



Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH  
Unternehmen des DGS Landesverbandes Berlin Brandenburg e.V.

DGS Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH  
Erich-Steinfurth-Str. 8  
10243 Berlin

**Phone** +49 (030) 29 38 12 60

**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) des Solarparks Rieder - Ballenstedt**

Anlage: Solarpark Rieder - Ballenstedt  
Ballenstedt  
OT Rieder  
06493

in Auftrag gegeben von: Lunaco GmbH  
Herr Benjamin Filger  
Halberstädter Straße 2  
10711 Berlin  
Deutschland

Projektnummer: A-GmbH22/0069

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 18.11.2022

Handelsregister:  
Amtsgericht  
Charlottenburg  
HRB 90823 B

Bankverbindung:  
Bank für Sozialwirtschaft  
BLZ 100 205 00  
Konto 130 96 00

U-ID-Nr.: DE 813844044  
Steuer-Nr.: 37/259/32257  
BIC: BFSWDE33BER  
IBAN: DE 84 1002 0500 00013 09600

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Beschreibung der Umgebung.....	5
3	Beschreibung der PV - Anlage.....	7
4	Grundlagen der Strahlengeometrie.....	8
4.1	Geometrische Reflexionssituation.....	8
4.2	Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps.....	9
4.3	Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module.....	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	Simulationsparameter.....	14
6.1.1	PV - Anlage.....	14
6.1.2	Straßenverkehr.....	15
6.1.3	Wohngebäude.....	17
6.2	Ergebnisse.....	18
6.2.1	Straßenverkehr.....	18
6.2.2	Wohngebäude.....	19
7	Auswertung.....	22
8	Blendschutzmaßnahmen.....	24
9	Fazit.....	25
10	Literaturverzeichnis.....	26

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geplante PV-Freiflächenanlage (blaue Flächen) und Gemeinde Rieder - Ballenstedt (Quelle: Google Earth).....	5
Abbildung 2: Vor-Ort-Aufnahme der geplanten Fläche des Solarparks Rieder - Ballenstedt (1) (Quelle: Auftraggeber).....	6
Abbildung 3: Vor-Ort-Aufnahme der geplanten Fläche des Solarparks Rieder - Ballenstedt (2) (Quelle: Auftraggeber).....	6
Abbildung 4: Belegungsplan der geplanten PV-Anlage für die PV-Felder 1-3 mit Ost-West-Ausrichtung (Quelle: Auftraggeber) .....	7
Abbildung 5: geplante Unterkonstruktion für Ost-West-Ausrichtung (Quelle: Auftraggeber) .....	7
Abbildung 6: Reflexion eines Lichtstrahls.....	8
Abbildung 7: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität) .....	8
Abbildung 8: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls).....	10
Abbildung 9: Darstellung der in der Simulation angelegten PV-Felder 1-3.....	14
Abbildung 10: Verortung des angrenzenden Straßenverkehrs in der Simulation .....	16
Abbildung 11: Verortung der angrenzenden Wohngebäude der Gemeinde Rieder (OP 1 - OP 9) (Quelle: Google Earth).....	17
Abbildung 12: Einordnung der potenziellen Wahrnehmungsbeeinträchtigung durch Blendung entlang es Herzfeldwegs gemäß dem Solar Glare Hazard Analysis Tool .....	19
Abbildung 13: OPs (rote Stecknadel) Sichtunterbrechungen (grüne Fläche mit roter Umrandung) zwischen Untersuchungspunkten und PV - Feldern .....	20
Abbildung 14: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit auf den Straßenverkehr (links) und tägliche Dauer der Blendung (rechts) des Herzfeldwegs für PV - Feld 1 .....	22
Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit auf den Straßenverkehr (links) und tägliche Dauer der Blendung (rechts) des Herzfeldwegs für PV - Feld 2.....	23
Abbildung 16: Rechtsseitiges Sichtfeld bei Fahrtrichtung Südwesten bei +30° in Fahrtrichtung (in gelb) und bestehende Sichtunterbrechungen (rot umrandet) .....	23
Abbildung 17: potenzielle Blendung auf dem Herzfeldweg in Fahrtrichtung Südwesten bis +30° in Fahrtrichtung (rote Linien), empfohlene Sichtunterbrechung mit einer Höhe von 3 m (orange), bestehender Sichtschutz durch Bäume (grün) .....	24

## 1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission einer PV-Freiflächenanlage und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht und nach den LAI - Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen bewertet. Hierbei werden 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. Es handelt sich um eine Anpassung des Blendgutachten A-GmbH210015.

## 2 Beschreibung der Umgebung

Der Solarpark ist nordöstlich der Gemeinde Rieder geplant. Rieder ist ein Ortsteil der Stadt Ballenstedt im Landkreis Harz in Sachsen - Anhalt. Der ungefähre Mittelpunkt der Koordinaten der Freiflächenanlage liegt bei 51°44'17.11"N und 11°10'26.97"E. Der geplante Solarpark befindet sich in unmittelbarer Umgebung zum Herzfeldweg und Wohngebäuden des Ortsteils Rieder. Die Wohngebäude liegen südlich und westlich des geplanten Solarparks. Der Solarpark ist in insgesamt drei PV-Felder aufgeteilt. Abbildung 1 verdeutlicht den gesetzten Mittelpunkt (gelbe Stecknadel) der geplanten PV-Freiflächenanlage und die direkte Umgebung auf einem Kartenausschnitt. Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen Vor-Ort-Aufnahmen der geplanten Fläche des Solarparks.



Abbildung 1: Geplante PV-Freiflächenanlage (blaue Flächen) und Gemeinde Rieder - Ballenstedt (Quelle: Google Earth)





Abbildung 2: Vor-Ort-Aufnahme der geplanten Fläche des Solarparks Rieder - Ballenstedt (1)  
(Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 3: Vor-Ort-Aufnahme der geplanten Fläche des Solarparks Rieder - Ballenstedt (2)  
(Quelle: Auftraggeber)

### 3 Beschreibung der PV - Anlage

Der Solarpark Rieder - Ballenstedt ist in insgesamt drei Modulfelder aufgeteilt, welche alle in Ost-West-Ausrichtung geplant sind. In Abbildung 4 ist der Belegungsplan der PV-Felder dargestellt. Die untere Modulkante wird auf einer Höhe von 0,8 m und die obere Modulkante bei 2 m über dem Boden liegen, siehe Abbildung 5. Die Ausrichtung entspricht  $88^\circ/268^\circ$  mit einem Neigungswinkel von  $10^\circ$ . Die mittlere in der Simulation angenommene Modulhöhe liegt bei 1,4 m Diese berechnet sich aus der geplanten Aufständerung unabhängig von der Geländeneigung.

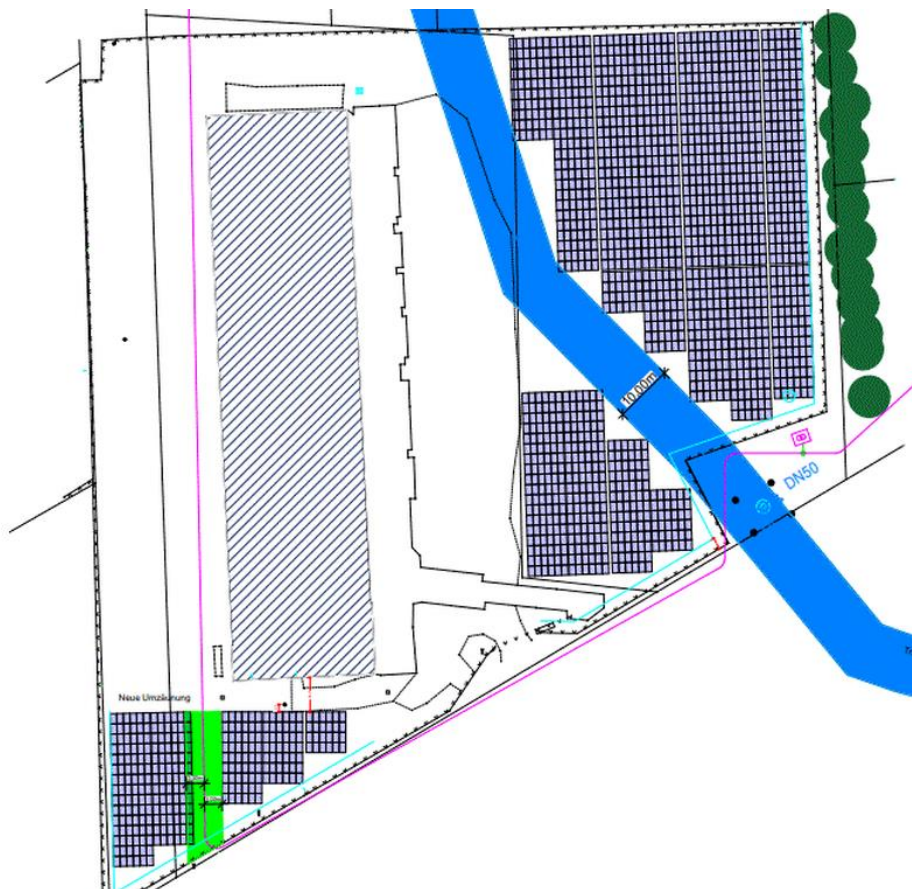


Abbildung 4: Belegungsplan der geplanten PV-Anlage für die PV-Felder 1-3 mit Ost-West-Ausrichtung (Quelle: Auftraggeber)

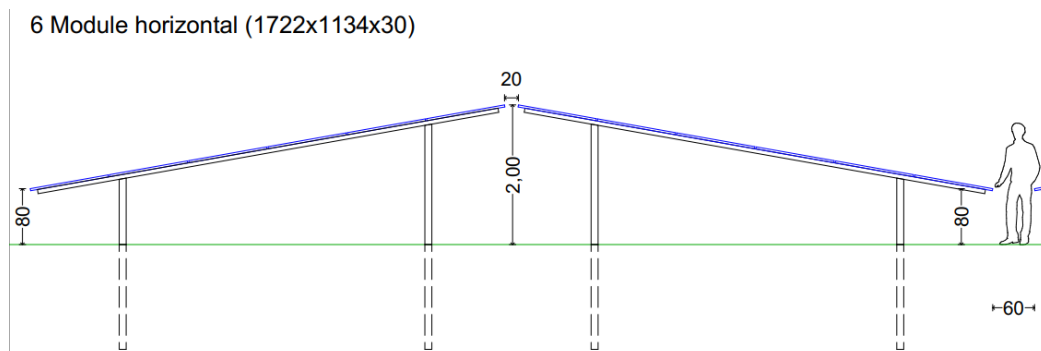


Abbildung 5: geplante Unterkonstruktion für Ost-West-Ausrichtung (Quelle: Auftraggeber)

## 4 Grundlagen der Strahlengeometrie

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zur Berechnung der Lichtemission 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 ( $\alpha = \beta$ ).

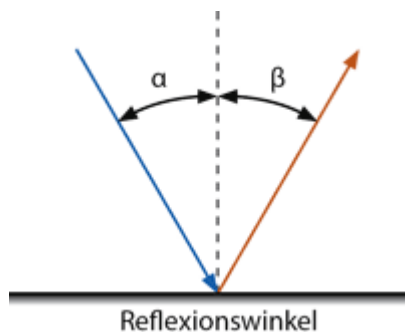


Abbildung 6: Reflexion eines Lichtstrahls

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei der Reflexion von Lichtstrahlen, auch wenn die reflektierende Oberfläche nicht eben ist oder diffuses Licht einfällt. Dann gilt für jeden einzelnen Lichtstrahl am jeweiligen Auftreffpunkt auf der Oberfläche individuell das Reflexionsgesetz.

Trifft das Licht auf eine schwarze und undurchsichtige Oberfläche, so wird es (zum größten Teil) absorbiert. Es wird nur ein sehr geringer Teil des Lichts reflektiert. So erscheint ein Modul, das mit schwarzen (monokristallinen) bzw. blauen (polykristallinen) Zellen bestückt ist, als dunkle Fläche.

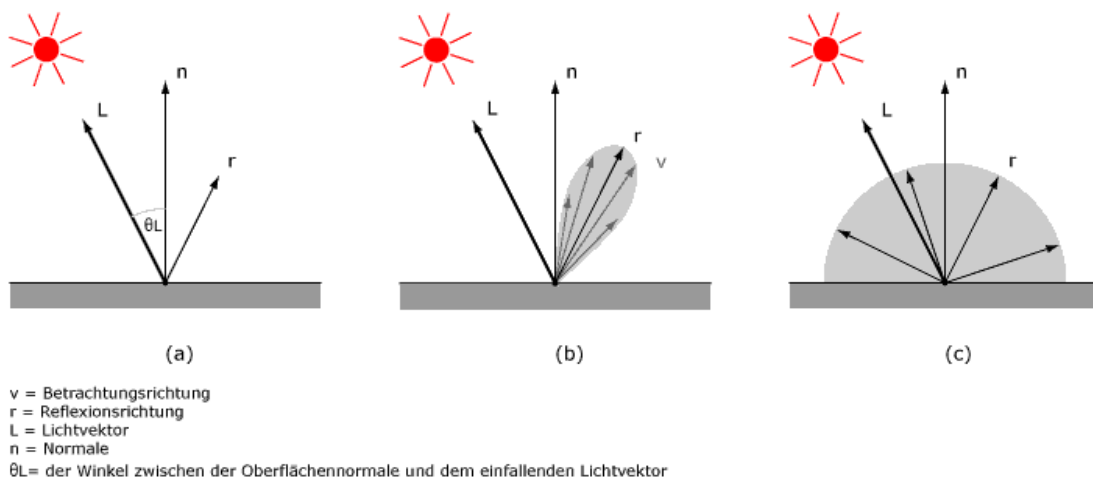


Abbildung 7: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)



Die Streuung der reflektierten Strahlung ist relativ hoch, so dass eine Blendwirkung durch gerichtete (Sonnen-)Strahlung mit zunehmendem Abstand im Allgemeinen nicht als Blendung, sondern als Aufhellung („heller Fleck“) der bestrahlten Oberfläche wahrgenommen wird. Der Kernbereich eines „Strahlbündels“ (von der Sonne kommende parallele Lichtstrahlen) ist als helle Fläche auf dem im übrigen Bereich dunklen Modul wahrzunehmen, die zu keiner Blendung führt. Verschmutzung durch Staub etc. kann zu einer zusätzlichen Streuung des reflektierten Lichtes führen.

Neben der idealen Reflexion (a) entsprechend des Brechungsgesetzes ergeben sich durch strukturierte Glasoberflächen weitere Strahlrichtungen. Dabei bildet sich nach dem Lambertzschen Gesetz ein weiterer Schwerpunkt in Richtung der Normalen, d.h. senkrecht zur Glasoberfläche aus. Im Falle von aufgeständerten PV - Anlagen ist diese Strahlrichtung nicht relevant, da in den Himmel gerichtet. (b) beschreibt die nichtideale Reflexion in Form einer Bündelaufweitung. Mit steigendem Differenzwinkel zwischen Reflexionswinkel und Richtung des Betrachters nimmt die Intensität der reflektierten Strahlung stark ab. Für die Untersuchung der Blendwirkung ist daher nur die Richtung der ideal reflektierten Strahlung relevant.

**Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird die Moduloberfläche entsprechend den Vorgaben der Licht-Leitlinie (Ministerium für Umwelt, 2012) als ideal reflektierend betrachtet.**

## **4.2 Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps**

Zum Aufbau des Deckmaterials der PV-Module liegen keine gesonderten Informationen vor. Typischerweise kommen bei kristallinen Modulen leicht strukturierte (matt/matt) Einscheibensicherheitsgläser als Frontabdeckung zum Einsatz. Ziel der Module ist es, einen möglichst hohen Anteil des Sonnenlichtes zu nutzen, so dass Gläser mit möglichst hoher Transmission und niedriger Reflexion verwendet werden. Die Transmission der Solargläser liegt typischerweise bei 90 - 96%, so dass die Reflexions- und Streuverluste max. 10% betragen. Allerdings kommt es bei Einfallswinkeln von mehr als 50° zu höheren Reflexionen bis hin zur vollständigen Reflexion bei mehr als 88°.

### 4.3 Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module

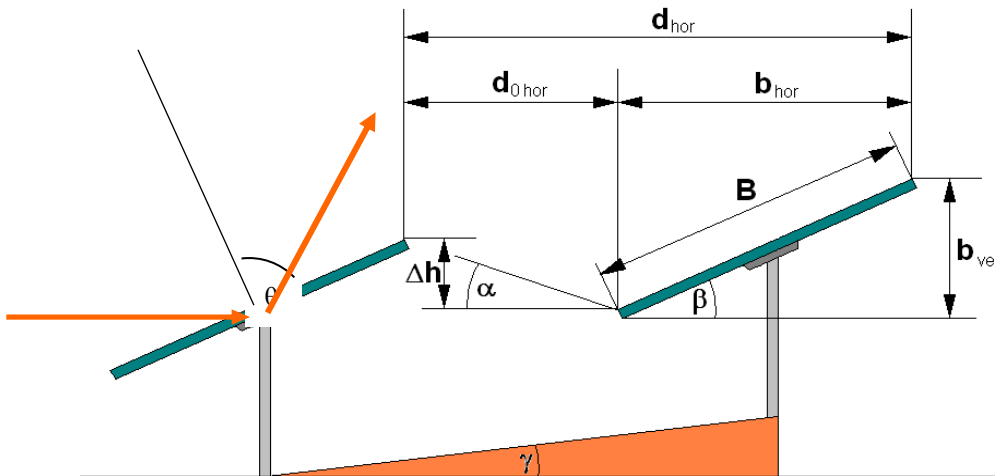


Abbildung 8: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

Zur Untersuchung der Reflexionssituation an den Modulen sind demnach die geometrischen Daten von Bedeutung, die sich aus der Sonnenbahn und der Modulausrichtung ergeben. Die Lage der Modulfläche ist definiert durch die Geländeneigung und die Orientierung und Neigung der Module. Diese geometrischen Daten werden in einem Berechnungsprogramm eingegeben und für den Standort die Sonnenstände von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang in Ein-Minutenschritten über den Modulen ermittelt. Anhand des Azimut- und Höhenwinkels der Sonne über der Modulfläche wird der Azimut- und Höhenwinkel der reflektierten gerichteten Strahlung berechnet.

Folgende Winkeldefinitionen werden verwendet:

**Azimut: 0° (Norden) - 90° (Osten) - 180° (Süden) - 270° (Westen)**

**Höhe: -90° - 0° (Horizontlinie) - 90°**

Beispiele:

- Eine Reflexion in Richtung 260° bedeutet eine Reflexion in Richtung Südwesten
- Eine Reflexion aus Richtung 70° bedeutet eine Reflexion aus Richtung Nordosten
- Ein Reflexionshöhenwinkel von -2° bedeutet dabei eine Reflexion unterhalb der Horizontalen (z.B. bei an einer höher gelegenen PV - Anlage in Richtung eines tiefen liegenden Objekts)

## 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 zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen (Ministerium für Umwelt, 2012):

- 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

Sollte mindestens einer dieser Räume von Blendung betroffen sein, wird überprüft ob die Beeinträchtigung/Belästigung in einem übermäßigen Maße stattfindet. Derzeit gibt es dafür in Deutschland keine gesetzlichen Regelungen, bzw. Grenzwerte. Allerdings leiten die LAI - Hinweise (Ministerium für Umwelt, 2012) 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 ist die Belästigung allgemein hinnehmbar.**

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
- Verkehrssicherheit (Luft)

Tritt in einem dieser Arbeitsbereiche Blendung auf, kann selbst eine kurzzeitige Blendung schwerwiegend Folgen haben (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik). 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

Das verwendete Simulationstool berechnet aus den lokalen Sonnenständen die Einfallswinkel auf die Module, bzw. Modulreihen. Aus den in Kapitel 4 dargestellten Grundlagen ergibt sich zu jedem Einfallswinkel ein Ausfallswinkel und somit zu jedem einfallenden Sonnenstrahl ein ausfallender Reflexionsstrahl. Berücksichtigt wird nur die ideale Reflexion. Durch die relative Lage im Raum von PV-Modul zur untersuchende Fläche / Position kann geprüft werden, ob der reflektierte Sonnenstrahl eine Beeinträchtigung von schutzwürdigen Räumen oder eine Gefährdung der Verkehrssicherheit zur Folge hat. Die **Auflösung der Simulation ist minütlich** und erfolgt für ein Kalenderjahr.

Bei der Modellierung der Problemstellung werden folgend Vereinfachungen getroffen und begründet.

Die **räumliche Ausdehnung der Sonne wird nicht berücksichtigt**. Ferner wird sie als punktförmiger Himmelskörper betrachtet. Aufgrund der großen Entfernung der Sonne sind die Änderungen der Einfallswinkel, aufgrund der räumlichen Ausdehnung der Sonne und der im Verhältnis kleinen untersuchten Fläche, sehr klein. Ein Berücksichtigen würde im Ergebnis keine nennenswerten Veränderungen zur Folge haben.

Die **Modulflächen sind ideal verspiegelt**. Das bedeutet zum einen, dass der Einfallswinkel gleich dem Ausfallswinkel ist und auch die Intensität keine Verluste durch die Spiegelung erfährt. Vielmehr wird angenommen, dass die auf das Modul auftreffende Strahlungsintensität immer hoch genug für eine Blendung am Immissionsort ist. Somit wird der Modultyp unabhängig von der maximal möglichen Lichtimmission angenommen. Zu diesem Schluss kommt auch die TU Ilmenau. Aus einem Papier von Christoph Schierz heißt es:

*“Die Leuchtdichte der Sonne ist abhängig von der Sonnenhöhe, für mittlere Sonnenhöhen werden 1 Mio cd/m<sup>2</sup> angenommen. Für einen längeren direkten Blick in eine Lichtquelle sind aber nur Leuchtdichten zwischen 4000 cd/m<sup>2</sup> und 10'000 cd/m<sup>2</sup> gerade noch erträglich. Das heißt, der Reflexionsgrad eines PV-Elements müsste zwischen 0,0004% und 0,001% liegen. Die üblichen Reflexionsgrade für direkte Reflexion liegen aber derzeit zwischen 3% bis 10%, und sie nehmen mit größerem Einfallswinkel zu, ab 60° sogar deutlich /8/,9/ [ (Sjerps-Koomen E.A., 1996), (Yamada T.)]. Entspiegelungsmaßnahmen mögen den Wert auf 1 % reduzieren. Es ist also mit Leuchtdichten zwischen 10 Mio cd/m<sup>2</sup> und 100 Mio cd/m<sup>2</sup> rechnen, was deutlich über den Grenzen zu Absolutblendung von 10'000 cd/m<sup>2</sup> bis 1,6 Mio cd/m<sup>2</sup> liegt /7/ [ (Reichenbach H.-D.)].“ (Schierz, 2012)*

Die **Blendwirkung wird unabhängig vom Bedeckungsgrad** berechnet. Somit ergeben sich die astronomisch maximalen Blendzeiträume, was einer „worst case“ Betrachtung entspricht. Dieses vernachlässigen der Wetterverhältnisse empfehlen auch das Ministerium für Umwelt (Ministerium für Umwelt, 2012) und die TU Ilmenau (Schierz, 2012).



### 5.3 Simulationsausgabe und -bewertung

Die Simulation berechnet in minütlicher Auflösung Zeiträume, in denen am Immissionsort solare Lichtreflexionen auftreten können. Zusätzlich zur geometrischen Berechnung der Strahlen wird die Intensität am Immissionspunkt ermittelt. Da keine weiteren Eigenschaften bekannt sind, wird ein „normales“ Abdeckglas (smooth glass without anti-reflective coating) herangezogen. Daraus ergibt sich eine Einteilung in „green glare“ und „yellow glare“. Ersteres hat ein schwaches Potential Nachbilder zu erzeugen und zweiteres ein hohes Potential. Es ist davon auszugehen, dass, unter den Annahmen aus Kapitel 5.2, beide Kategorien vom Menschen wahrgenommen werden, Yellow Glare allerdings mit hoher Wahrscheinlichkeit Nachbilder erzeugt und damit mindestens kurzzeitig das Sehvermögen herabsetzt. Wie sehr eine Person durch Green Glare beeinflusst wird, hängt u.a. von sehr individuellen physiologischen Eigenschaften der betroffenen Person ab und muss individuell in Abhängigkeit mehrerer Faktoren (Raumwinkel, Entfernung) beurteilt werden.

Zur Bewertung der Ergebnisse wird ausschließlich ein Blickwinkel von  $\pm 30^\circ$  ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung im Straßen- und Schienenverkehr berücksichtigt. Ebenfalls ist keine Blendung gegeben, wenn die Richtung des Vektors der Lichtreflexion sowie 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. Somit kann sich ein korrigierter Wert ergeben. Der Immissionsort im Straßen- und Schienenverkehr ist auf eine Höhe von 3 m festgelegt. Somit sind Lastkraftwagen und Schienenfahrzeuge mit erhöhter Sitzposition abgedeckt. Die für die Ergebnisdarstellung verwendete Zonenzeit ist UTC+ 2

## 6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter und Ergebnisse dar.

### 6.1 Simulationsparameter

Nachfolgend werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für den Solarpark, den angrenzenden Straßenverkehr und der angrenzenden Wohngebäude beschrieben und dargestellt.

#### 6.1.1 PV - Anlage

Die Verortung der geplanten PV - Flächen des Solarparks Rieder - Ballenstedt ist nachfolgend beschrieben. Die gesetzten Eckpunkte, die Modulneigung, die Ausrichtung (Azimut), die Koordinaten, die Höhe über NN, die mittlere Modulhöhe und die sich daraus ergebende Summe als Gesamthöhe sind Tabelle 1 zu entnehmen. Für die Simulation wurden die Eingabedaten der PV - Anlage mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Abbildung 9 verdeutlicht die Verortung des PV - Felds 1,2 und 3 in einem Kartenausschnitt. Die Nachstellung des Solarparks im Simulationsprogramm basiert auf dem vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Modulbelegungsplan.

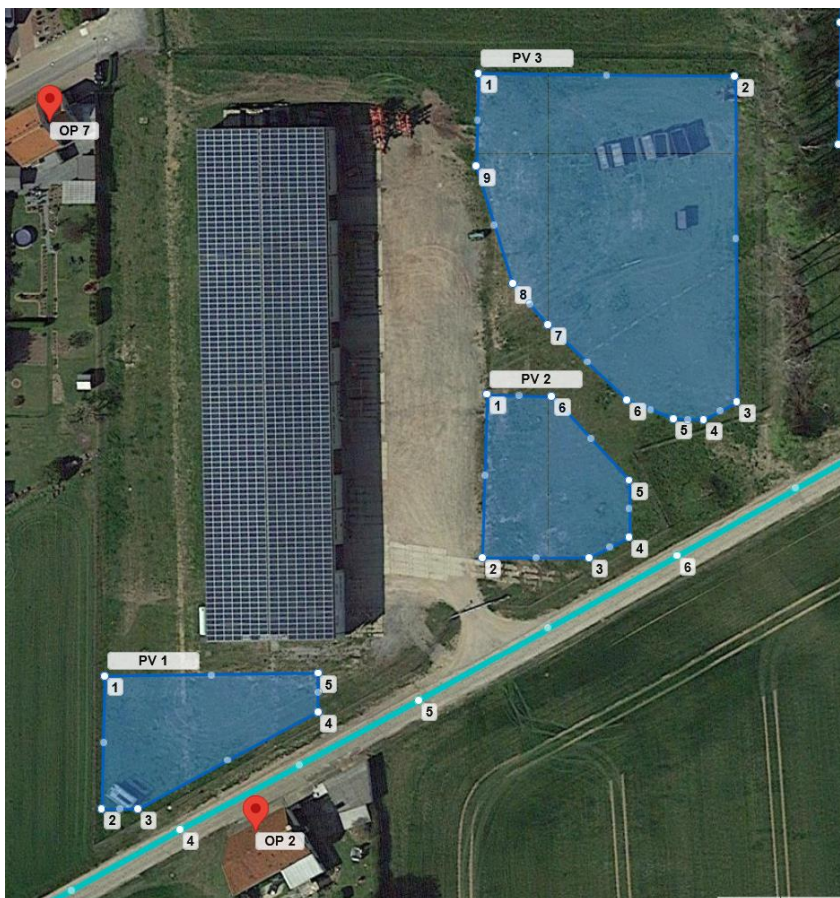


Abbildung 9: Darstellung der in der Simulation angelegten PV-Felder 1-3

Tabelle 1: Verortung der PV - Felder 1 - 3 des Solarparks Rieder - Ballenstedt

PV-Feld	Punkt	Modulneigungswinkel	Ausrichtung	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV 1	1	10°	88°/268°	51,73805	11,17326	182	1,4	182
PV 1	2	10°	88°/268°	51,73782	11,17325	182	1,4	182
PV 1	3	10°	88°/268°	51,73782	11,17335	182	1,4	182
PV 1	4	10°	88°/268°	51,73799	11,17384	181,3	1,4	181,3
PV 1	5	10°	88°/268°	51,73805	11,17384	181,3	1,4	181,3
PV 2	1	10°	88°/268°	51,73853	11,1743	181,4	1,4	181,4
PV 2	2	10°	88°/268°	51,73825	11,17429	181,1	1,4	181,1
PV 2	3	10°	88°/268°	51,73825	11,17458	180,5	1,4	180,5
PV 2	4	10°	88°/268°	51,73829	11,17469	180,4	1,4	180,4
PV 2	5	10°	88°/268°	51,73838	11,17469	180,3	1,4	180,3
PV 2	6	10°	88°/268°	51,73852	11,17448	180,6	1,4	180,6
PV 3	1	10°	88°/268°	51,73907	11,17428	180,4	1,4	180,4
PV 3	2	10°	88°/268°	51,73907	11,17498	180	1,4	180
PV 3	3	10°	88°/268°	51,73851	11,17499	180,2	1,4	180,2
PV 3	4	10°	88°/268°	51,73848	11,17489	180,1	1,4	180,1
PV 3	5	10°	88°/268°	51,73848	11,17481	180,1	1,4	180,1
PV 3	6	10°	88°/268°	51,73852	11,17469	180,2	1,4	180,2
PV 3	7	10°	88°/268°	51,73864	11,17447	180,4	1,4	180,4
PV 3	8	10°	88°/268°	51,73871	11,17437	181,3	1,4	181,3
PV 3	9	10°	88°/268°	51,73891	11,17427	181,5	1,4	181,5

### 6.1.2 Straßenverkehr

Die Verortung des angrenzenden Straßenverkehrs des Herzfeldweg ist in Abbildung 10 dargestellt. Die relevanten Streckenabschnitte werden abgegrenzt untersucht. Anhand der Simulationsergebnisse wird dann bewertet, welche Bereiche im Straßenverkehr von potenzieller Blendung betroffen sind. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Sitzhöhe von 3,00 m und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 2 zu entnehmen.



Abbildung 10: Verortung des angrenzenden Straßenverkehrs in der Simulation

Tabelle 2: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Sitzhöhe im Straßenverkehr und die Gesamthöhe über NN des angrenzenden Straßenverkehrs

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Sitzhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Herzfeldweg	1	51,7370963	11,1714683	184	3	187
Herzfeldweg	2	51,737289	11,1720101	183,3	3	186,3
Herzfeldweg	3	51,7374817	11,1725948	182,4	3	185,4
Herzfeldweg	4	51,7376611	11,1731152	181,8	3	184,8
Herzfeldweg	5	51,7378405	11,1736087	182	3	185
Herzfeldweg	6	51,7380099	11,1741451	181,1	3	184,1
Herzfeldweg	7	51,738176	11,1746494	180,4	3	183,4
Herzfeldweg	8	51,7383853	11,175218	179,7	3	182,7
Herzfeldweg	9	51,7385547	11,1757223	179	3	182
Herzfeldweg	10	51,7387307	11,1762104	178,8	3	181,8
Herzfeldweg	11	51,7389101	11,1767201	178,5	3	181,5
Herzfeldweg	12	51,7390928	11,1772297	177,5	3	180,5
Herzfeldweg	13	51,7392456	11,177691	176,6	3	179,6
Herzfeldweg	14	51,7393752	11,1780933	176,7	3	179,7
Herzfeldweg	15	51,7395811	11,1786727	176	3	179



### 6.1.3 Wohngebäude

Es wurden zehn relevante Immissionsorte (Observation Points = OP) für die Untersuchung der angrenzenden Wohngebäude bestimmt. Die Beurteilung der Bestimmung von Immissionsorten wird anhand von Kartendiensten und vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Vor-Ort-Aufnahmen getätigt mit der Voraussetzung, dass eine Sichtverbindung zwischen dem jeweiligen OP und dem Solarpark besteht. Die OPs sind in Abbildung 11 als rote Stecknadeln dargestellt. Zu den weiteren Wohngebäuden besteht keine Sichtverbindung zum Solarpark. Natürlicher Bewuchs und Bebauungen stellen dabei die Sichtunterbrechung dar. Weiterhin wurde die zu untersuchende Höhe der einzelnen Punkte anhand Auswertungen von Kartendiensten und den Vor-Ort-Aufnahmen bestimmt. So wird beispielsweise eine Terrasse im Erdgeschoss mit einer Höhe von zwei Metern definiert und ausgewertet. Ein Fenster im ersten Stock wird mit einer Höhe von 3 m und ein Fenster im zweiten Stock eines Wohngebäudes mit einer Höhe von 5 m definiert und ausgewertet. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Untersuchungshöhe und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 3 zu entnehmen.



Abbildung 11: Verortung der angrenzenden Wohngebäude der Gemeinde Rieder (OP 1 - OP 9)  
(Quelle: Google Earth)

Tabelle 3: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Untersuchungshöhe und die Gesamthöhe über NN der Wohngebäude, dargestellt durch OP 1 - OP 10

Untersuchungs- punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Untersuchungs- höhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
1	51,7387534	11,17665	179,1	3	182,1
2	51,7377801	11,1737398	182,6	5	187,6
3	51,7375304	11,1723726	183,3	3	186,3
4	51,7383228	11,171629	183,5	3	186,5
5	51,7384384	11,1718686	184	3	187
6	51,7385563	11,172177	183,5	3	186,5
7	51,7390081	11,173156	182	5	187
8	51,7390878	11,1728664	182,5	5	187,5
9	51,7392439	11,1732177	181,4	5	186,4

## 6.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der simulativen Berechnung auf potenzielle Blendungen sind nachfolgend dargestellt.

### 6.2.1 Straßenverkehr

Tabelle 4 stellt die Simulationsergebnisse auf den Straßenverkehr des angrenzenden Herzfeldwegs dar. Die Simulation ergibt potenzielle Blendungen ausgehend von PV – Feld 1 - 2. In Abbildung 12 ist eine Einstufung der potenziellen Wahrnehmungsbeeinträchtigung möglicher Blendung gemäß des „Solar Glare Hazard Analysis Tool“ gegeben. Die ermittelten Werte liegen teils innerhalb des gelben Bereichs und sind damit als potenziell wahrnehmungsbeeinträchtigend einzustufen. Somit kann eine Gefährdung durch Blendung für den Straßenverkehr nicht ausgeschlossen werden. Die Berücksichtigung des Blickwinkels im Straßenverkehr ist hier mitinbegriffen. Die Ergebnisse werden detailliert in Kapitel 7 beschrieben.

Tabelle 4: Simulationsergebnisse (potenzielle Blendung) auf den angrenzenden Straßenverkehr

	PV - Feld 1		PV - Feld 2	
	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
Herzfeldweg	735	5028	1842	3602

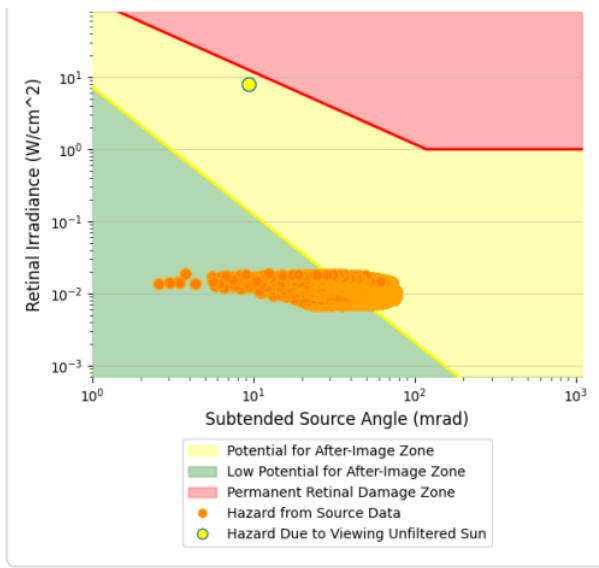


Abbildung 12: Einordnung der potenziellen Wahrnehmungsbeeinträchtigung durch Blendung entlang des Herzfeldwegs gemäß dem Solar Glare Hazard Analysis Tool

### 6.2.2 Wohngebäude

Tabelle 5 stellt die Simulationsergebnisse der potenziellen Blendung auf die Wohngebäude dar.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse (potenzielle Blendung) auf die Wohngebäude OP 1 - OP 9 für ein Kalenderjahr

	Blenddauer in Minuten			
	PV - Feld 1	PV - Feld 2	PV - Feld 3	gesamt
OP 1	0	0	0	<b>0</b>
OP 2	0	0	0	<b>0</b>
OP 3	0	0	0	<b>0</b>
OP 4	1376	0	0	<b>1376</b>
OP 5	1625	0	0	<b>1625</b>
OP 6	1604	0	0	<b>1604</b>
OP 7	0	0	126	<b>569</b>
OP 8	0	0	0	<b>1766</b>
OP 9	0	0	1432	<b>1432</b>

Nachfolgend sind die einzelnen PV - Flächen und OPs beschrieben. Es wird aufgezeigt, zu welchen PV - Feldern eine Sichtverbindung besteht. Abbildung 13 verdeutlicht die Sichtunterbrechungen zwischen den OPs und den PV - Feldern.



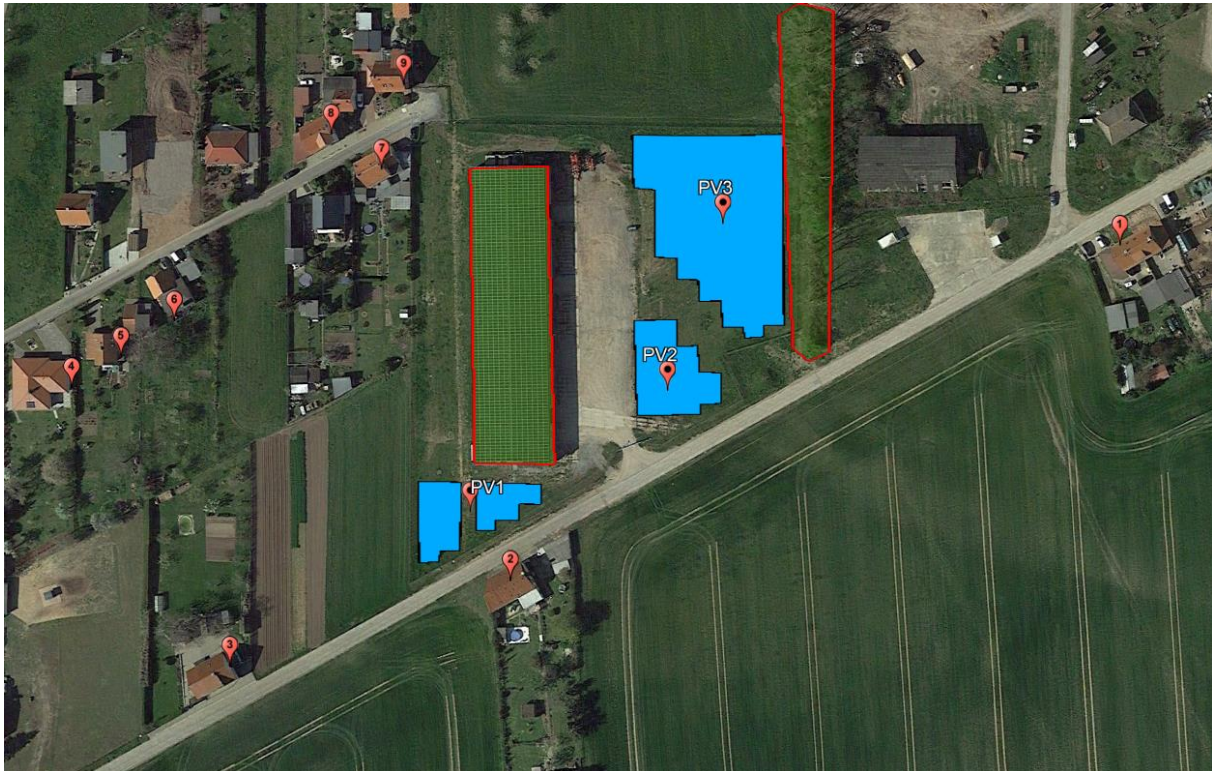


Abbildung 13: OPs (rote Stecknadel) Sichtunterbrechungen (grüne Fläche mit roter Umrandung) zwischen Untersuchungspunkten und PV - Feldern

#### **OP 1**

Es besteht eine Sichtverbindung zu PV-Feld 1 und 2. Zu PV-Feld 3 ist die Sicht durch die bestehende Baumreihe verdeckt. Es tritt keine potenzielle Blendung auf.

#### **OP 2**

Zwischen OP 2 und PV - Feld 1, 2 und 3 besteht eine Sichtverbindung. Die Auswertung ergibt, dass OP 2 nur durch Blendungen ausgehend von PV - Feld 1 geringfügig betroffen ist.

#### **OP 3**

Zwischen OP 3 und PV - Feld 1 besteht eine Sichtverbindung. Zu den restlichen PV - Feldern besteht keine Sichtverbindung. Es tritt keine potenzielle Blendung auf.

#### **OP 4**

Zwischen OP 4 und PV - Feld 1 besteht eine Sichtverbindung. Zu den restlichen PV - Feldern besteht aufgrund der Lagerhalle keine Sichtverbindung. Die Auswertung ergibt, dass das PV - Feld 1 eine Blendwirkung auf OP 4 verursacht. Dabei wird der Grenzwert von zulässigen 1800 Minuten potenzieller Blendung pro Kalenderjahr nicht überschritten.



### **OP 5**

Zwischen OP 5 und PV - Feld 1 besteht eine Sichtverbindung. Zu den restlichen PV - Feldern besteht aufgrund der Lagerhalle keine Sichtverbindung. Die Auswertung ergibt, dass das PV - Feld 1 eine Blendwirkung auf OP 5 verursacht. Dabei wird der Grenzwert von zulässigen 1800 Minuten potenzieller Blendung pro Kalenderjahr nicht überschritten.

### **OP 6**

Zwischen OP 6 und PV - Feld 1 besteht eine Sichtverbindung. Zu den restlichen PV- Feldern besteht aufgrund der Lagerhalle keine Sichtverbindung. Die Auswertung ergibt, dass PV - Feld 1 eine Blendwirkung auf OP 6 verursacht. Dabei wird der Grenzwert von zulässigen 1800 Minuten potenzieller Blendung pro Kalenderjahr nicht überschritten.

### **OP 7**

Zwischen OP 7 und PV - Feld 1 besteht eine Sichtverbindung. Die Auswertung ergibt, dass die verursachten Blendreflexionen von PV - Feld 1 nicht auf OP 7 treffen. Zu PV - Feld 2 besteht keine Sichtverbindung und zu PV - Feld 3 nur bedingt, da sich die Sichtverbindung durch die Lagerhalle auf den nördlichsten Teil des PV - Felds beschränkt. Eine Grenzwertüberschreitung liegt nicht vor.

### **OP 8**

Analog zu OP 7 besteht eine Sichtverbindung zu PV - Feld 1. Die Auswertungen ergeben, dass die verursachten Blendreflexionen von PV - Feld 1 nicht auf OP 8 treffen. Zu PV - Feld 2 besteht keine Sichtverbindung und zu PV - Feld 3 nur bedingt, da sich die Sichtverbindung durch die Lagerhalle auf den nördlichen Teil des PV - Felds beschränkt. Eine Grenzwertüberschreitung liegt nicht vor.

### **OP 9**

Analog zu OP 7 und OP 8 besteht eine Sichtverbindung zu PV - Feld 1. Die Auswertungen ergeben, dass die verursachten Blendreflexionen von PV - Feld 1 nicht auf OP 9 treffen. Zu PV - Feld 2 besteht keine Sichtverbindung. Zu PV - Feld 3 besteht eine Sichtverbindung zur nordöstlichen Hälfte des PV-Feldes. Eine Sichtverbindung zur restlichen Fläche ist durch die Lagerhalle verhindert. Eine Grenzwertüberschreitung liegt nicht vor.

## 7 Auswertung

Dieses Kapitel wertet die Simulationsergebnisse hinsichtlich auftretender Blendung und unter Berücksichtigung der Grenzwerte aus. Da für die Wohngebäude keine Grenzwertüberschreitungen ermittelt wurden wird nur die potenzielle Blendung des Herzfeldweges genauer betrachtet.

### PV - Feld 1

Abbildung 14 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung des Straßenverkehrs des Herzfeldweg hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit (linke Grafik) für das PV - Feld 1. Dabei ist die Grafik aufgeteilt in die Monate Januar bis Dezember und deckt somit das ganze Kalenderjahr ab. Potenzielle Blendungen treten von Mitte März bis Mitte September zwischen 16:30 und 19:00 auf. Die rechte Grafik verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht bis zu 50 Minuten pro Tag.

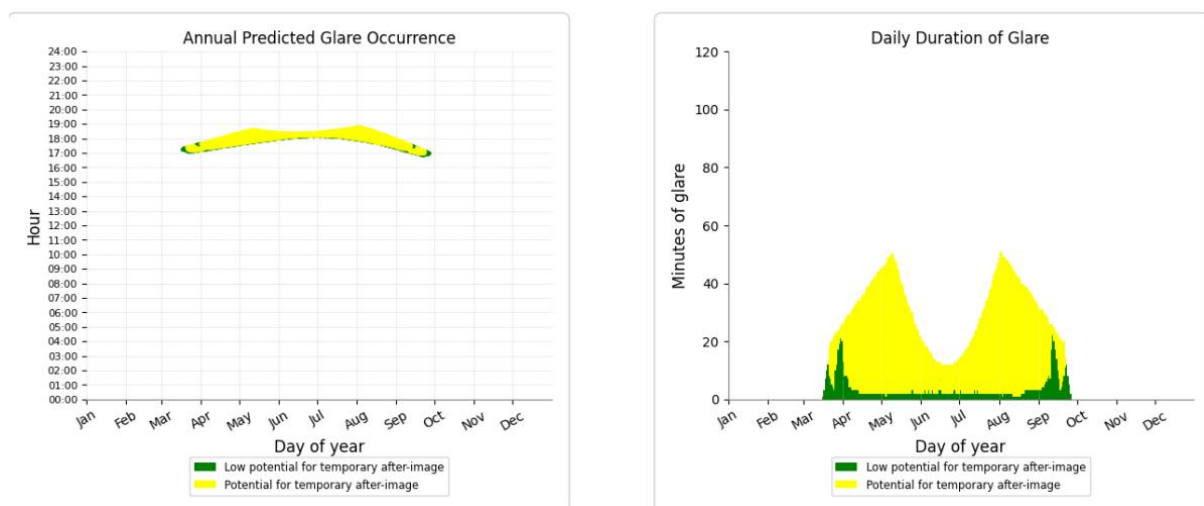


Abbildung 14: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit auf den Straßenverkehr (links) und tägliche Dauer der Blendung (rechts) des Herzfeldwegs für PV - Feld 1

### PV - Feld 2

Abbildung 15 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung des Straßenverkehrs des Herzfeldweg hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit (linke Grafik) für das PV - Feld 2. Dabei ist die Grafik aufgeteilt in die Monate Januar bis Dezember und deckt somit das ganze Kalenderjahr ab. Potenzielle Blendungen treten von Mitte März bis Mitte September zwischen 16:30 und 19:00 auf. Die rechte Grafik verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht bis zu 50 Minuten pro Tag.

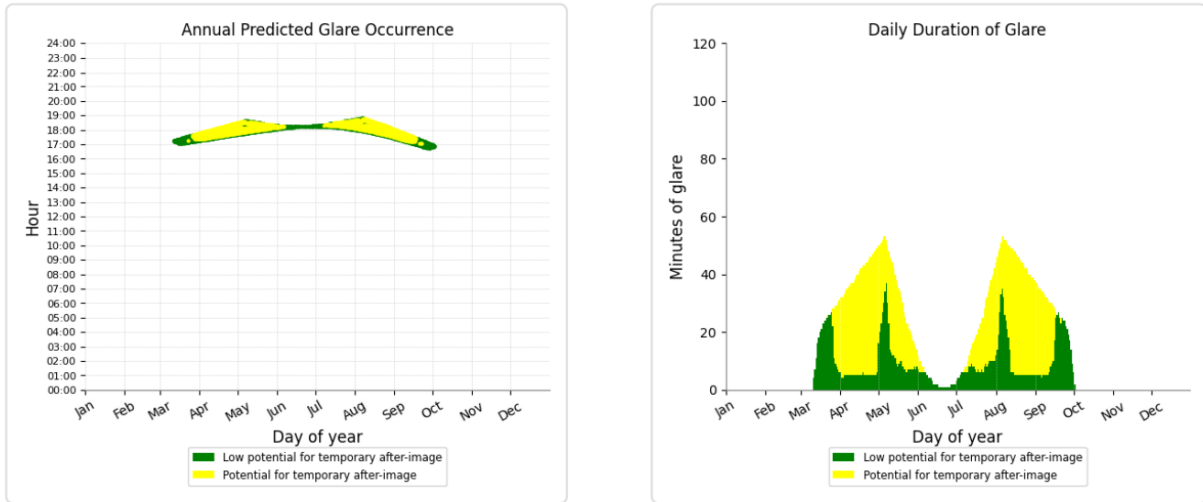


Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit auf den Straßenverkehr (links) und tägliche Dauer der Blendung (rechts) des Herzfeldwegs für PV - Feld 2

**PV-Feld 3**

Zu PV-Feld 3 besteht keine direkte Sichtverbindung in einem Blickwinkel von +/- 30° zur Fahrtrichtung, siehe Abbildung 16. Eine Blendung durch PV-Feld 3 kann daher ausgeschlossen werden.



Abbildung 16: Rechtsseitiges Sichtfeld bei Fahrtrichtung Südwesten bei +30° in Fahrtrichtung (in gelb) und bestehende Sichtunterbrechungen (rot umrandet)



## 8 Blendschutzmaßnahmen

In der Auswertung wurde eine potenzielle Blendung des Verkehrs auf dem Herzfeldweg in Fahrtrichtung Südwesten festgestellt, ursächlich sind PV-Feld 1 und 2. In Abbildung 17 ist der betroffene Straßenabschnitt zwischen den roten Markierungen zu sehen. Weiter nordöstlich besteht bereits ein Sichtschutz durch Bäume, welche als Sichtunterbrechung zu PV-Feld 3 ausreichen. Die Höhe der erforderlichen Sichtunterbrechung zu PV-Feld 1 & 2 beträgt 3 m, um auch eine Blendung von Lastkraftfahrzeugen ausschließen zu können. Die Umsetzung der Sichtunterbrechung kann beispielsweise in Form eines blickdichten Zauns, durch feinmaschige Netze oder blickdichten Bewuchs realisiert werden. Die hier vorgeschlagene Umsetzung eines Blendschutzes ist nur als eine mögliche Variante anzusehen.

Das Gefährdungspotenzial für den Straßenverkehr wird durch das Gutachten als eher gering eingeschätzt. Dies wird begründet dadurch, dass es sich um eine niedrig frequentierte, nicht asphaltierte, unbefestigte Straße handelt bei welcher die Fahrgeschwindigkeit wahrscheinlich unter 50 km/h liegt. Der betroffene Streckenabschnitt ist zudem geradläufig und gut einsichtig.



Abbildung 17: potenzielle Blendung auf dem Herzfeldweg in Fahrtrichtung Südwesten bis +30° in Fahrtrichtung (rote Linien), empfohlene Sichtunterbrechung mit einer Höhe von 3 m (orange), bestehender Sichtschutz durch Bäume (grün)



## 9 Fazit

Abschließend kommt das Fachgutachten zu dem Schluss, dass eine Gefährdung durch Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für den untersuchten Straßenverkehr nicht auszuschließen ist, das Gefährdungspotenzial wird durch das Gutachten jedoch als sehr gering eingeschätzt. In Kapitel 8 werden Blendschutzmaßnahmen aufgeführt mit welchen eine Gefährdung im Straßenverkehr vermieden werden kann. Für alle untersuchten Wohngebäude wurden keine Überschreitungen der Grenzwerte gemäß den LAI-Hinweisen festgestellt, eine erhebliche Beeinträchtigung kann daher ausgeschlossen werden.

## 10 Literaturverzeichnis

- Boyuan Yan, M. V.-H. (April 2016). Maintaining ocular safety with light exposure, focusing on devices for optogenetic stimulation. *Vision Research*. Elsevier.
- DFS Deutsche Flugsicherung GmbH. (2020). *Luftfahrthandbuch Deutschland*.
- Diver, C. K. (2011). *Methodology to Assess Potential Glint and Glare Hazards From Concentrating Solar Power Plants: Analytical Models and Experimental Validation*. Albuquerque: Journal of Solar Energy Engineering.
- Immisionsschutz, L. f. (2002). *Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immission von Windnergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), verabschiedet auf der 103. Sitzung*.
- Linz, Kunst Universität. (kein Datum). Linz, Kunst Universität.
- Ministerium für Umwelt, K. u.-W.-A. (2012). *Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)*.
- OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik. (1. 11 2016). *Blendung durch Photovoltaikanlagen*. Wien.
- Reichenbach H.-D., D. K. (kein Datum). *Blendung durch optische Strahlungsquellen. Bericht der BAUA, Forschung Projekt 2185*. 2008: BAUA.
- Schierz, C. (2012). *Über die Blendbewertung von reflektierenden Sonnenlicht bei Solaranlagen*. Ilmenau: TU Ilmenau, FG Lichttechnik.
- Sjerps-Koomen E.A., A. T. (1996). *A simple model for PV module reflection losses under field conditions*. Solar Energy V57 N6 P421-32.
- Solarglass (matt/matt) SILK. (kein Datum). GMB Solarglas.
- Yamada T., N. H. (kein Datum). *Reflection loss analysis by optical modeling of PV module*. Solar Energy Materials and Solar Cells V67 P405-13.
- Yellowhair, J. a. (2015). *Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts*. American Society of Mechanical Engineers: International Conference on Energy Sustainability collocated with the ASME 2015 Power Conference.