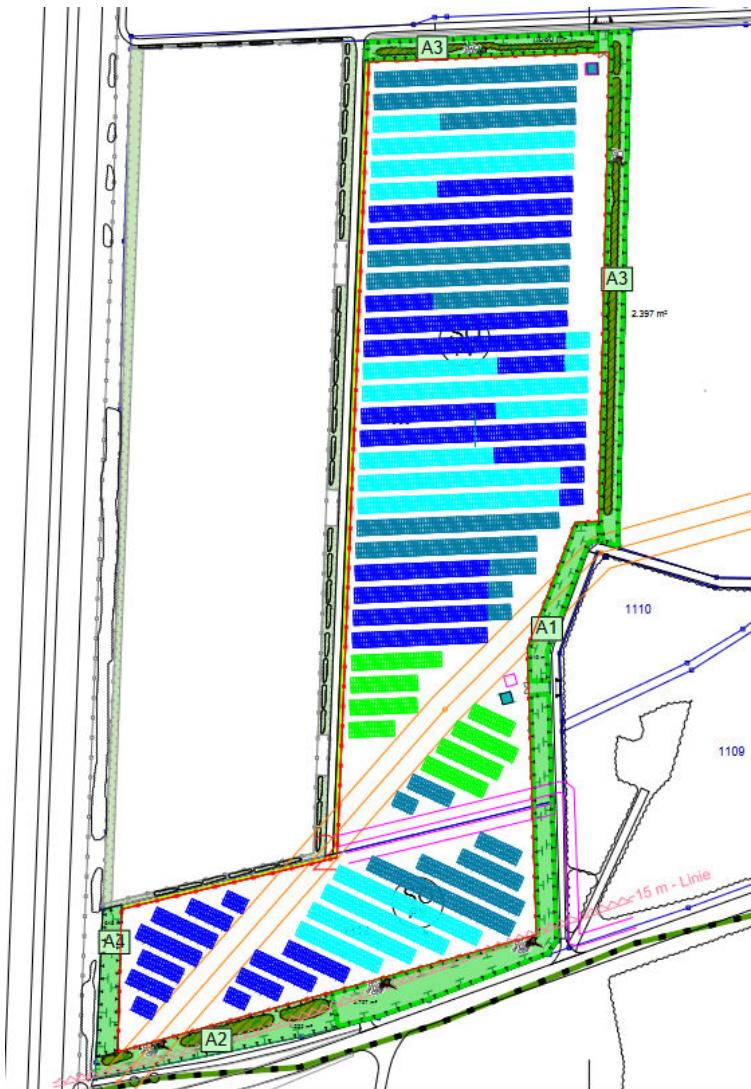


Abbildung 18: Modulbelegungsplan mit angepassten Azimutwinkel der PV-Flächen von PV-Feld 2 und PV-Feld 3 zur Vermeidung einer Blendwirkung auf den Straßenverkehr der Kreisstraße

8 Schlussbemerkung

Untersucht wurde die potenzielle Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen des geplanten Solarparks Schwandorf. Auf Basis der durchgeführten Simulation, wurden für den südlich verlaufenden Straßenverkehr der Kreisstraße relevante Reflexionen in Richtung Straßenverkehr ermittelt. Aus diesem Grund werden Blendschutzmaßnahmen empfohlen, die in Kapitel 7 näher beschrieben werden.

Für die westlich verlaufende BAB93 können Reflexionen im relevanten Blickwinkel der Straßenverkehrsteilnehmer auf Basis der durchgeführten Simulation ausgeschlossen werden.

Weiterhin kann aufgrund der hohen Entfernung von mindestens 400 m für die östlich zum Solarpark angrenzenden Wohnbebauungen eine erhebliche Beeinträchtigung durch potenzielle Reflexionen nach den LAI – Hinweisen ausgeschlossen werden.

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 Lichtimmisionen 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 Sonnenlich 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	5
Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls	6
Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)	6
Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung	7
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)	7
Abbildung 8: links: Module mit satinierter Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)	8
Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)	8
Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)	9
Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)	12
Abbildung 12: Verortung der PV-Anlage in der Simulationssoftware ForgeSolar	13
Abbildung 13: Verortung der Immissionsorte für den Straßenverkehr der BAB93 (türkis), der Kreisstraße (türkis) und den Sichtunterbrechungen (orange)	17
Abbildung 14: Darstellung der relevanten Reflexionen (gelb) auf die Kreisstraße in Fahrtrichtung Westen und Darstellung von der Position der Straßenverkehrsteilnehmer mit Blickwinkelberücksichtigung (blau, weiß markiert) sowie die notwendigen Abmessungen des Blendschutzes (grün). Die Höhe der Maßnahme muss der Höhe der Moduloberkante entsprechen (= 2,67m).	19
Abbildung 15: Uhrzeit der auftretenden Blendung, täglich summierte Blendung und Richtung der jährlich auftretenden summierten Immissionen	19
Abbildung 16: [Quelle: Google-Street-View]	20
Abbildung 17: Gelb markierte PV-Fläche, für die eine Anpassung des Azimuts eine Vermeidung der Blendung erwirkt	21
Abbildung 18: Modulbelegungsplan mit angepassten Azimutwinkel der PV-Flächen von PV-Feld 2 und PV-Feld 3 zur Vermeidung einer Blendwirkung auf den Straßenverkehr der Kreisstraße	22

Blendgutachten A-LV24/0035
Solarpark Schwandorf
V003

