



**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

**Fax** +49 (030) 29 38 12 61

**Email** dgs@dgs-berlin.de

**Web** www.dgs-berlin.de

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

Anlage: Solarpark Lalendorf  
53,755136°, 12,404226°  
Lalendorf, 18279

in Auftrag gegeben von: D&K Entwicklungs GmbH  
Zu den Linden 29  
17192 Waren (Müritz)

Projektnummer: A-LV23/0235

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: M. Eng. Joris Neumann

Berlin, 17.01.2024

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 .....	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.....	12
	6.2 Immissionsorte.....	13
7	Ergebnisse .....	15
8	Schlussbemerkung .....	16
9	Literaturverzeichnis .....	17
10	Abbildungsverzeichnis.....	18

## 1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarparks Lalendorf 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 Gemeinde Lalendorf im Landkreis Rostock in Mecklenburg-Vorpommern. Westlich und nördlich des Solarparks verlaufen zwei Bahntrassen, welche sich am Solarpark kreuzen. Westlich des geplanten Solarparks liegt der Ort Lalendorf. Die Flächen des Solarparks werden derzeit als Ackerland genutzt. Eine Übersicht der Umgebung ist in Abbildung 1 gegeben.



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

### 3 Beschreibung der PV – Anlage

Der Modulbelegungsplan des Solarparks ist in Abbildung 2 zu sehen. Der Solarpark wird auf einer Fläche von ca. 16 ha geplant und hat eine geplante Leistung von ca. 16,5 MWp. Die Modulflächen werden mit  $180^\circ$  in Richtung Süden ausgerichtet mit einem Neigungswinkel von  $18^\circ$ . Eine Darstellung der Unterkonstruktion ist in Abbildung 3 gegeben.

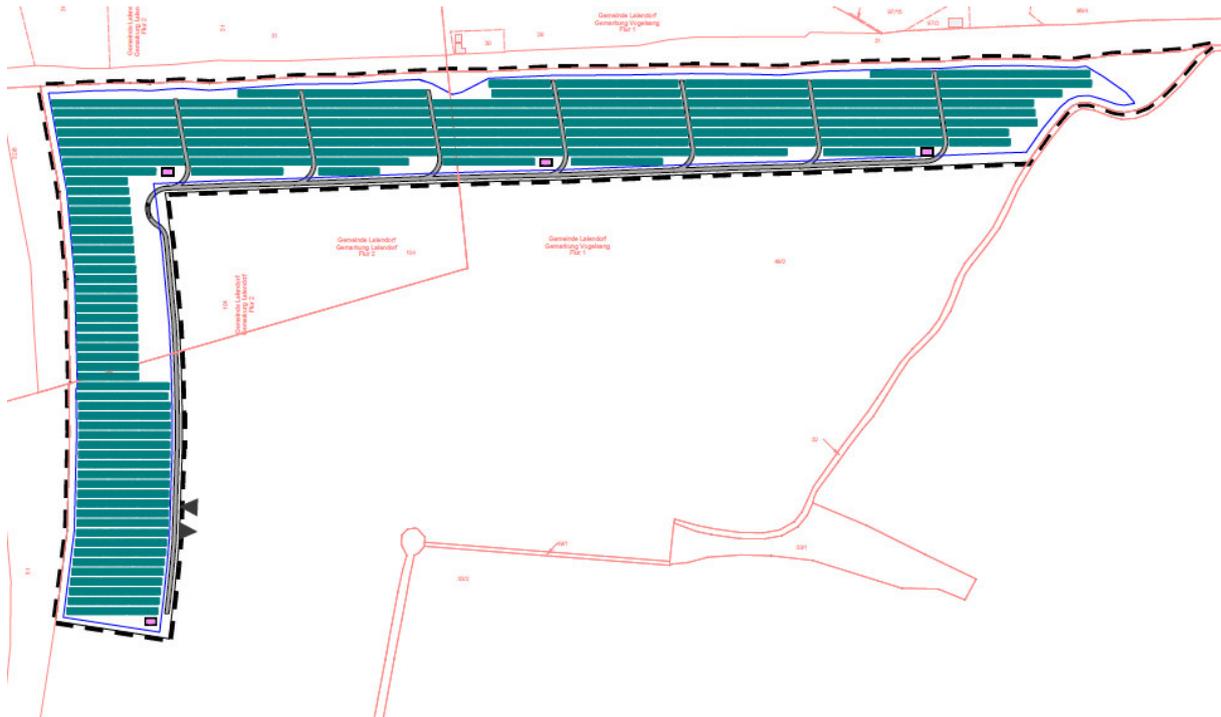


Abbildung 2: Modulbelegungsplan (Quelle: Auftraggeber)

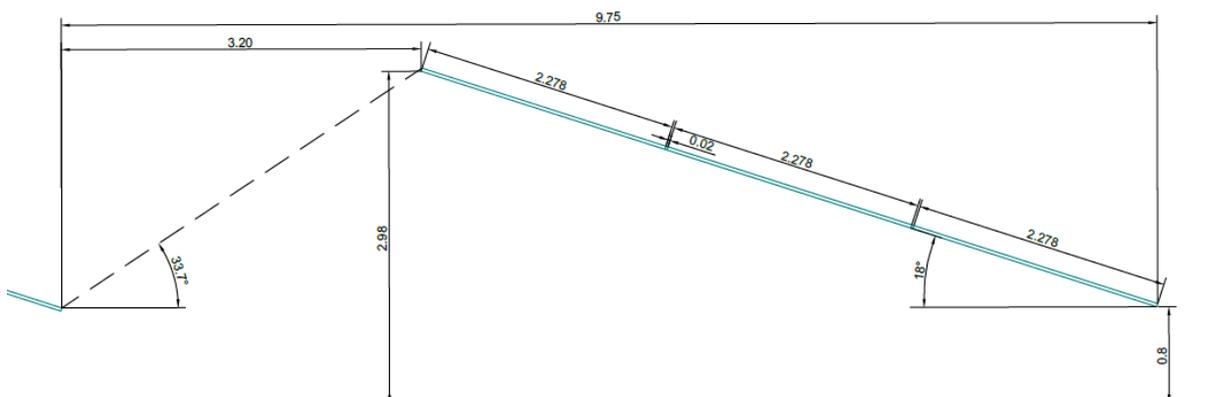


Abbildung 3: Unterkonstruktion der geplanten PV-Anlage (Quelle: Auftraggeber)

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

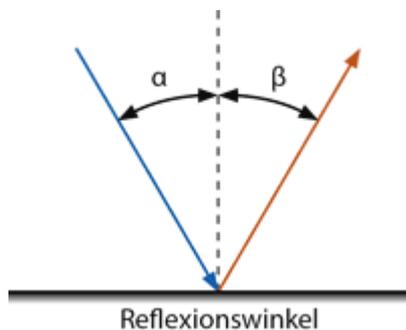


Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls

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 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.

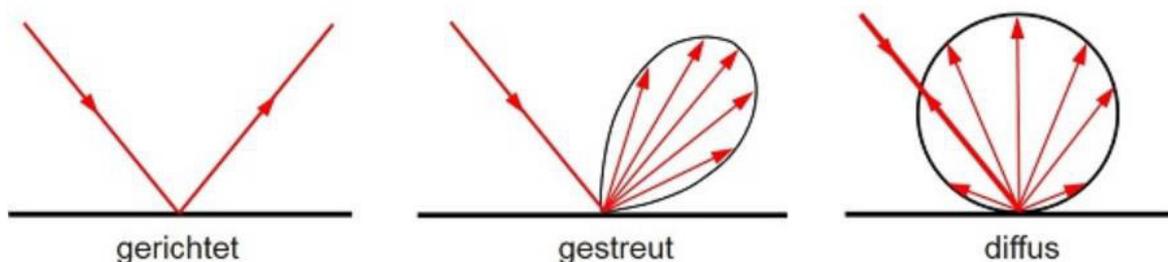


Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

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

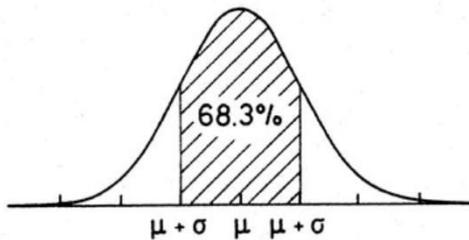


Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

## 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.

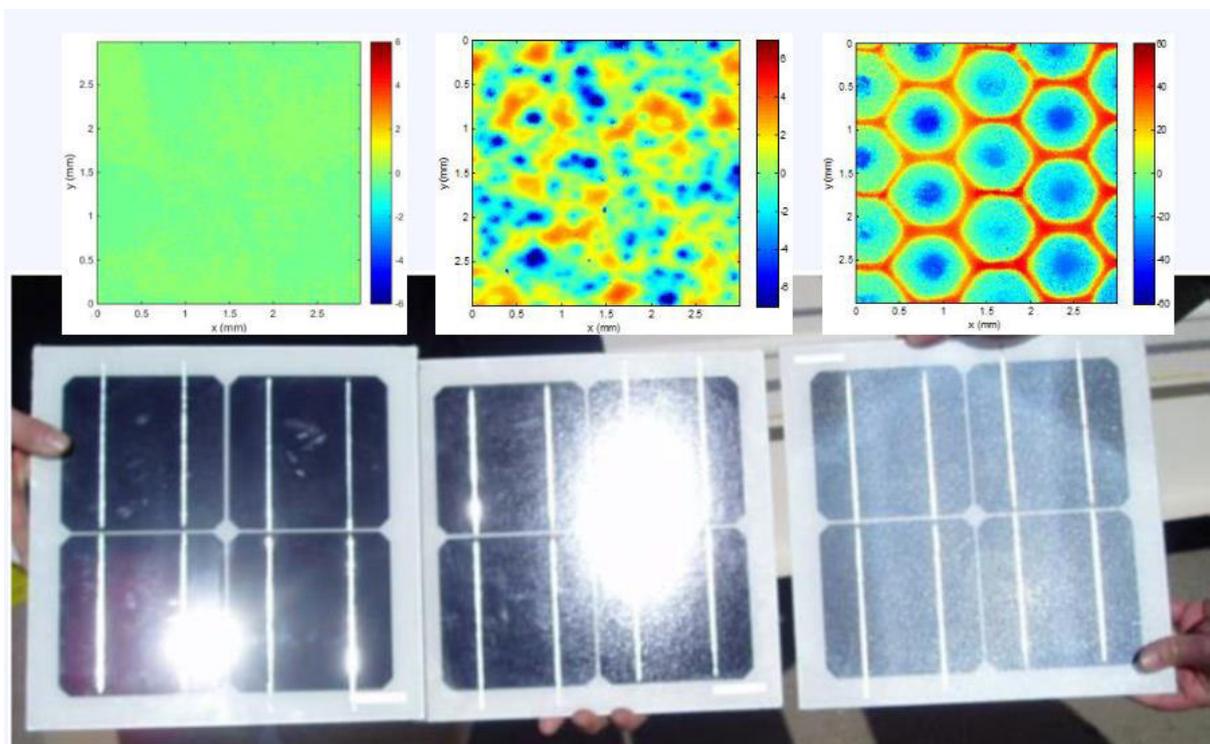


Abbildung 7: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

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.

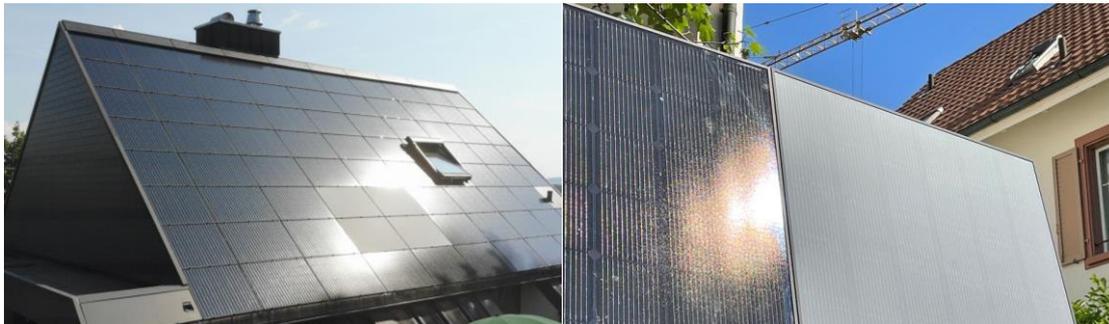


Abbildung 8: links: Module mit satinierter Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)

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.

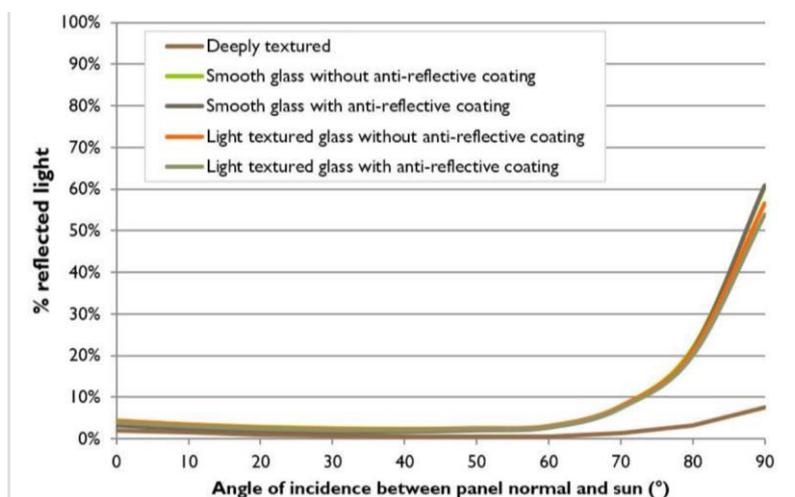


Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

### 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.

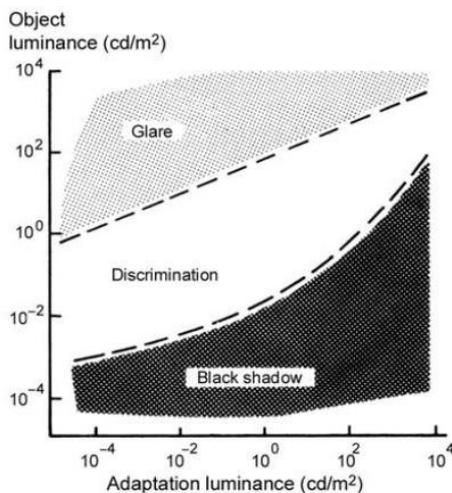


Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

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  $10^\circ$  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.

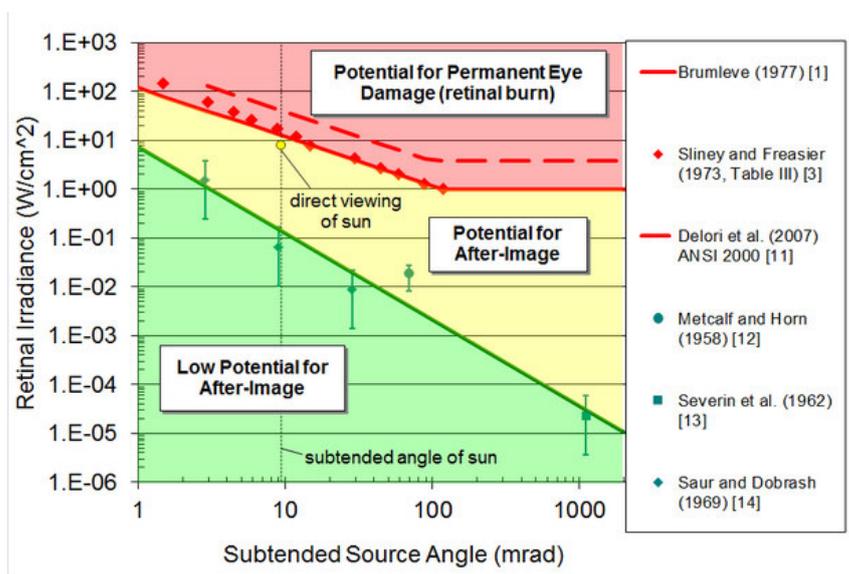


Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

## 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.

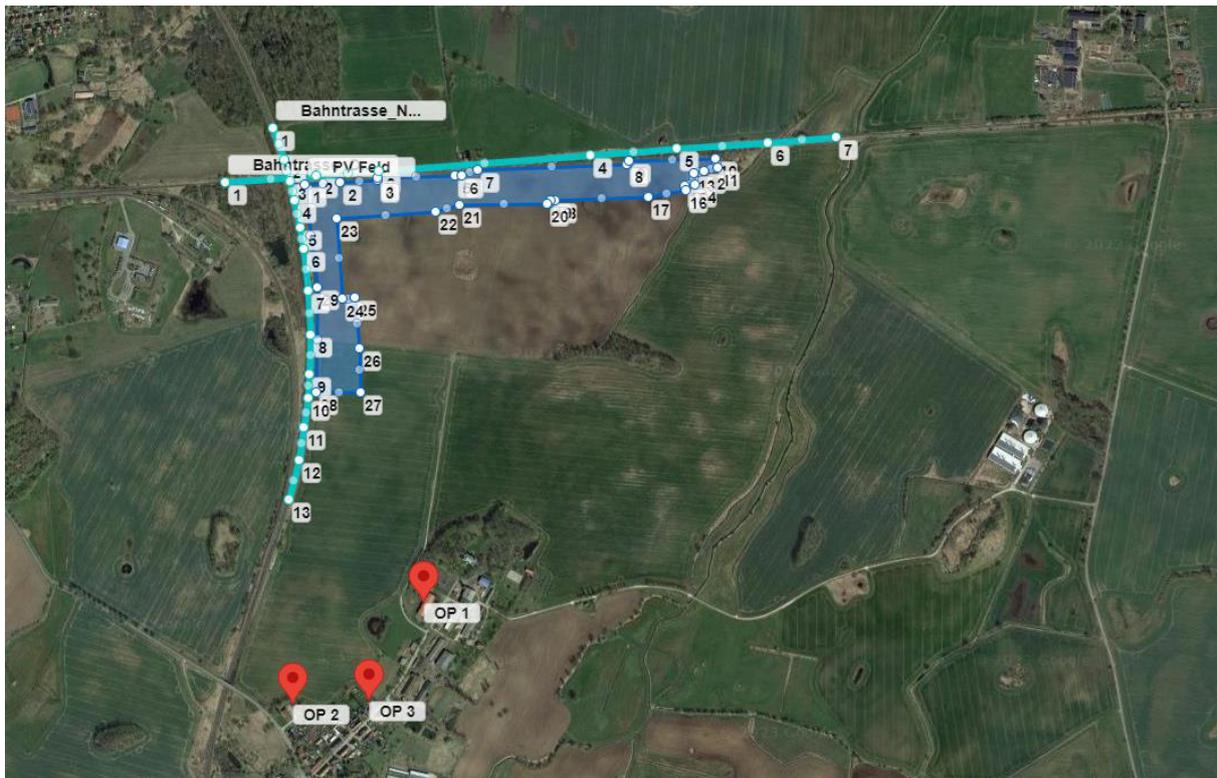


Abbildung 12: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulation

### 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. Die PV-Flächen werden mit 180° und 18° Neigungswinkel simuliert. Die mittlere Modulhöhe ergibt sich zu 1,9 m. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Koordinaten der PV-Flächen

PV-Fläche	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV-Feld	1	53,75553	12,40218	36,2	1,9	38,1
	2	53,75559	12,40354	34,9	1,9	36,8
	3	53,75563	12,40493	35,1	1,9	37
	4	53,75569	12,40494	35,1	1,9	37
	5	53,75574	12,40785	34	1,9	35,9

	6	53,75574	12,4081	34,2	1,9	36,1
	7	53,75587	12,4087	33,9	1,9	35,8
	8	53,75599	12,41433	31,6	1,9	33,5
	9	53,75606	12,41442	32,3	1,9	34,2
	10	53,75613	12,4177	31,9	1,9	33,8
	11	53,75592	12,41778	30,5	1,9	32,4
	12	53,75584	12,41727	30,8	1,9	32,7
	13	53,75579	12,41687	31,4	1,9	33,3
	14	53,75554	12,41691	31,2	1,9	33,1
	15	53,75552	12,41652	31,2	1,9	33,1
	16	53,7554	12,41656	31,2	1,9	33,1
	17	53,75527	12,41513	30,2	1,9	32,1
	18	53,75518	12,41164	31,3	1,9	33,2
	19	53,75517	12,41146	31,3	1,9	33,2
	20	53,75511	12,41134	31,3	1,9	33,2
	21	53,75509	12,40802	33,4	1,9	35,3
	22	53,75494	12,40713	34,2	1,9	36,1
	23	53,75478	12,40337	35,3	1,9	37,1
	24	53,75297	12,4036	35,8	1,9	37,7
	25	53,75299	12,40407	35	1,9	36,8
	26	53,75186	12,40424	36,7	1,9	38,6
	27	53,75087	12,4043	34,6	1,9	36,5
	28	53,75087	12,40264	39,5	1,9	41,4
	29	53,75324	12,40266	36,1	1,9	38

## 6.2 Immissionsorte

Als relevante Immissionsorte werden beide Bahntrassen und die Wohnbebauung südlich des geplanten Solarparks untersucht. Grundlage für die gewählten Immissionsorte sind Angaben des Auftraggebers, sowie Satellitenbilder. Die Untersuchungshöhe für wird auf 3 m über den Bahntrassen festgelegt. Für die Bahntrassen wird ein relevanter Sichtwinkel von +/- 20° zur Fahrtrichtung 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

Immissions-ort	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Betrachtungshöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Bahntrasse Neustrelitz - Warnemünde	1	53,7568	12,40101	42,6	3	45,6
	2	53,7561	12,4014	41,8	3	44,8
	3	53,7556	12,40163	41,3	3	44,3
	4	53,75517	12,4018	42,2	3	45,2
	5	53,75456	12,40202	42,4	3	45,4
	6	53,7541	12,40215	42,2	3	45,2
	7	53,75315	12,40234	42,1	3	45,1
	8	53,75216	12,40242	40,4	3	43,4
	9	53,75127	12,40237	40,2	3	43,2
	10	53,75075	12,40231	40,8	3	43,8
	11	53,75009	12,40217	40,9	3	43,9
	12	53,74936	12,40196	39,4	3	42,4
	13	53,74844	12,40159	40,4	3	43,4
	1	53,7556	12,3992	36,7	3	39,7



Bahntrasse Bützow - Szczecin	2	53,75575	12,40263	35	3	38
	3	53,75585	12,405	34,9	3	37,9
	4	53,7562	12,41298	33,2	3	36,2
	5	53,75634	12,41623	32,8	3	35,8
	6	53,75649	12,41967	32,7	3	35,7
	7	53,7566	12,42223	33	3	36
Wohnbebauung Vogelsang 1	1	53,74615	12,40665	48,2	1,7	49,9
Wohnbebauung Vogelsang 2	2	53,74387	12,40171	48,8	1,7	50,5
Wohnbebauung Vogelsang 3	3	53,74393	12,40461	46,5	1,7	48,2

## 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 und 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 den Verkehr betreffen 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 Stunden über ein Jahr

<b>Immissionsort</b>	<b>Potenzielle Blenddauer in Stunden</b>
Bahntrasse Nord-Süd	0
Bahntrasse Ost-West	0
Wohnbebauung Vogelsang 1	0
Wohnbebauung Vogelsang 2	0
Wohnbebauung Vogelsang 3	0

Die Simulationsergebnisse werden im Folgenden nicht detaillierter dargestellt, da keine potenziellen Blendungen auftreten.



## **8 Schlussbemerkung**

Untersucht wurde die potenzielle Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für den geplanten Solarpark Lalendorf. Für die Bahnstrecke Bützow – Szczecin, Bahnstrecke Neustrelitz – Warnemünde und Wohnbebauung Vogelsang wurde mittels Simulation keine potenzielle Blendung ermittelt. Eine Blendung wird damit ausgeschlossen, es sind keine Blendschutzmaßnahmen erforderlich.

## 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 Blenbewertung 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 PV-Flächen in Blau und Umgebung (Quelle: Google Earth).....	3
Abbildung 2: Modulbelegungsplan (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 satiniertes 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