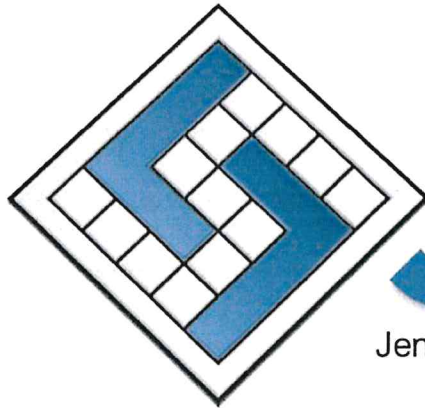




Ingenieurbüro Eva Jenennchen

JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

Blendanalyse

PV-Kraftwerk Levenstorf

Freilandanlage

Auftraggeber:

FEH Bauwerk GmbH
Herr Kai Yang
Ginnheimer Straße 4
65760 Eschborn

Ilmenau, 08.10.2022

Version Nr.: 1.0

Gutachtennummer: BAL-K072-22038-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	10
5. Situation am Anlagenstandort	12
a. Bewertung der Immissionsorte	12
b. Berechnung der Lichttechnik	14
c. Astronomische Blendung	14
6. Fazit	16
7. Gewährleistung	16
8. Tabellenverzeichnis	17
9. Abbildungsverzeichnis	17

1. Beauftragung

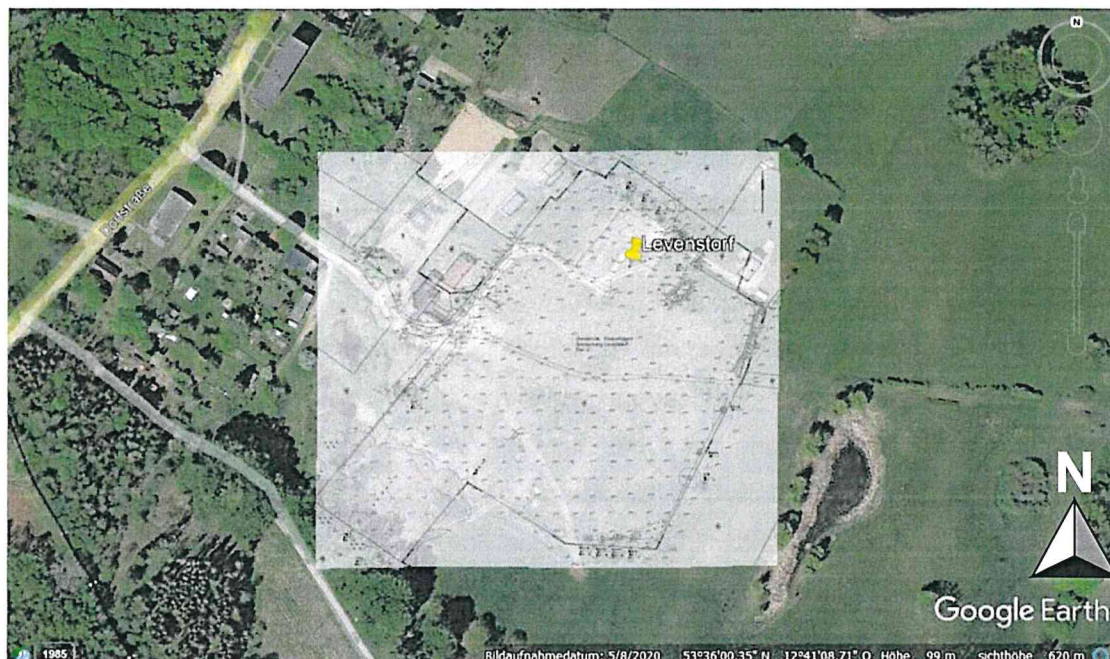


Abbildung 1: Satellitenbild mit Kennzeichnung der geplanten PV-Fläche [Quelle: Google Earth + Kunde]

Auftraggeber:	FEH Bauwerk GmbH Herr Kai Yang Ginnheimer Straße 4 65760 Eschborn
Auftragsdatum:	09.09.2022
Anlagentyp:	Freilandanlage
Standort:	Levenstorf (53°36' nördliche Breite; 12°41' östliche Länge; 98 m ü. NN.)

Tabelle 1: Beauftragung

Dem Auftragnehmer standen die erforderlichen Unterlagen in Form des Bebauungsplanes 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 belastigt. 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.

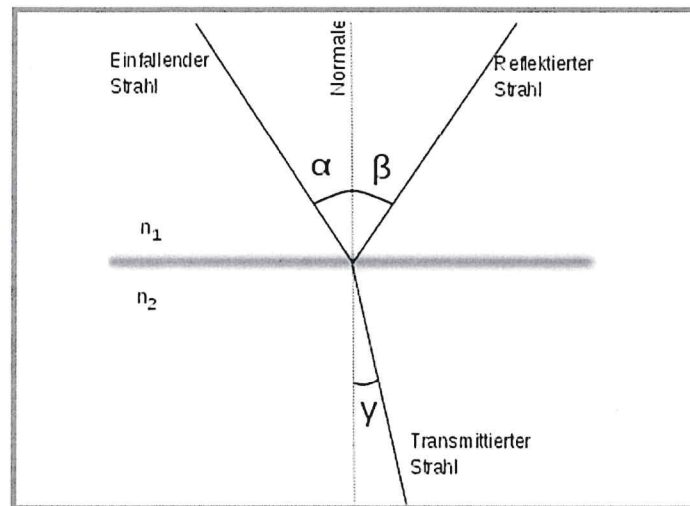


Abbildung 2: Prinzip Reflexionsgesetz

[Quelle: Tim Hellwig, Wikipedia]

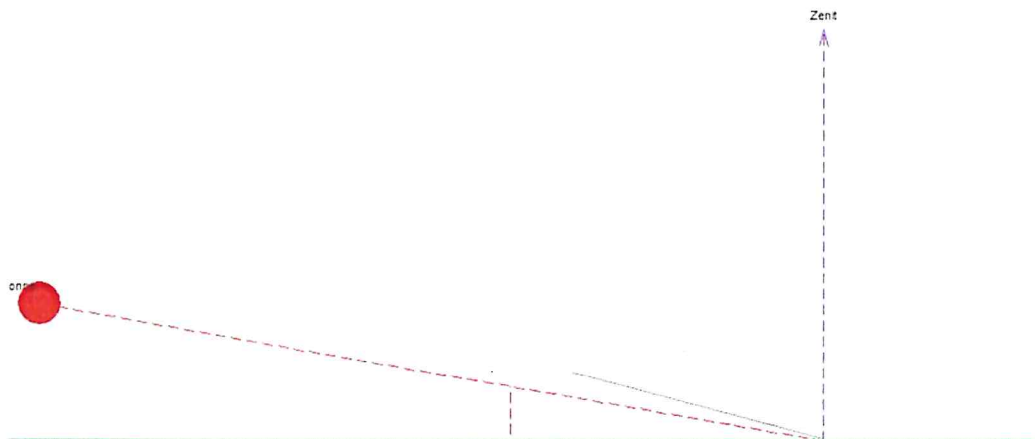


Abbildung 3: schematische Darstellung - Sonne hinter Modulebene (21.05.; 05:00Uhr)[Quelle:PV Syst]

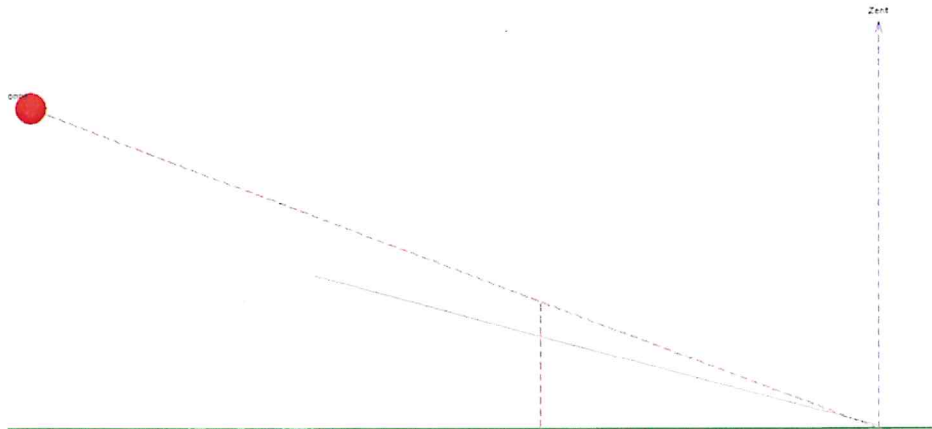


Abbildung 4: schematische Darstellung: Sonne trifft auf Moduloberfläche, ist aber in Draufsicht hinter Modul (21.06.; 05:30Uhr)[Quelle: PVSyst]

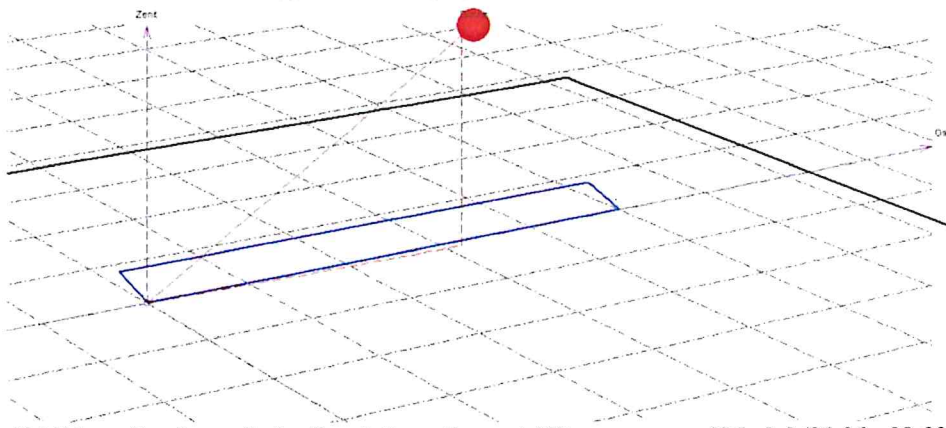


Abbildung 5: schematische Darstellung Sonne trifft von vorn auf Modul (21.06.; 08:00Uhr)[Quelle: PVSyst]

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 Sonnenstandssituationen 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 (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

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

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

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

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)

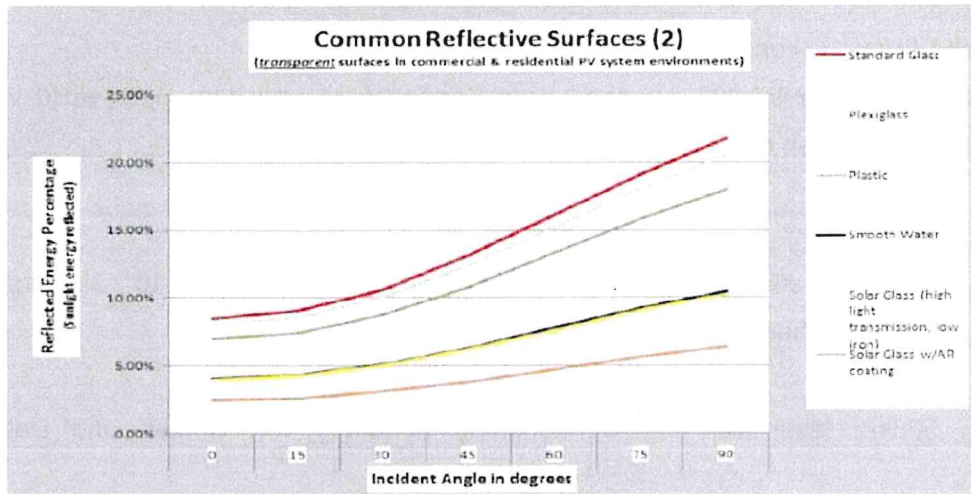


Abbildung 6: Reflexion von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Einfallswinkel solarer Einstrahlung / [Quelle: Deutsche Flugsicherung (DFS): Aeronautical Information Publication - Luftfahrthandbuch AIP VFR]

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

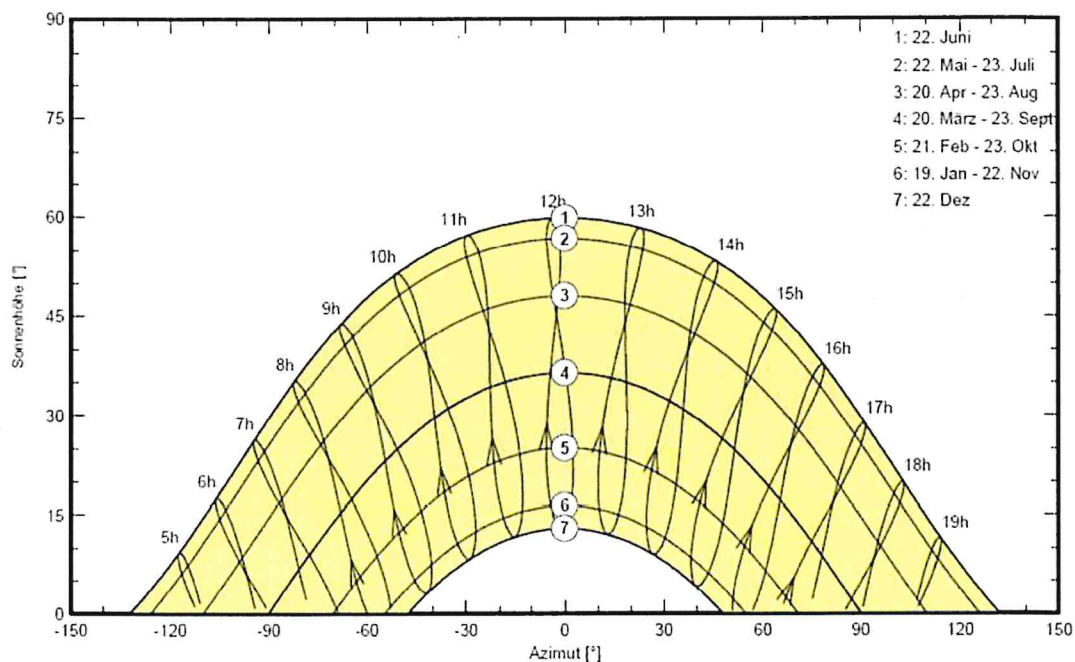


Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort

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. 62° möglich.

4. mögliche Immissionsobjekte

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 diesem Gutachten werden zunächst die besonders schutzwürdigen Räume, welche der geplanten PVA am nächsten liegen, betrachtet. Sollte sich eine Belästigung durch Blendung herausstellen, werden weitere Immissionsorte in die Berechnungen mit einbezogen. Des Weiteren werden die verkehrsrelevanten Immissionsorte und ihre Lage zur PVA betrachtet.

In Tabelle 2 sind die möglichen Immissionsorte mit ihrer Entfernung zur PVA angegeben.

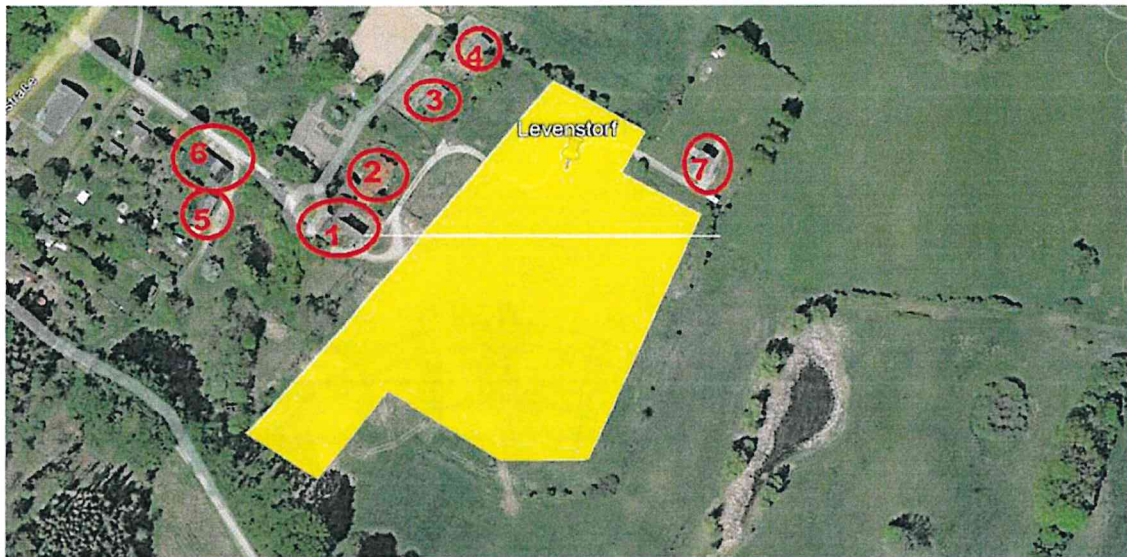


Abbildung 8: mögliche Immissionsorte [Quelle:Google Earth]

Nr.	Adresse / Ort	Entfernung zur PVA in m
1	Ehemaliges Gutshaus	23
2	Gebäude	30
3	Nichtwohngebäude	35
4	Nichtwohngebäude	30
5	Nichtwohngebäude	85
6	Nichtwohngebäude	90
7	Ehemaliges Wasserwerk	15

Tabelle 2: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA

5. Situation am Anlagenstandort



Abbildung 9: Geländestruktur Blick nach Ost [Quelle: Google Earth, Bodenansicht]

Zur Beurteilung und Berechnung der Blendung müssen die topographischen Eigenschaften am Anlagenstandort mit berücksichtigt werden. Wie in Abbildung 9 ersichtlich weist das Gelände leichte Höhenunterschiede auf. Diese belaufen sich von 91,4 m auf 97,3 m laut Höhenlinienplan.

a. Bewertung der Immissionsorte

Die geplante Modulneigung beträgt 20° und Südausrichtung. Bei einer Modulneigung von 20° und Südausrichtung beträgt der maximale Winkelunterschied in der Draufsicht von der PVA zum Betrachter $\pm 23^\circ$, bei größeren Winkeln wird ein Teil des Himmels Reflektiert, an dem die Sonne nie sichtbar ist.

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.

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° zur Fahrtrichtung relevant.

Am vorgesehenen Anlagenstandort befinden sich keine verkehrstechnisch relevanten Immissionsorte mit einer Sichtverbindung zur geplanten PVA.

Nr.	Adresse / Ort	Entfernung zur PVA in Blendrichtung / Bewertung
1	Ehemaliges Gutshaus	30 m
2	Gebäude	37 m
3	Nichtwohngebäude	42 m
4	Nichtwohngebäude	37 m
5	Nichtwohngebäude	Keine Sichtverbindung durch ehemaliges Gutshaus
6	Nichtwohngebäude	120 m
7	Ehemaliges Wasserwerk	30 m

Tabelle 3: Immissionsorte und ihre Entfernung zur PVA in Blendrichtung

Das ehemalige Wasserwerk hat die gleiche Entfernung in Blendrichtung zur PVA wie das ehemalige Gutshaus, da das ehemalige Wasserwerk aber nördlicher zur PVA steht, ist hier der mögliche Blendbereich bedeutend kleiner – nachfolgend werden also die astronomischen Blendzeiten für den Immissionsort berechnet, bei dem die Blendzeit potentiell am größten ist. (ehemaliges Gutshaus)

b. Berechnung der Lichttechnik

Verkehrstechnisch relevante Orte

Vom geplanten Anlagenstandort aus ist eine Reflektion des Sonnenlichtes am PV-Modul auf einen Verkehrsteilnehmer (Straße oder Bahn) auf Grund einer fehlenden Sichtverbindung nicht möglich.

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.

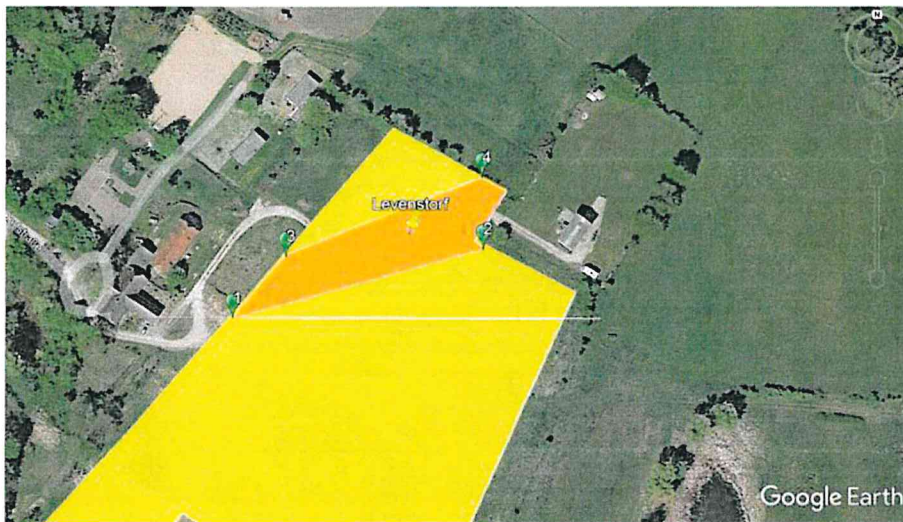


Abbildung 10: möglicher Emmissionsbereich für ehemaliges Gutshaus; [Quelle: Google Earth, eigene Berechnungen]

Es wurden mehrere Punkte der geplanten PV-Anlage berechnet. Die in Abbildung 10 markierten Punkte 2 bis 5 sind die Grenzpunkte der möglichen Blendung. Nördlich dieses Bereiches wird vom Beobachter aus über die PVA ein Himmelsbereich gespiegelt, an dem die Sonne nie sichtbar ist. Südlich des markierten Bereiches ist der Winkelunterschied zwischen Blendquelle und Sonne kleiner als 10° und wird somit vom Betrachter als eine Lichtquelle wahrgenommen.

Als Beobachterpunkt wird das Fenster in der Giebelseite in Höhe von 5 m angenommen – je höher ein Beobachterpunkt liegt, desto länger ist er potentiell einer Blendung ausgesetzt.

Die maximale Blendzeit **pro Tag beträgt 10 min** und eine Blendung kann vom 24.03. bis 30.08. stattfinden, wobei die Blendzeiten pro Tag bei maximal 10 Minuten liegen. In Summe werden an 167 Tagen die maximal möglichen 10 min festgelegt.

Alle Blendzeiten pro Tag aufsummiert sind (1.670 min) **27 Stunden 50 min pro Jahr**. Die durch das LAI ausgewiesenen Grenzwerte von **30 min pro Tag** und nicht mehr als **30 Stunden pro Jahr** werden unterschritten.

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

6. Fazit

Nr.	Adresse / Ort	Beurteilung zur Blendung
1	Ehemaliges Gutshaus	Astronomische Blendzeit: 27 h 50 min/a < 30 h/a 10 min/d < 30 min/d -> Maximalwerte nach LAI unterschritten Keine Belästigung
2	Gebäude	Astronomische Blendzeit kleiner als bei Gebäude 1 Keine Belästigung
3	Nichtwohngebäude	Astronomische Blendzeit kleiner als bei Gebäude 1 Keine Belästigung
4	Nichtwohngebäude	Astronomische Blendzeit kleiner als bei Gebäude 1 Keine Belästigung
5	Nichtwohngebäude	Keine Sichtverbindung durch ehemaliges Gutshaus
6	Nichtwohngebäude	Astronomische Blendzeit kleiner als bei Gebäude 1 Keine Belästigung
7	Ehemaliges Wasserwerk	Astronomische Blendzeit kleiner als bei Gebäude 1 Keine Belästigung

Tabelle 4: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte

Am vorgesehenen Anlagenstandort ist nicht mit Belästigungen auf Grund von Blendung der geplanten PVA oder Beeinträchtigung des Verkehrs 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: Fazit zur Blendung der einzelnen Immissionsorte.....	16

9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild mit Kennzeichnung der geplanten PV-Fläche [Quelle: Google Earth + Kunde]...	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 - Luftfahrtthandbuch AIP VFR].....	9
Abbildung 7: Sonnenlaufbahn am Anlagenstandort.....	10
Abbildung 8: mögliche Immissionsorte [Quelle:Google Earth]	11
Abbildung 9: Geländestruktur Blick nach Ost [Quelle: Google Earth, Bodenansicht]	12
Abbildung 10: möglicher Emmissionsbereich für ehemaliges Gutshaus; [Quelle: Google Earth, eigene Berechnungen].....	14