

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

# JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

## Blendanalyse

### PV-Kraftwerk Utzedel-Dorotheenhof

#### Freilandanlage

**Auftraggeber:**

Axel Czoski  
secureenergy solutions AG  
Kurfürstendamm 40 / 41  
10719 Berlin

Ilmenau, 17.10.2023

Version Nr.: 1.0

Gutachtennummer: BAL-K119-23027-V10

**Auftragnehmer:**

Ingenieurbüro JERA  
Heydaer Straße 5  
98693 Ilmenau OT Bücheloh

Dipl.-Ing. Eva Jenennchen  
(Bearbeiter und Teamleitung)

## Inhaltsverzeichnis

	Seite
Inhaltsverzeichnis .....	1
1. Beauftragung .....	2
2. Grundlagen .....	3
a. Begriffsbestimmung Blendung .....	3
b. Physikalische Grundlagen .....	4
c. Berechnung der Lichttechnik .....	6
d. Mathematische Berechnungsmethode der astronomischen Blendzeiten ....	7
e. Reflektionsverhalten von PV-Modulen .....	9
3. Rahmenbedingungen am Standort .....	10
4. mögliche Immissionsobjekte .....	11
5. Situation am Anlagenstandort .....	12
a. Bewertung der Immissionsorte .....	12
b. Berechnung der Lichttechnik .....	14
c. Astronomische Blendzeiten .....	17
6. Fazit .....	19
7. Gewährleistung .....	20
8. Tabellenverzeichnis .....	20
9. Abbildungsverzeichnis .....	20

## 1. Beauftragung



**Abbildung 1: Satellitenbild mit eingebettetem Modulbelegungsplan**

*[Quelle: GoogleEarth, Modulbelegungsplan vom Kunden zur Verfügung gestellt]*

Auftraggeber:	Axel Czoski <b>secureenergy solutions AG</b> Kurfürstendamm 40 / 41 10719 Berlin
Auftragsdatum:	11.10.2023
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Utzedel-Dorotheenhof (53°52' nördliche Breite; 13°06' östliche Länge; 18 m ü. NN.)

**Tabelle 1: Beauftragung**

Dem Auftragnehmer standen die erforderlichen Unterlagen in Form des Modulbelegungsplanes vom geplanten Standort zur Verfügung.

Zur Beurteilung der Blendwirkung als Immission bezieht sich dieses Gutachten auf die LAI (Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, vom 13.09.2012).

## 2. Grundlagen

### a. Begriffsbestimmung Blendung

Bei der Blendung durch Lichtquellen wird zwischen der physiologischen und psychologischen Blendung unterschieden. Während die physiologische Blendung, die die Minderung des Sehvermögens durch Streulicht im Glaskörper des Auges beschreibt, bei den üblichen Immissionssituationen nicht auftritt, werden die Anwohner häufig durch die psychologische Blendung belästigt. Das ist selbst dann so, wenn sich die Lichtquelle in größerer Entfernung befindet, so dass sie im Wohnbereich keine nennenswerte Aufhellung erzeugt. Die Belästigung entsteht durch die ständige und ungewollte Ablenkung der Blickrichtung zur Lichtquelle hin, die bei einem großen Unterschied der Leuchtdichte der Lichtquelle zur Umgebungsleuchtdichte die ständige Adaptation des Auges auslöst [Quelle: Lichtleitlinie des Landes Brandenburg vom 16.April 2014].

Im Zuge eines Blendgutachtens muss daher zwischen der physiologischen und der psychologischen Blendung unterschieden werden. Die physiologische Blendung wird in diesem Gutachten als Beeinträchtigung eines Betrachters bezeichnet und für verkehrstechnisch relevante Immissionsorte wie Straßen oder Bahnlinien verifiziert. Diese Betrachtung liegt außerhalb des Geltungsbereiches der Lichtleitlinie, da verkehrstechnisch relevante Immissionsorte nicht zu besonders schützenswerten Räumen zählen. Die Berechnungsmethode stützt sich daher auf den Bereich der physikalischen Lichttechnik und betrachtet die Absolutblendung. In der Lichttechnik wird allerdings die Physiognomie des menschlichen Auges nicht berücksichtigt, welche die Adaption des Auges an die vorherrschende Umgebungsleuchtdichte beschreibt. Hierzu findet in diesem Gutachten eine Beurteilung statt, die den Sonnenstand im Vergleich zum Emmissionsort der Reflektion betrachtet.

Die psychologische Blendung wird in diesem Gutachten als Belästigung bezeichnet und nach der Lichtleitlinie LAI (Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, vom 13.09.2012) berechnet.

## b. Physikalische Grundlagen

Die physikalischen Grundlagen einer Blendung liegen in der Optik. Die Ursache ist die Reflektion von Strahlung an einer glatten Oberfläche. Die Oberfläche eines PV-Moduls besteht aus gehärtetem Glas, dies ist eine glatte Oberfläche welche eine Reflektion von einfallender Strahlung verursacht.

Das Reflexionsgesetz besagt, dass der Ausfallswinkel (auch Reflexionswinkel) genau so groß wie der Einfallswinkel ist,  $\alpha = \beta$ , und beide mit dem Lot in einer Ebene, der Einfallsebene, liegen.

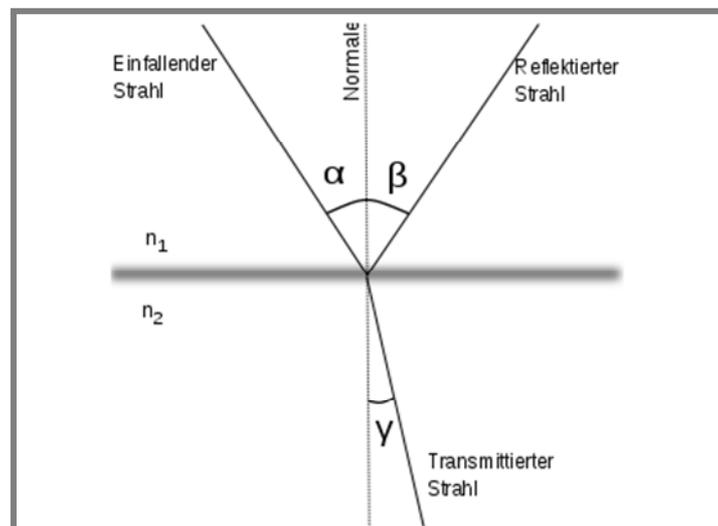


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

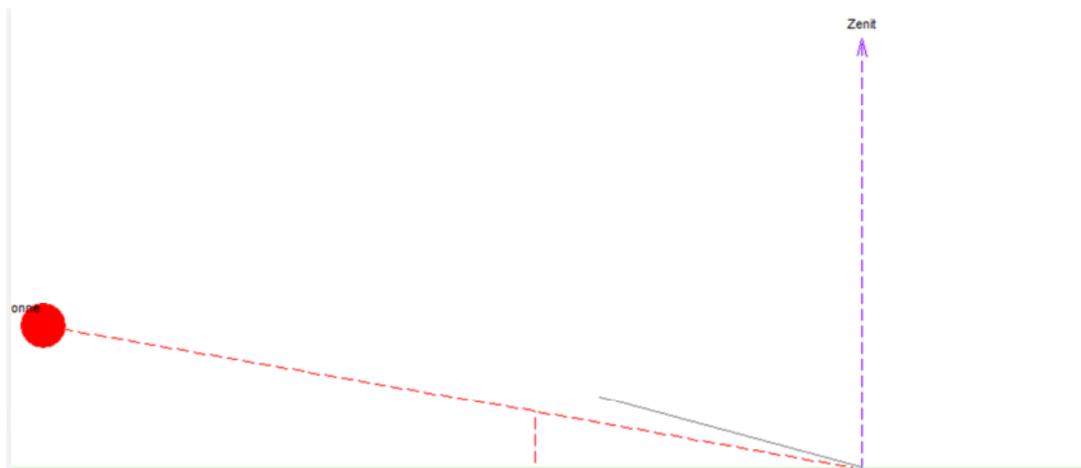
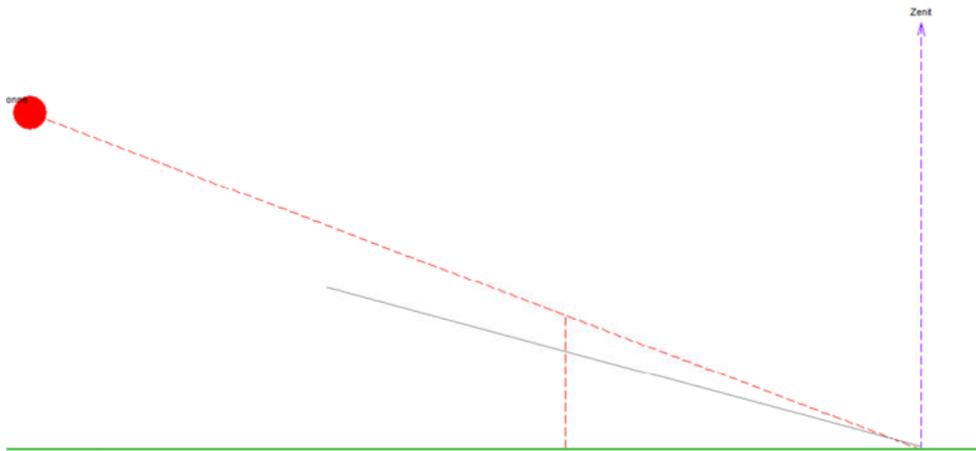
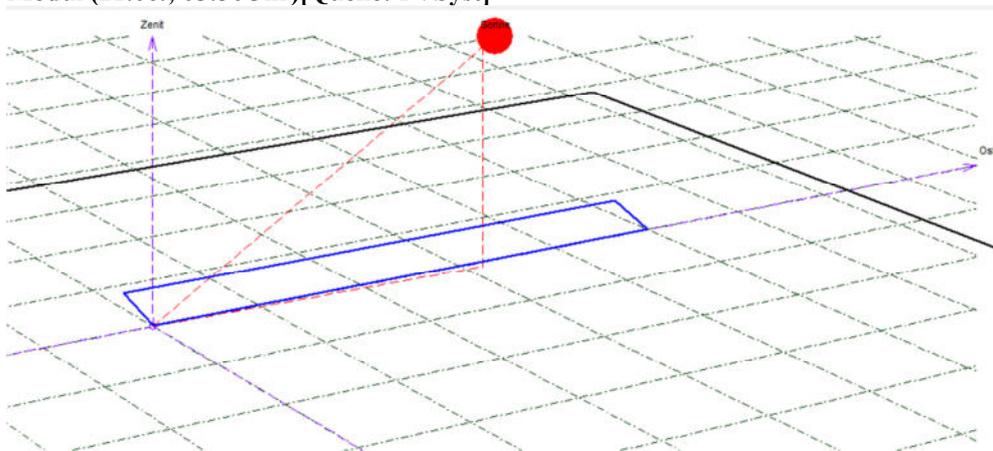


Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSyst]



**Abbildung 4: schematische Darstellung: Sonne trifft auf Moduloberfläche, ist aber in Draufsicht hinter Modul (21.06.; 05:30Uhr)[Quelle: PVSyst]**



**Abbildung 5: schematische Darstellung Sonne trifft von vorn auf Modul (21.06.; 08:00Uhr)[Quelle: PVSyst]**

Abbildung 3 bis Abbildung 5 verdeutlicht den Sonneneinfall auf die Modulfläche. In Situationen wie Abbildung 3 ist keine Blendung möglich, da die Sonne hinter der Modulebene ist und somit die Module kein Sonnenlicht reflektieren können. Abbildung 5 zeigt die Situation, in der die Sonne von vorn auf das Modul scheint – der Einfallswinkel auf das Modul ist dann so groß, dass Reflektionen nur in sehr großer Höhe auf einen Betrachter fallen können. (Beispiel: am 21.12. zur Mittagszeit müsste ein Betrachter 5m nördlich eines Module aus 5 m Höhe auf das Modul schauen, um das Spiegelbild der Sonne zu sehen). Im Regelfall kommt es bei Sonnenstandsituationen wie in Abbildung 4 zur Blendung beim Betrachter, also bei Sonnenazimut  $< -90^\circ$  und  $> 90^\circ$ . Diese Situationen treten vom 20.März bis 23.September ein (vgl. Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort).

## c. Berechnung der Lichttechnik

*Anwendungsbereich bei verkehrstechnisch relevanten Immissionsorten.* Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter ist wie folgt möglich:

Leuchtdichte der Sonne – zwischen Sonne am Horizont und Mittagssonne

$$6 \times 10^6 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] < L_S < 1,5 \times 10^9 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$$r [m]$$

Üblicher Weise wird ein Sonnenhöchststand zwischen 60° und 63° erreicht. Eine Reflexion auf einen Betrachter ist je nach Ausrichtung des Solarmoduls und Lage zum Betrachter meist bis maximal 25° Sonnenhöhe möglich. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung auf den Mittelwert zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt (für abweichende Ausgangssituationen wird dieser Wert entsprechend angepasst) und resultiert zu:

$$L_S = 7,5 \times 10^8 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

Nach Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR] resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7 %. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 52,5 \times 10^6 [cd] < 5,3 \times 10^7 [cd]$$

Durch die Antireflexbeschichtung des Moduls tritt keine optimal spiegelnde Reflexion auf, sondern eine diffuse. Diese diffuse Reflexion wird auch Lambertreflexion genannt. Die Blendquelle erscheint also als Lambertstrahler. Aus dieser Annahme folgt:

Die Leuchtdichte des Moduls beim Betrachter am minimal entfernten Punkt von Betrachter zu Modul folgt zu:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{5,3 \times 10^7}{6,3 \times r^2} \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

wobei A die Fläche der Halbkugel aufgespannt bei r (minimale Entfernung des Betrachters) ist.

Bereich der vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte =  $10^2 < L_U < 10^3$

Absolutblendung =  $L_A \cong 1,0 \times 10^5 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$

## d. Mathematische Berechnungsmethode der astronomischen Blendzeiten

*Anwendungsbereich bei psychologischer Blendung*

Gegebene Größen zur Bestimmung der kritischen Sonnenhöhe ( $\gamma_S$ ) und des kritischen Sonnenazimutes ( $\alpha_S$ ), bei denen durch direkte Spiegelung Reflektionen am PV-Generator auftreten können.

$\alpha$  ~ Azimutwinkel PV – Modul

$\beta$  ~ Neigungswinkel PV – Modul

$\vec{b}$  ~ Ortsvektor Beobachter

$\vec{p}$  ~ Ortsvektor PV – Element

Berechnungsmethode:

Bestimmen des Normalenvektors PV

$$\vec{n} = \begin{pmatrix} -\sin \beta * \sin \alpha \\ -\sin \beta * \cos \alpha \\ \cos \beta \end{pmatrix}$$

Bestimmen des Richtungsvektors vom Beobachter zur PVA, wobei der Koordinatenursprung auf den Beobachter gesetzt wird.

$$\vec{r} = \vec{p} - \vec{b}$$
$$\vec{d} = -(\vec{n} * \vec{r}) * \vec{n}$$

Abstand des Beobachters zur PVA

$$d = \vec{n} * \vec{d}$$

Wenn  $d < 0$  – Sonne auf Rückseite PV-Modul – keine Spiegelung

$$\vec{r}' = \vec{r} + 2 * \vec{d}$$

$$\gamma_S = \Delta\gamma_S + \arcsin \frac{r'_z}{\|\vec{r}'\|}$$

$$\alpha_S = \Delta\alpha_S - \arctan \frac{-r'_x}{r'_y}$$

Wobei nach LAI  $\Delta\gamma_S = 0$  und  $\Delta\alpha_S = 0$

Des Weiteren wird der Winkel zwischen dem Sonnenstand und dem Spiegelbild vom Beobachter aus gesehen ermittelt.

$$\kappa = \cos^{-1} \frac{\vec{r} * \vec{r}'}{r * r'}$$

Nach LAI wird eine reflektierte Lichtquelle erst bei einem Winkel  $> 10^\circ$  als eigene Lichtquelle vom Menschen wahrgenommen.

Nach DIN 5034-2 lässt sich der Sonnenstand abhängig von Uhrzeit und Datum berechnen.

$\varphi \sim$  geogr. Breite

$\lambda \sim$  geographische Länge

$$\omega = (12h - WOZ) * \frac{15^\circ}{h} \sim \text{Stundenwinkel}$$

$$WOZ = MOZ + Zgl \sim \text{wahre Ortszeit}$$

$$MOZ = LZ - \text{Zeitzone} + 4 * \lambda \sim \text{mittlere Ortszeit}$$

$Zgl(J') \sim$  Zeitgleichung

$\delta(J') \sim$  Sonnendeklination

$$\gamma_S = \arcsin(\cos \omega * \cos \varphi * \cos \delta + \sin \varphi * (\delta))$$

$$\alpha_S = 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_S * \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S * \cos \varphi}, \text{ für } WOZ \leq 12:00 \text{ Uhr}$$

$$\alpha_S = 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_S * \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S * \cos \varphi}, \text{ für } WOZ > 12:00 \text{ Uhr}$$

## e. Reflektionsverhalten von PV-Modulen

Eine Blendung wird an einer reflektierenden Oberfläche verursacht. Die Module sind nach aktuellem Stand der Technik mit reflexionsarmen Solar-Sicherheitsglas ausgestattet (eine Abweichung der Moduloberfläche wird explizit ausgewiesen)

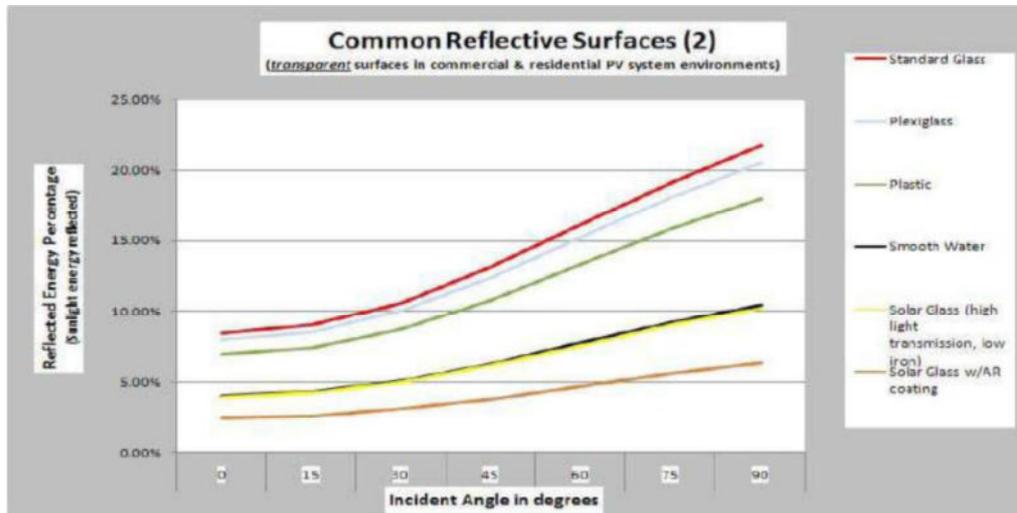
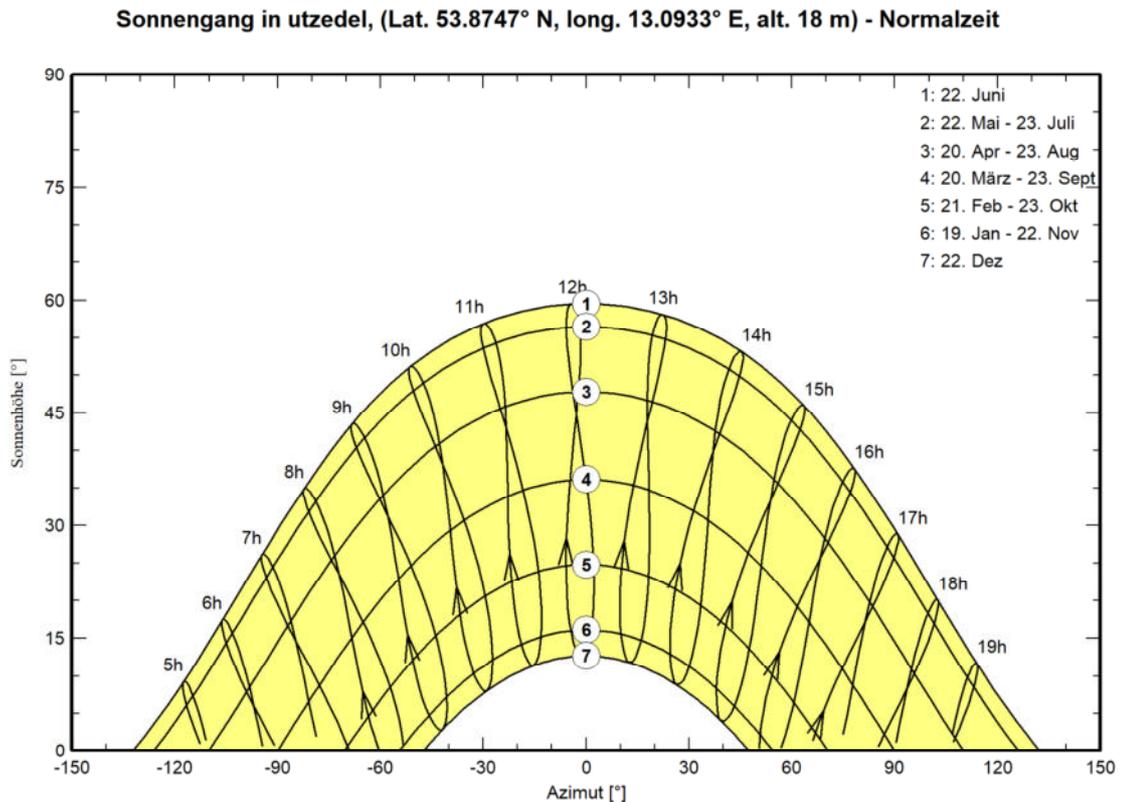


Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR]

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass nasse PV-Oberflächen deutlich veränderte Reflexionseigenschaften aufweisen. Allerdings führt die Neigung der Oberfläche der Module zu einem raschen Abfließen des Wassers, so dass nach einem Regenereignis keine erhebliche Beeinträchtigung zu erwarten ist. Die Entwicklung bei Solarmodulen zielte in der Vergangenheit unter anderem auf eine weitestgehende Minimierung der Strahlungsverluste durch Reflexionen ab. Hierzu sind Solarmodule nach dem Stand der Technik (wie das hier verwendete Modul) mit Antireflexausrüstungen durch Oberflächenstrukturierungen (mikrotexturierte Oberflächen) und weitere Entspiegelungstechniken ausgestattet. Die Reflexionen werden dabei weitestgehend minimiert. Diese Konstruktion führt zu einer erheblichen Aufweitung des reflektierten Strahls. Fokussierte, gebündelte Blendstrahlen können hierdurch nicht entstehen, es kommt allenfalls zu einem flächenhaften Lichteindruck, ähnlich Gewässerflächen. [Quelle: Dr.-Ing. Frank Dröscher, Beurteilung der möglichen Blendwirkung eines Solarparks und dessen thermischen Effekte am Verkehrslandeplatz Eberswalde-Finow].

### 3. Rahmenbedingungen am Standort



**Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort**

Abbildung 7 zeigt die Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort. Aus diesem Diagramm lässt sich der jeweilige Einfallswinkel der Sonne auf die Horizontale Ebene auslesen. Am Anlagenstandort ist demnach ein Sonnenhöchststand von ca. 60° möglich.

## 4. mögliche Immissionsobjekte



Abbildung 8: mögliche Immissionsorte [Quelle: Google Earth]

Zur Beurteilung des Blendverhaltens von PV-Anlagen müssen die einzelnen möglichen Immissionsorte festgestellt und ihre geographische Lage zur PVA ermittelt werden. Je kürzer die Entfernung eines Immissionsortes zur PVA ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit einer möglichen Blendung.

In der nachfolgenden Tabelle sind die möglichen Immissionsorte mit ihrer Entfernung zur PVA angegeben.

Nr.	Adresse / Ort	Kürzeste Entfernung zur PVA
1	Wohngebäude Dorfstraße	120 m
2	Dorfstraße	60 m
3	Bahnlinie Demmin-Neubrandenburg	29 m
4	L271	129 m

Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA

## 5. Situation am Anlagenstandort

### a. Bewertung der Immissionsorte

„Hinter“ einer PVA kann es nicht zu Reflektionen des Sonnenlichtes kommen. Die nördlichste Blendlinie von dieser PVA ist  $\pm 90^\circ$ . Bei einer Modulneigung von  $20^\circ$  beträgt der maximale Winkelunterschied von der PVA zum Betrachter  $\pm 23^\circ$  (in der Draufsicht), bei größeren Winkeln wird ein Teil des Himmels Reflektiert, an dem die Sonne nie sichtbar ist. (siehe Abbildung 9)



Abbildung 9: max. Auslenkung der Reflektion [Google Earth]

Auf Grund dessen können sich die Entfernungen in Blendrichtung zur PVA erheblich vergrößern. Weiterhin muss eine Sichtverbindung vom Immissionsort zur PVA vorhanden sein, um vom reflektierten Sonnenlicht geblendet zu werden.

Laut LAI sind nur besonders schützenswerte Räume innerhalb von 100 m zur PVA relevant, außer bei größeren PVAs.

Weiterhin gilt eine Blendquelle erst als eigenständig, wenn der Winkelunterschied zwischen Sonne und Blendquelle beim Betrachter größer als  $10^\circ$  beträgt.

In der LAI wird nicht genauer auf den Verkehr eingegangen, etwaige Beurteilungen zu Blickrichtungen fehlen hier. Laut Richtlinie R11-3 (Blendung durch Photovoltaikanlagen) des österreichischen Verbandes für Elektrotechnik (der LAI angelehnt) sind Blendungen nur in einem Einfallswinkel bis  $30^\circ$  zur Fahrtrichtung relevant.

Nr.	Adresse / Ort	Entfernung zur PVA in Blendrichtung / Bewertung
1	Wohngebäude Dorfstraße	120 m
2	Dorfstraße	60 m min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 40° in Richtung Nord min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 81° in Richtung Süd südlicher Kurvenbereich Reflektion in Fahrtrichtung
3	Bahnlinie Demmin-Neubrandenburg	34,5 m min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 35° in Richtung Nord min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 123° in Richtung Süd
4	L271	172 m min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 31° in Richtung Nord min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 129° in Richtung Süd

**Tabelle 3: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung**

Der maximale Winkel zur relevanten möglichen Ablenkung von 30° wird – auf allen verkehrstechnisch Relevanten Orten, außer der südliche Kurvenbereich der Dorfstraße - überschritten. Dennoch wird nachfolgend die Aufhellung durch Reflektion berechnet.

## b. Berechnung der Lichttechnik

### Verkehrstechnisch relevante Orte

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter am Anlagenstandort Utzedel-Dorotheenhof ist wie folgt möglich:

Leuchtdichte der Sonne – zwischen Sonne am Horizont und Mittagssonne

$$L_S(5^\circ) = 6 \times 10^6 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] < L_S < L_S(60^\circ) 1,5 \times 10^9 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$r$  = siehe Tabelle 4

	Immissionsort	Abstand
2	Dorfstraße	60 m
3	Bahnlinie Demmin-Neubrandenburg	34,5 m
4	L271	172 m

Tabelle 4:  $r$  in m

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von  $60^\circ$  erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung (höchster möglicher Sonnenazimut bei Blendung bei ca.  $16^\circ$ ) auf ein Viertel der Leuchtdichte der Sonne zur Mittagssonne gesetzt und resultiert zu: (siehe Wikipedia Beleuchtungsstärke Sonne  $60^\circ$ , klarer Himmel = 90.000lx – Sonne  $16^\circ$ , klarer Himmel = 20.000 lx)

$$L_S = 3,3 \times 10^8 \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

Nach Abbildung 6 resultiert für die Oberfläche des Solarmoduls eine Reflexionsrate von 7%. Die abstrahlende Lichtstärke des Moduls folgt dann zu:

$$I_M = 23,3 \times 10^6 [cd] < 2,4 \times 10^7 [cd]$$

Durch die Antireflexbeschichtung des Moduls tritt keine optimal spiegelnde Reflexion auf, sondern eine diffuse. Diese diffuse Reflexion wird auch Lambertreflexion genannt. Die Blendquelle erscheint also als Lambertstrahler. Aus dieser Annahme folgt:

Die Leuchtdichte des Moduls beim Betrachter am minimal entfernten Punkt von Betrachter zu Modul folgt zu:

$$L_B = \frac{I_M}{A} = \frac{I_M}{2\pi r^2} = \frac{2,4 \times 10^7}{2\pi r^2} \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \cong \text{siehe Tabelle 5} \left[ \frac{cd}{m^2} \right]$$

	Immissionsort	$L_B$ in $\left[\frac{cd}{m^2}\right]$
2	Dorfstraße	$1,1 \times 10^3$
3	Bahnlinie Demmin-Neubrandenburg	$3,2 \times 10^3$
4	L271	$1,4 \times 10^2$

**Tabelle 5: Leuchtdichte auf den Immissionsorten**

wobei A die Fläche der Halbkugel aufgespannt bei r (minimale Entfernung des Betrachters) ist.

**Auf der Dorfstraße und der Bahnlinie liegt die Leuchtdichte leicht über dem Bereich der vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen  $10^2 < L_U < 10^3$ ); auf der L271 im Bereich und somit bei allen Immissionsorten weit unter dem Grenzwert der Absolutblendung  $L_A$ .**

$$L_B = \text{siehe Tabelle 5} \left[\frac{cd}{m^2}\right] < L_A = 1,0 \times 10^5 \left[\frac{cd}{m^2}\right]$$

Bei einer Straße handelt es sich laut BImSch nicht um besonders schützenswerte Räume. Die Berechnung der Blendzeiten nach LAI können hierfür also nicht betrachtet werden. Die LAI geht nicht weiter auf die Beeinflussung von Blendung im Verkehr ein. Bei der Betrachtung der Störung durch Reflektion wird an dieser Stelle auf die Adaption des menschlichen Auges verwiesen, da es nur bei relativ niedrigen Sonnenständen zu Reflektionen kommt und das Auge dann durch den niedrigen Sonnenstand an diese helle Umgebung angepasst ist.

Da die Leuchtdichte an dem Immissionsort kleiner als die Leuchtdichte bei Absolutblendung ist, ist eine physiologische Blendung ausgeschlossen. Die LAI unterscheidet zwischen physiologischer und psychologischer Blendung. Die psychologische Blendung beschreibt die Belästigung der Immission durch Ablenkung. Für die psychologische Blendung gelten in besonders schutzwürdigen Räumen zeitlich begrenzte Schwellwerte. Zur Festlegung der Stärke der Beurteilung wird das Blendmaß k berechnet.

Im Falle von verkehrstechnisch relevanten Orten, die nicht als besonders schutzwürdiger Raum zu betrachten sind, soll dieser Wert die Relation der Belästigung verdeutlichen. Das Blendmaß  $k_s$  wird vornehmlich für technische Blendquellen zu Hilfe gezogen und beschreibt die Stärke der psychologischen Blendung.

$$k = 0,1 \times \frac{L_B}{\sqrt{L_U}}$$

Im vorliegenden Fall ist das Blendmaß:

	Immissionsort	<i>k</i>
2	Dorfstraße	11
3	Bahnlinie Demmin-Neubrandenburg	32
4	L271	1

**Tabelle 6: Blendmaß k**

$$k = 0,1 \times \frac{L_B}{\sqrt{10^2}} = \text{siehe Tabelle 6}$$

Das Blendmaß k hat nach Gebietsart gegliederte Schwellwerte nach folgender Tabelle:

	Immissionsort (Einwirkungsort) (Gebietsart nach § BauNVO) [2]	Immissionsrichtwert k für Blendung		
		6 h bis 20 h	20 h bis 22 h	22 h bis 6 h
1	Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten (§ 3) <sup>1)</sup>	32	32	32
2	reine Wohngebiete allgemeine Wohngebiete (§ 4) besondere Wohngebiete (§ 4a) Kleinsiedlungsgebiete (§ 2) Erholungsgebiete (§ 10)	96	64	32
3	Dorfgebiete (§ 5) Mischgebiete (§ 6)	160	160	32
4	Kerngebiete (§ 7) <sup>2)</sup> Ge- werbegebiete (§ 8) In- dustriegebiete (§ 9)	-	-	160

**Tabelle 7: max. Zulässiges Blendmaß nach Gebietsart**

Auf allen verkehrstechnisch relevanten Immissionsorten liegt das Blendmaß im Bereich aller zulässigen Schwellwerte der psychologischen Blendung;

Es ist also davon auszugehen, dass auch eine psychologische Blendung durch Ablenkung ausgeschlossen ist.

## c. Astronomische Blendzeiten

Die LAI beschreibt im Anhang 2 im Besonderen die Blendwirkung von Photovoltaikanlagen. Die festgelegten Schwellwerte für die zulässige Einwirkdauer lauten: nicht mehr als **30 min pro Tag** und nicht mehr als **30 Stunden pro Jahr**. Diese Einschränkungen gelten für besonders schutzwürdige Räume.

### Nr. 1 – Wohngebäude Dorfstraße



Abbildung 10: Giebelansicht des Wohngebäudes von der Straße aus [Quelle: Google Street View]



Abbildung 11: möglicher Emissionsbereich für Immissionsort 1 – Wohngeb Dorfstraße; [Quelle: Google Earth, eigene Berechnungen]

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Die in Abbildung 11 markierten Punkte 1 bis 5 sind die Grenzpunkte der möglichen Blendung. Südlich des markierten Bereiches ist der Winkelunterschied zwischen Blendquelle und Sonne kleiner als  $10^\circ$  und wird somit vom Betrachter als eine Lichtquelle wahrgenommen.

Als Beobachterpunkt wird eines der Giebelfenster in Höhe von 5 m angenommen (siehe Abbildung 10) – je höher ein Beobachterpunkt liegt, desto länger ist er potentiell einer Blendung ausgesetzt.

Die maximale Blendzeit **pro Tag beträgt 4 min** und eine Blendung kann vom 17.04. bis 03.09. stattfinden, wobei die Blendzeiten pro Tag bei maximal 4 Minuten liegen.

In Summe werden an 137 Tagen die maximal 4 min aufsummiert. Alle Blendzeiten pro Tag aufsummiert sind (548 min) **9 Stunde 8 min pro Jahr**. **Die durch das LAI ausgewiesenen Grenzwerte von 30 min pro Tag und nicht mehr als 30 Stunden pro Jahr werden deutlich unterschritten.**

**Für die restlichen Immissionsorte sind die Blendzeiten auf Grund der größeren Entfernung kürzer.**

## 6. Fazit

Nr.	Adresse / Ort	Beurteilung zur Blendung
1	Wohngebäude Dorfstraße	Astronomische Blendzeit: 9 h 8 min/a < 30 h/a 4 min/d < 30 min/d -> Maximalwerte nach LAI deutlich unterschritten -> Keine Belästigung <b>Keine Blendung</b>
2	Dorfstraße	min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 40° in Richtung Nord min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 81° in Richtung Süd südlicher Kurvenbereich Reflektion in Fahrtrichtung $L_B = 1,1 \times 10^3 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \ll \text{Absolutblendung}$ Blendmaß k = 11 unterschreitet alle Schwellwerte - <b>Keine Blendung</b>
3	Bahnlinie Demmin- Neubrandenburg	min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 35° in Richtung Nord min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 123° in Richtung Süd $L_B = 3,2 \times 10^3 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \ll \text{Absolutblendung}$ Blendmaß k = 32 unterschreitet alle Schwellwerte - <b>Keine Blendung</b>
4	L271	min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 31° in Richtung Nord min. Winkelunterschied zur Fahrtrichtung 129° in Richtung Süd $L_B = 1,4 \times 10^2 \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \ll \text{Absolutblendung}$ Blendmaß k = 1 unterschreitet alle Schwellwerte - <b>Keine Blendung</b>

Tabelle 8: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte

Am vorgesehenen Anlagenstandort ist nicht mit Belästigungen auf Grund von Blendung der geplanten PVA oder Beeinträchtigung des Straßenverkehrs zu rechnen.

## 7. Gewährleistung

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Verwendung der zugearbeiteten Unterlagen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die verwendeten Hilfsmittel befinden sich auf dem aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik. Dennoch können Irrtümer oder Abweichungen nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Hierfür wird von uns ausdrücklich keine Haftung übernommen. Gewährleistungen jeder Art sind ausgeschlossen.

## 8. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beauftragung .....	2
Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA .....	11
Tabelle 3: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung.....	13
Tabelle 4: r in m .....	14
Tabelle 5: Leuchtdichte auf den Immissionsorten.....	15
Tabelle 6: Blendmaß k.....	16
Tabelle 7: max. Zulässiges Blendmaß nach Gebietsart .....	16
Tabelle 8: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte.....	19

## 9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild mit eingebettetem Modulbelegungsplan.....	2
Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz .....	4
Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSyst].....	4
Abbildung 4: schematische Darstellung: Sonne trifft auf Moduloberfläche, ist aber in Draufsicht hinter Modul (21.06.; 05:30Uhr)[Quelle: PVSyst] .....	5
Abbildung 5: schematische Darstellung Sonne trifft von vorn auf Modul (21.06.; 08:00Uhr)[Quelle: PVSyst] .....	5
Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR].....	9
Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort.....	10
Abbildung 8:mögliche Immissionsorte [Quelle:Google Earth].....	11
Abbildung 9: max. Auslenkung der Reflektion [Google Earth] .....	12
Abbildung 10: Giebelansicht des Wohngebäudes von der Straße aus [Quelle: Google Street View].....	17
Abbildung 11: möglicher Emissionsbereich für Immissionsort 1 – Wohngeb Dorfstraße; [Quelle: Google Earth, eigene Berechnungen].....	17