

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

Blendanalyse

PV-Kraftwerk Sülte

Freilandanlage

Auftraggeber:

Thorben Graff
Trianel Energieprojekte GmbH & Co. KG
Krefelder Straße 203
52070 Aachen

Ilmenau, 18.12.2020

Version Nr.: 1.0

Gutachtennummer: BAL-K0102-20068-V10

Auftragnehmer:

Ingenieurbüro JERA
Heydaer Straße 5
98693 Ilmenau

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.....	10
3. Rahmenbedingungen am Standort.....	12
a. Sonnenlaufbahn.....	12
b. mögliche Immissionsorte	13
4. Situation am Anlagenstandort.....	14
a. Bewertung der Immissionsorte	14
b. Berechnung der Lichttechnik	15
c. Astronomische Blendung.....	16
5. Fazit.....	17
6. Gewährleistung	19
7. Tabellenverzeichnis	19
8. Abbildungsverzeichnis	19

1. Beauftragung

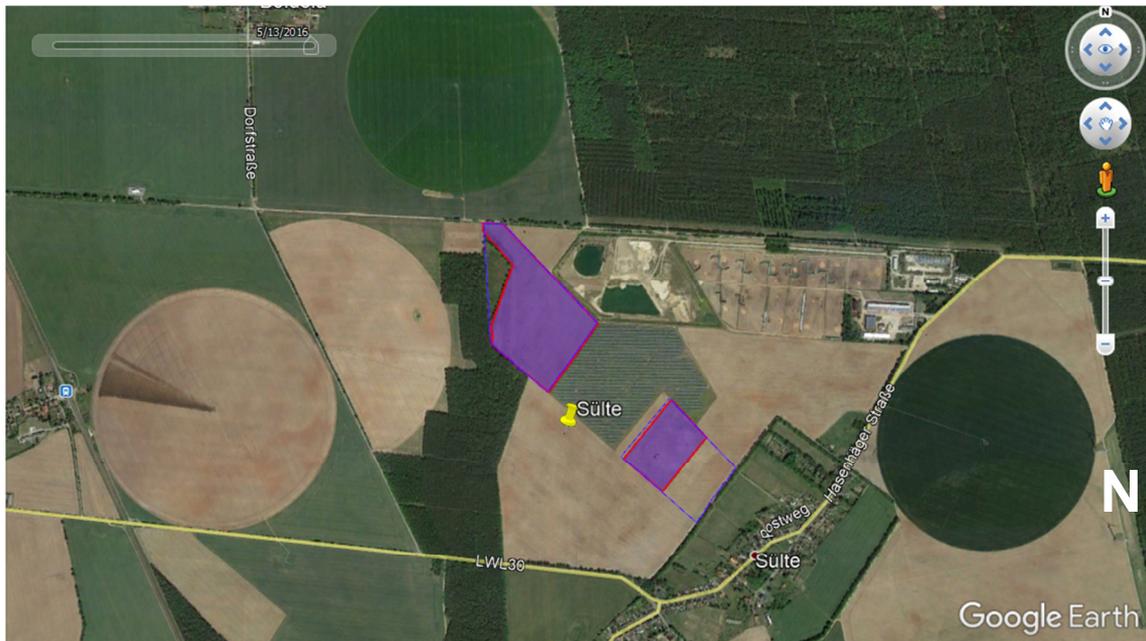


Abbildung 1: Satellitenbild des Anlagenstandortes mit Kennzeichnung der Fläche

[Quelle: Google Earth]

Auftraggeber:	Trianel Energieprojekte GmbH & Co. KG
Auftragsdatum:	07.12.2020
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Sülte (53°31' nördliche Breite; 11°25' östliche Länge; 49 m ü. NN.)

Tabelle 1: Beauftragung

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 und im Speziellen die Lichtleitlinie des Landes Brandenburg vom 16. April 2014).

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 des Landes Brandenburg vom 16.April 2014 untersucht und 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.

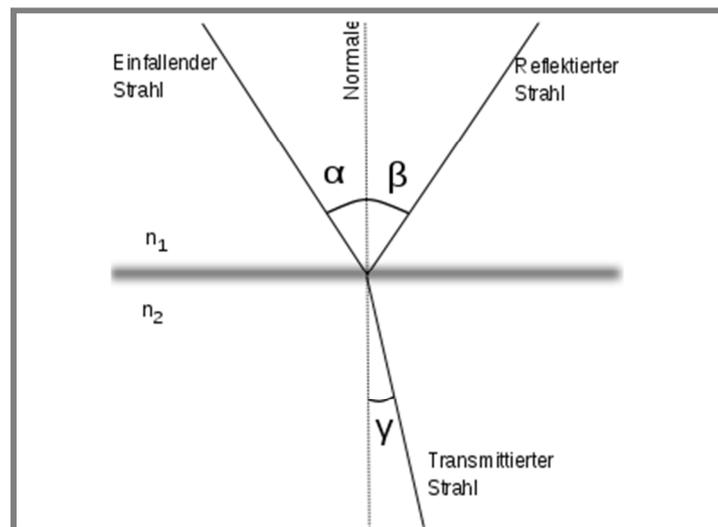


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

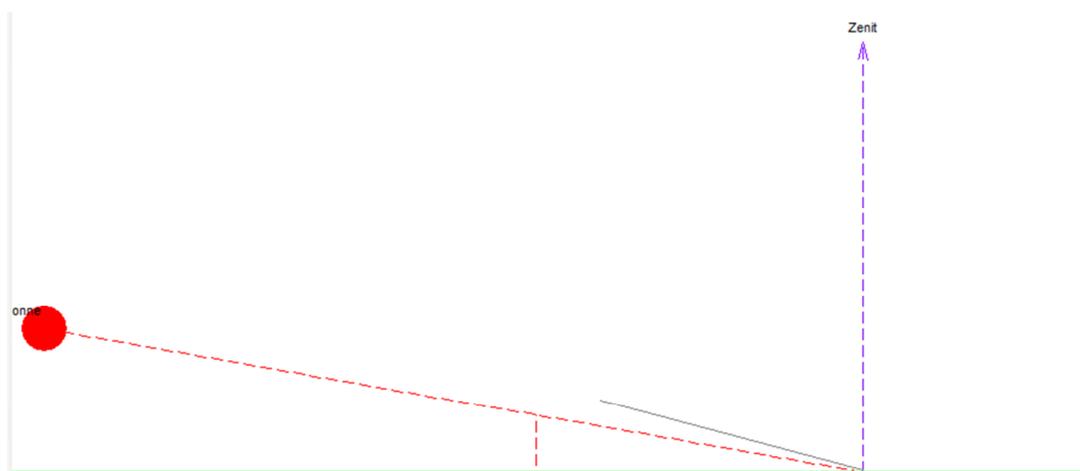


Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PVSyst]

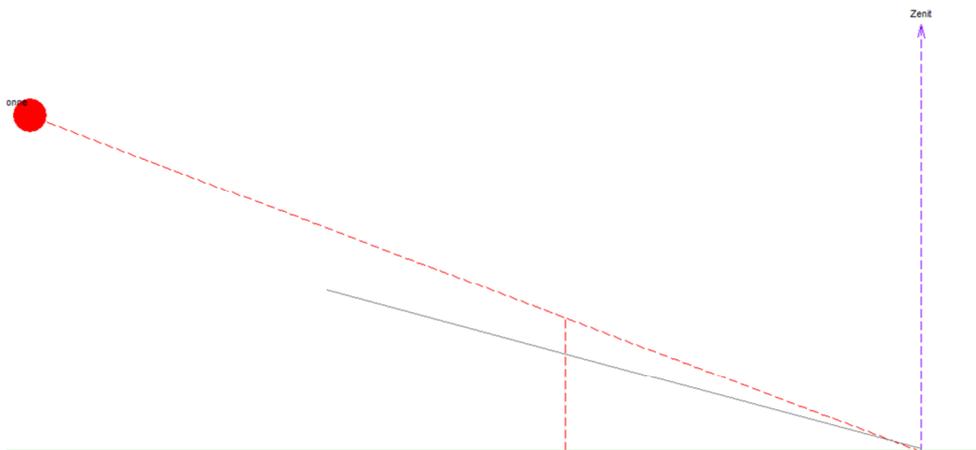


Abbildung 4: schematische Darstellung: Sonne trifft auf Moduloberfläche, ist aber in Draufsicht hinter Modul (21.06.; 05:30Uhr)[Quelle: PVSyst]

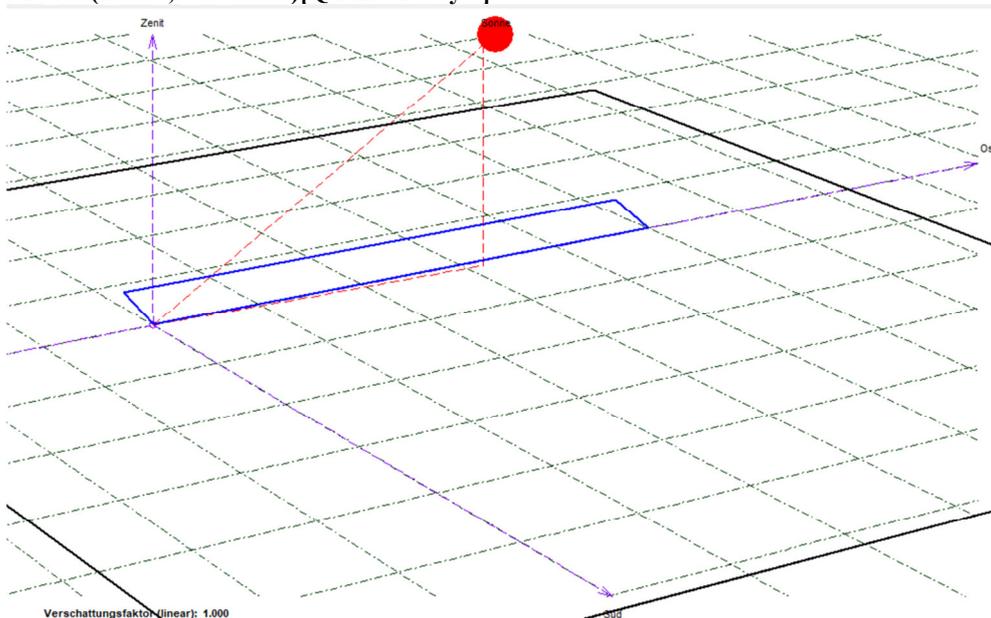


Abbildung 5: schematische Darstellung Sonne trifft von vorn auf Modul (21.06.; 08:00Uhr)[Quelle: PVSyst]

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).

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 (γ_S) und des kritischen Sonnenazimutes (α_S), bei denen durch direkte Spiegelung Reflektionen am PV-Generator auftreten können.

α ~ Azimutwinkel PV – Modul

β ~ 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

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

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

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

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)

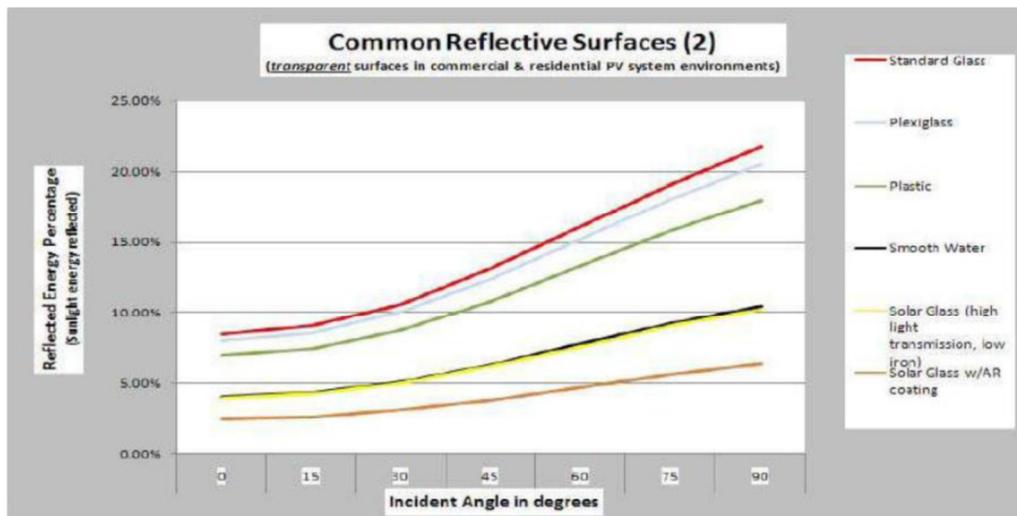


Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR]

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 zielt 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 Antireflexausrstungen 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

a. Sonnenlaufbahn

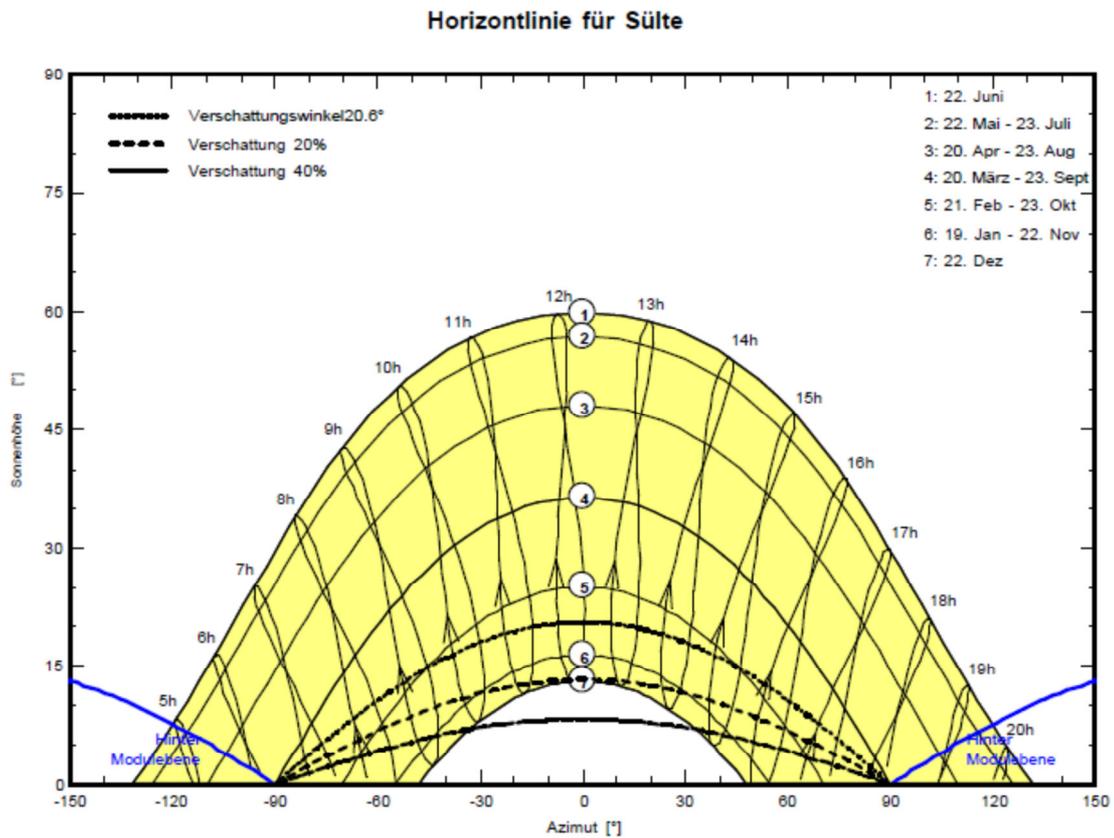


Abbildung 7: Sonnenlaufbahn mit Horizontlinie am Anlagenstandort [Quelle: PVSyst]

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.

b. mögliche Immissionsorte



Abbildung 8: Satellitenbild mit Kennzeichnung möglicher Immissionsorte [Quelle: Google Earth]

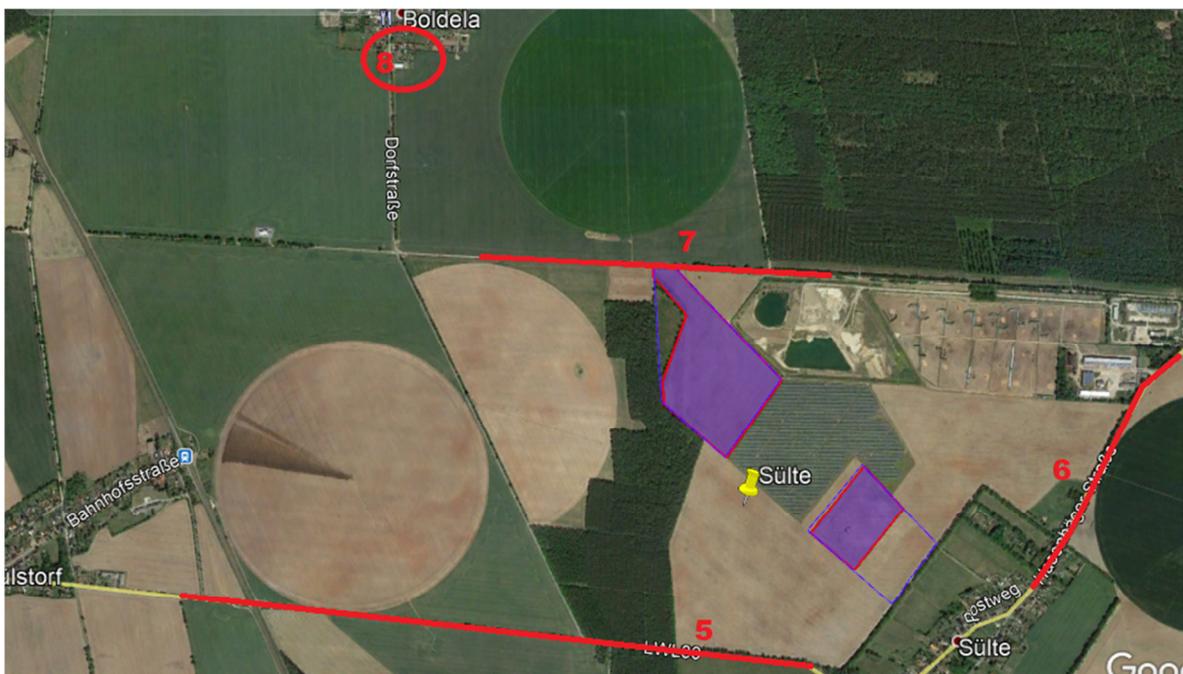


Abbildung 9: Satellitenbild mit Kennzeichnung möglicher Immissionsorte 2 [Quelle: Google Earth]

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.

	Immissionsort	Kürzeste Entfernung zur PVA
1	Kleingartenanlage	210 m
2	Wohnhaus	390 m
3	Wohnsiedlung Sülte	340 m
4	Weg	170 m
5	LWL30	370 m
6	Hasenhäger Straße	520 m
7	Weg nördlich PVA	5 m
8	Bodela Wohnsiedlung	1 km

Tabelle 2: Immissionsorte und ihre kürzeste Entfernung zur PVA

4. Situation am Anlagenstandort

a. Bewertung der Immissionsorte

Wie in 2.b (Seite 4) erläutert kommt es nördlich der PVA nicht zu Reflektionen des Sonnenlichtes. Die Ortschaft Bodela ist somit von Blendung ausgeschlossen, das gleiche gilt für den Weg nördlich der PVA.

Bei einer Modulneigung von 15° beträgt der maximale Winkelunterschied von der PVA zum Betrachter 24° (in der Draufsicht), bei größeren Winkeln wird ein Teil des Himmels Reflektiert, an dem die Sonne nie sichtbar ist. Somit ist eine Reflektion am Bahnübergang von der PVA ausgeschlossen. Somit ändern sich die Entfernungen zwischen Emission- und Immissionsort bei möglicher Blendung nach folgender Tabelle:

	Immissionsort	Kürzeste Entfernung zur PVA bei möglicher Blendung
1	Kleingartenanlage	210 m
2	Wohnhaus	390 m
3	Wohnsiedlung Slte	350 m
4	Weg	180 m
5	LWL30	650 m
6	Hasenhäger Straße	540 m

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

Es werden nachfolgend zuerst die Immissionsorte mit der kürzesten Entfernung zur PVA betrachtet.

b. Berechnung der Lichttechnik

Eine Berechnung der resultierenden Leuchtdichte des Solarmoduls auf einen Betrachter (4-Weg) am Anlagenstandort Slte ist wie folgt möglich:

Leuchtdichte der Sonne – zwischen Sonne am Horizont und Mittagssonne

$$L_S(5^\circ) = 6 \times 10^6 \left[\frac{cd}{m^2} \right] < L_S < L_S(62^\circ) 1,5 \times 10^9 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Minimaler Abstand Modul zu Betrachter bei möglicher Blendung

$$r = 180 [m]$$

Am Anlagenstandort wird ein Sonnenhöchststand von 60° erreicht. Somit wird die max. Leuchtdichte der Sonne zum Zeitpunkt der Blendung (höchster möglicher Sonnenstand bei Blendung = 11°) auf den Mittelwert zwischen Leuchtdichte der Sonne am Horizont und der Mittagssonne gesetzt und resultiert zu:

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

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

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

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:

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

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

Dies liegt im Bereich zur vorherrschenden Umgebungsleuchtdichte (zwischen $10^2 < L_U < 10^3$), und liegt somit weit unter dem Grenzwert der Absolutblendung L_A .

$$L_B \cong 2,7 \times 10^2 \left[\frac{cd}{m^2} \right] \ll L_A = 1,0 \times 10^5 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

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 Beeinträchtigung durch Reflektion wird an dieser Stelle auch auf die Adaption des menschlichen Auges verwiesen, da es nur bei relativ niedrigen Sonnenständen zu Reflektionen kommt ($<11^\circ$) und das Auge dann durch den niedrigen Sonnenstand an diese helle Umgebung angepasst ist.

Da weitere verkehrstechnisch relevante Bereiche in größerer Entfernung zur PVA liegen und die reflektierte Leuchtdichte mit größerer Entfernung quadratisch abnimmt ist am Anlagenstandort eine Beeinträchtigung durch Blendung an der geplanten ÜV-Anlage ausgeschlossen.

c. Astronomische Blendung

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.

Auf Grund der örtlichen Gegebenheiten wird zunächst die Kleingartenanlage berechnet. Hier sind die längsten Blendzeiten auf Grund der Lage zur PVA zu erwarten. Die bereits gebaute PVA zwischen den beiden geplanten Teilanlagen wird nach LAI in diese Berechnung mit einbezogen.



Abbildung 10: möglicher Blendbereich

Die maximale Blendzeit **pro Tag beträgt 18 min** (am 21.06.) und eine Blendung kann vom 09.05. bis 03.08. stattfinden, wobei die Blendzeiten pro Tag variieren. Alle Blendzeiten pro Tag aufsummiert sind weniger als **13 Stunden pro Jahr**. **Die durch das LAI ausgewiesenen Grenzwerte werden für die Gartenanlage deutlich unterschritten.**

5. Fazit

	Immissionsort	Erläuterung zur Blendung
1	Kleingartenanlage	Max. 18 min pro Tag und 13 h pro Jahr Blendung – deutlich kleiner als Grenzwert – keine Belästigung
2	Wohnhaus	Auf Grund geographischer Lage weniger als Kleingartenanlage- – keine Belästigung
3	Wohnsiedlung Sülte	Auf Grund geographischer Lage weniger als Kleingartenanlage- keine Belästigung
4	Weg	$L_B \cong 2,7 \times 10^2 \left[\frac{cd}{m^2} \right] \ll L_A = 1,0 \times 10^5 \left[\frac{cd}{m^2} \right]$ Bedeutend kleinere resultierende Leuchtdichte als bei Absolutblendung – Beeinträchtigung kann ausgeschlossen werden
5	LWL30	Größere Entfernung als 4 – noch geringere Leuchtdichte – Beeinträchtigung kann ausgeschlossen werden
6	Hasenhäger Straße	Größere Entfernung als 4 – noch geringere Leuchtdichte – Beeinträchtigung kann ausgeschlossen werden
7	Weg nördlich PVA	Nördlich der PVA – keine Reflektionsachse
8	Bodela Wohnsiedlung	Nördlich der PVA – keine Reflektionsachse

Tabelle 4: Zusammenfassung der Blendwirkung der einzelnen Immissionsorte

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

6. Gewährleistung

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Verwendung der zugearbeiteten Unterlagen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die für die Berechnungen 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.

7. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beauftragung	2
Tabelle 2: Immissionsorte und ihre kürzeste Entfernung zur PVA	14
Tabelle 3: Immissionsorte und ihre kürzeste Entfernung zur PVA in Blendrichtung	15
Tabelle 4: Zusammenfassung der Blendwirkung der einzelnen Immissionsorte.....	18

8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild des Anlagenstandortes mit Kennzeichnung der Fläche	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].....	10
Abbildung 7: Sonnenlaufbahn mit Horizontlinie am Anlagenstandort [Quelle: PVSyst]	12
Abbildung 8: Satellitenbild mit Kennzeichnung möglicher Immissionsorte [Quelle: Google Earth]	13
Abbildung 9: Satellitenbild mit Kennzeichnung möglicher Immissionsorte 2 [Quelle: Google Earth]	13
Abbildung 10: möglicher Blendbereich	17