



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V.
Erich-Steinfurth-Str. 8
10243 Berlin

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

Anlage: Solarpark Bernstorf
53.817251°, 11.107598°
Bernstorf, 23936

in Auftrag gegeben von: aream Advisory GmbH
Kaistr. 2
40221 Düsseldorf

Projektnummer: A-LV24/0040

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: M. Eng. Joris Neumann

Berlin, 08.04.2025

Vereinsregister:
Amtsgericht
Berlin-Charlottenburg
VR 7591 B

Bankverbindung:
Bank für Sozialwirtschaft
BLZ 100 205 00
Konto 30 32 403

U-ID-Nr.: DE151155798
BIC: BFSWDE33BER
IBAN: DE74 1002 0500 0003 0324 03



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Beschreibung der Umgebung	3
3	Beschreibung der PV – Anlage	4
4	Grundlagen der Optik	6
	4.1 Geometrische Reflexionssituation	6
	4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen	7
	4.3 Blendung.....	9
5	Methodik der Untersuchung	10
	5.1 Bewertungsbasis	10
	5.2 Simulationstool und Modellierung	11
	5.3 Simulationsausgabe und -bewertung	12
6	Simulation.....	13
	6.1 PV - Anlage.....	15
	6.2 Immissionsorte.....	15
7	Ergebnisse	16
9	Schlussbemerkung	21
10	Literaturverzeichnis	22
11	Abbildungsverzeichnis.....	23
12	Anhang	24

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarparks Bernstorf und die damit einhergehende potenzielle Beeinträchtigung der Umgebung untersucht und nach den *Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen* (kurz: LAI) der *Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz* bewertet.

Es werden hierzu zunächst relevante Bereiche ausgemacht, die einer näheren Betrachtung bedürfen. Wird für einen oder mehrere Bereiche potenzielle Blendung vermutet, kann dies anhand einer Simulation ausgeschlossen oder nachgewiesen werden. Abschließend werden die Ergebnisse bewertet und eingeordnet und bei Bedarf Blendschutzmaßnahmen empfohlen.

2 Beschreibung der Umgebung

Gelegen ist der geplante Solarpark in der Gemeinde Bernstorf im Landkreis Nordwestmecklenburg in Mecklenburg-Vorpommern. Die Flächen des Solarparks liegen entlang der Bundesautobahn 20 (A 20). Im Norden des geplanten Solarparks liegt der Ort Bernstorf. Die Flächen des Solarparks werden derzeit als Ackerland genutzt. Eine Übersicht der Umgebung ist in Abbildung 1 gegeben.



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

3 Beschreibung der PV – Anlage

Der Modulbelegungsplan des Solarparks ist in Abbildung 2 zu sehen. Der Solarpark wird auf einer Fläche von ca. 164 ha geplant und hat eine geplante Leistung von ca. 108,9 MWp. Alle Modulflächen werden mit einachsiger nachgeführtem Trackingsystem ausgeführt. Die Rotationsachse entspricht dabei der Nord-Süd-Achse und liegt ca. 2,5 m über dem Gelände. Es werden über die Tischbreite zwei vertikal ausgerichtete Module verwendet. Der maximale Neigungswinkel der Module beträgt 60°. Eine Darstellung der Unterkonstruktionen mit Höhenangaben ist in Abbildung 3 gegeben.



Abbildung 2: Modulbelegungsplan (Quelle: Auftraggeber)

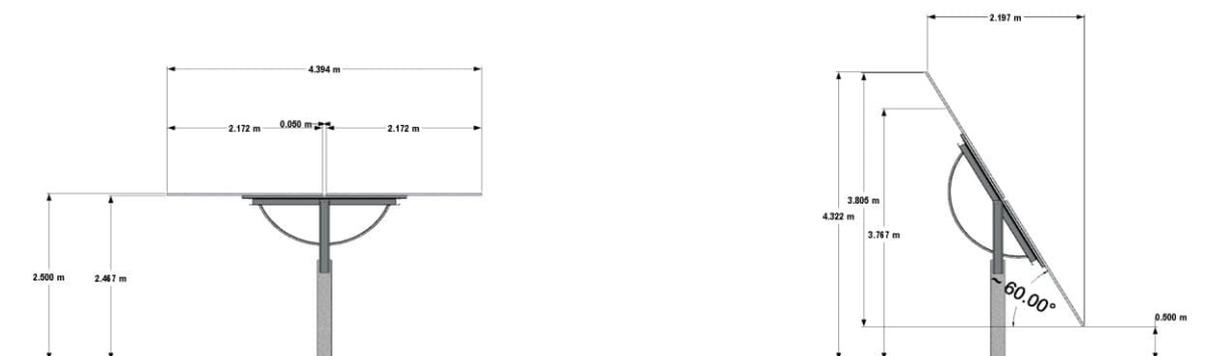


Abbildung 3: Unterkonstruktionen der geplanten PV-Anlage (Quelle: Auftraggeber)

Bei dieser Art von nachgeführten Systemen folgt der Neigungswinkel dem Sonnenstand, von hohen Neigungswinkeln bei tiefstehender Sonne, zu flachen Winkeln bei hochstehender Sonne. Der Azimut der Modulflächen variiert damit zwischen 90° Ost in der ersten Tageshälfte und 270° West in der zweiten Tageshälfte. Bei tiefstehender Sonne führt ein hoher Neigungswinkel jedoch - je nach Reihenabstand und Tischbreite - zur Eigenverschattung der Modulreihen. Dies wird meist durch ein aktives „Backtracking“ verhindert, durch welches bei auftretender Eigenverschattung der Modulreihen der Neigungswinkel reduziert wird. Der Verlauf des Neigungswinkels ergibt sich für dieses System dann gemäß Abbildung 4, wobei der Neigungswinkel bei Ostausrichtung negativ dargestellt ist. Im Sommer begrenzt das Backtracking demnach den maximalen Neigungswinkel in den Morgen- und Abendstunden. Mit höherem Sonnenstand wird der Neigungswinkel dann kurzzeitig auf eine maximale Neigung von 60° erhöht. Bis zum Mittag senkt er sich dann mit zunehmender Sonnenhöhe auf einen idealen Neigungswinkel von 0° ab. Je nach Hersteller ist auch eine Anpassung dieses Nachführverhaltes möglich, beispielsweise die Begrenzung der Absenkung des Neigungswinkels bei sehr tiefem Sonnenstand.

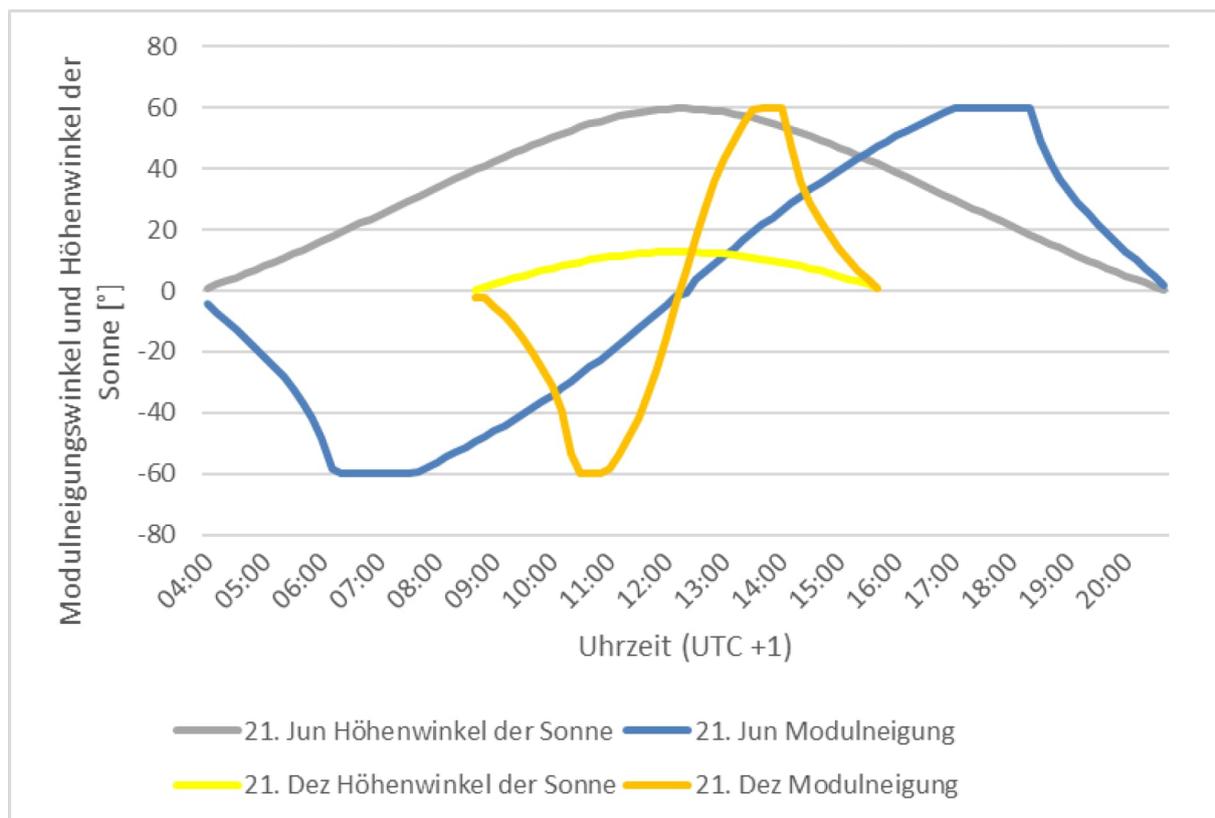


Abbildung 4: Neigungswinkel bei aktivem Backtracking

4 Grundlagen der Optik

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zur Berechnung der Reflexion erläutert.

4.1 Geometrische Reflexionssituation

Nach dem Reflexionsgesetz ist der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen ($\alpha = \beta$).

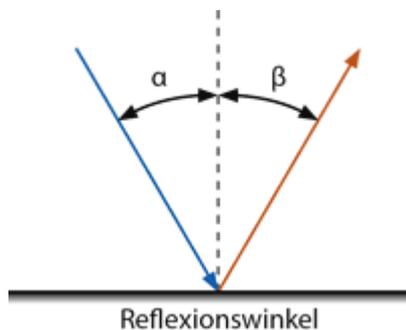


Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei der Reflexion von Lichtstrahlen unabhängig davon, ob es sich bei der reflektierenden Fläche um eine ebene oder raue Oberfläche handelt. Im Fall einer rauen Oberfläche ändert sich jedoch der Einfallswinkel mit dem konkreten Einfallsort, sodass es zu einer Aufweitung des reflektierten Strahls kommt. Generell gilt, je rauer die Oberfläche, desto diffuser die Reflexion. In Abbildung 6 ist in a) die ideal gerichtete Reflexion an einer völlig glatten Oberfläche, eine reale auftretende Streuung an einer unebenen Oberfläche und eine ideal gestreute Reflexion nach dem Lambertischen Gesetz zu sehen.

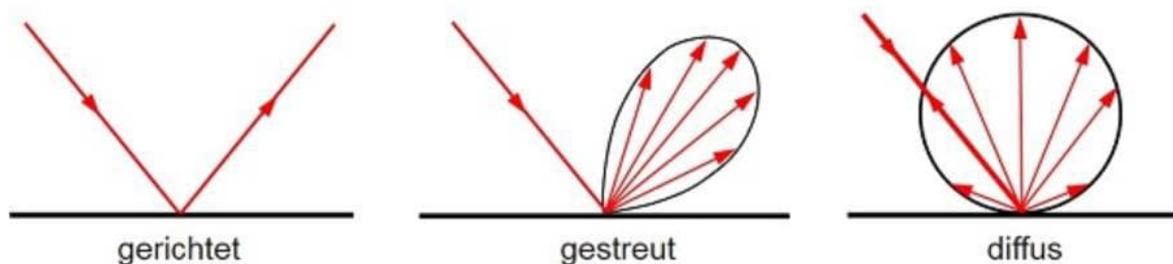


Abbildung 6: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

Bei realer Reflexion kommt zudem zu sogenannter Bündelaufweitung, einer Streuung um den idealen Reflexionswinkel. Mit steigendem Differenzwinkel zwischen idealem Reflexionswinkel und Streuwinkel nimmt die Intensität der reflektierten Strahlung stark ab, hier wird, wenn von einer Bündelaufweitung gesprochen wird, das Bogenmaß (oder der Winkel) der Standardabweichung um die Intensität der realen Reflexion verwendet, in Abbildung 7.

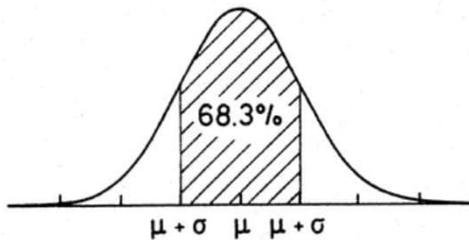


Abbildung 7: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen

Entscheidend für die Reflexionseigenschaften eines PV-Moduls ist die Oberflächenstruktur des Glases. In Abbildung 8 sind Messungen der Oberflächenstruktur und Bilder der auftretenden Reflexion für drei unterschiedlich stark texturierten Frontgläser zu sehen.

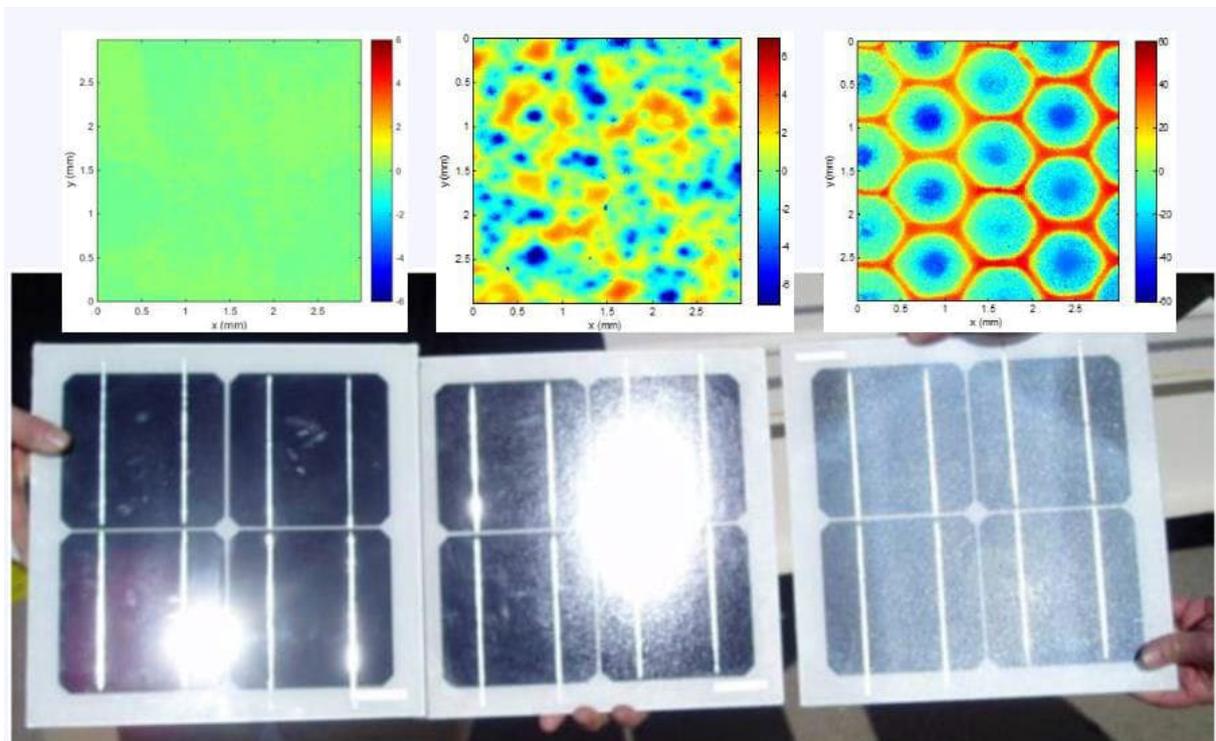


Abbildung 8: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas ein Strahlweite von 20mrad ($1,16^\circ$), für leicht- bis mittelstark texturiertes Glas eine Aufweitung von 92-184 mrad ($5,34-10,6^\circ$) und für tiefstrukturiertes Glas 1000 mrad (58°) gemessen (Yellowhair und Ho 2015). Während leicht bis mittelstark strukturiertes Glas bereits als Standardprodukt vertrieben wird, handelt es sich bei tief-strukturiertem Glas noch nicht um Massenware, da die Herstellung mit erheblichen Mehrkosten einhergeht. Alternativ ist jedoch auch das Aufbringen geeigneter Folien oder das Verwenden von satiniertem Glas eine Möglichkeit beinahe vollständig blendfreie Module herstellen, siehe Abbildung 9.



Abbildung 9: links: Module mit satinierter Folie (Buchner 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)

Solarmodule sind so konzipiert, dass sie einen möglichst hohen Anteil des Sonnenlichtes zu nutzen, das Frontglas also eine möglichst hohe Transmissionsgrad und möglichst niedrigen Reflexionsgrad aufweist. Die Transmission von Solargläser liegt typischerweise bei rund 96% bei senkrechter Einstrahlung, sodass die Reflexionsverluste etwa 4% betragen. Mit Verwendung von Anti-Reflexions-Beschichtungen sind auch Reflexionsgrade von nur 2% möglich. Mit höheren Einfallswinkeln steigt der Reflexionsgrad jedoch bei beinahe allen Modularten stark an, zu sehen in Abbildung 10, Ausnahme sind hier nur tief texturierte Module.

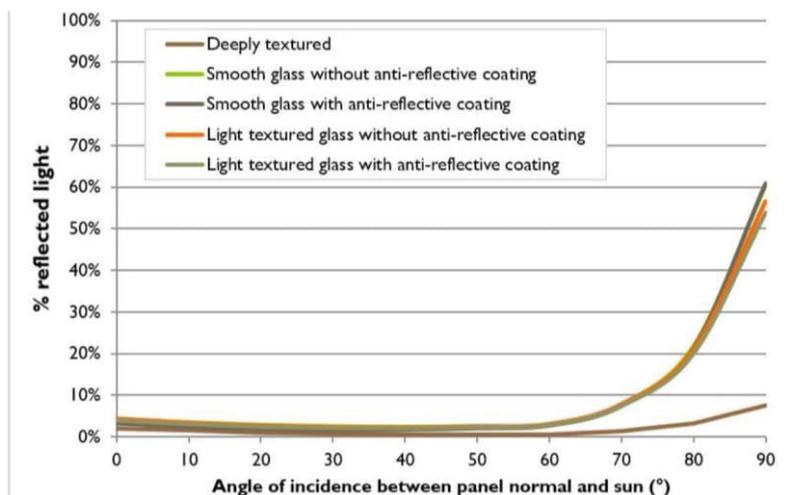


Abbildung 10 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

4.3 Blendung

Blendung wird hier definiert als eine Störung der Wahrnehmung durch eine Lichtquelle. Hierfür ist zum einen die gewichtete Helligkeit des Sichtfeldes relevant, welche zu einer entsprechenden Adaption des Auges führt. Zum anderen die Helligkeit des Objekts, auf welche das Auge fokussiert ist. Wenn die Helligkeit der Blendquelle (gewichtet mit deren Entfernung zum zentralen Sichtfeld), eine Anhebung der adaptiven Helligkeit zur Folge hat, welche dann dazu führt, dass das Ziel nicht mehr richtig wahrgenommen werden kann, liegt eine Beeinträchtigung der Sicht vor. Dies wird in Abbildung 11 verdeutlicht: Erhöht sich die Adaptive Helligkeit, erhöht sich auch die minimale Helligkeit, die ein Objekt haben muss, um gut erkennbar zu sein.

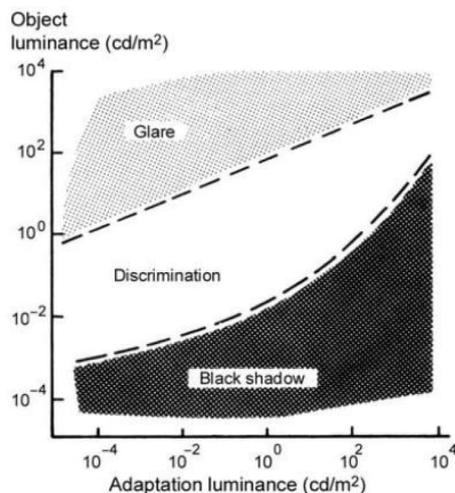


Abbildung 11: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

Es wird zwischen Blendung unterschieden, welche eine Beeinträchtigung der Sicht zur Folge hat und einer Blendung welche „nur“ als unangenehm empfunden wird. Während eine Beeinträchtigung der Sicht in Verkehrssituationen gänzlich vermieden werden sollte, ist für ortsfeste Beobachter eine kurzzeitige Beeinträchtigung durch Blendung ein geringeres Problem als eine lang andauernde „nur“ unangenehm empfundene Blendung. Wann eine Reflexion als unangenehm empfunden, wird hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. In der Literatur werden verschiedene Berechnungsmethoden vorgeschlagen, es hat sich jedoch bisher kein Standard etablieren können (Boyce 2014).

5 Methodik der Untersuchung

5.1 Bewertungsbasis

Um die betroffenen örtlich aufgelösten Bereiche bestimmen zu können und eine quantitative Aussage über die Reflexionsimmissionen zu treffen, wird ein Simulationstool verwendet. Dieses soll minutengenau darstellen, ob und zu welchem Zeitpunkt schutzwürdige Räume einer potenziellen Blendung ausgesetzt sind. Schutzwürdige Räume sind laut LAI-Hinweisen:

- Wohnräume
- Schlafräume einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume (Ministerium für Umwelt 2012)

Ist einer dieser Räume von Blendung betroffen, wird überprüft, ob es zu einer erheblichen Belästigung im Sinne der LAI-Hinweise kommt. Derzeit gibt es dafür in Deutschland keine gesetzlichen Regelungen, bzw. Grenzwerte. Allerdings leiten die LAI - Hinweise Bewertungsgrößen aus einem Hinweispapier für Windenergieanlagen (Immissionsschutz 2002) ab. Die LAI-Hinweise definieren diese Bewertungsgrößen wie folgt:

*„[Gegenwärtig wird davon ausgegangen, dass...] eine erhebliche Belästigung im Sinne des BImSchG durch die maximal mögliche astronomische Blenddauer unter Berücksichtigung aller umliegenden Photovoltaikanlagen vorliegt, wenn diese **mindestens 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr** beträgt.“ (Ministerium für Umwelt 2012)*

Liegt die Blenddauer unterhalb dieser Grenzwerte wird die Blendung als allgemein hinnehmbar bewertet. Auch der Österreichische Verband für Elektrotechnik veröffentlichte im November 2016 eine Richtlinie mit identischen Richtwerten für die Ermittlung von durch Blendung verursachte Belästigung (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik 2016). Zusätzlich zu den schutzwürdigen Räumen muss überprüft werden, ob die auftretende Blendung die Sicherheit von folgenden Bereichen gefährdet:

- Straßenverkehr
- Schienenverkehr
- Schifffahrtsverkehr
- Flugverkehr

Tritt in einem dieser Arbeitsbereiche Blendung auf, kann selbst eine kurzzeitige Blendung schwerwiegend Folgen haben. Es sollte deshalb beim Auftreten von Blendung im Verkehrsbereich mit der Behörde und den Beteiligten eine Risikoanalyse zur Gefährdungsbeurteilung vorgenommen werden, um ggf. Blendschutzmaßnahmen vorzunehmen.

5.2 Simulationstool und Modellierung

Als Simulationstool zur Bestimmung der auftretenden Blendung wird das Programm *ForgeSolar* der Firma Sims Industries, LLC verwendet. Dieses basiert auf dem wissenschaftlichen Modell „Solar Glare Hazard Analysis Tool“, welches durch die Sandia National Laboratories, New Mexico entwickelt wurde. Dieses wurde 2013 in den USA von staatlicher Seite anerkannt und bis 2021 war eine Analyse mit diesem Tool verpflichtend für PV-Flächen in Flughafenumgebung (Federal Aviation Administration 2013).

Das Tool berechnet aus den lokalen Sonnenständen die Einfallswinkel auf die Module, bzw. Modulreihen. Hierzu werden auf einer Karte die Modulflächen markiert und Neigungswinkel und Azimut der Ausrichtung eingestellt. Mit den Höhendaten des Geländes wird hieraus eine einheitliche Fläche approximiert. Es lassen sich verschiedene Modultypen mit unterschiedlichen Reflexionseigenschaften auswählen, welche im Wesentlichen darüber entscheiden, wie stark das reflektierte Licht gestreut wird. Die Simulation wertet nur als relevant markierte Beobachtungspunkte und Strecken aus. Die Auflösung der Simulation ist minütlich und erfolgt für ein Kalenderjahr. Bei der Simulation werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Blendwirkung wird unabhängig vom Bedeckungsgrad des Himmels berechnet. Somit ergeben sich die astronomisch maximalen Blendzeiträume. Das entspricht einer „worst case“ Betrachtung der Blendsituation. Das Vernachlässigen der Wetterverhältnisse empfiehlt auch das Ministerium für Umwelt (Ministerium für Umwelt 2012) und die TU Ilmenau (Schierz 2012).
- Zur Bewertung des Straßenverkehrs wird nur die Blendung im Bereich des Blickwinkels von $\pm 30^\circ$ berücksichtigt, ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung. Zur Bewertung des Bahnverkehrs wird die Blendung im Bereich des Blickwinkels von $\pm 20^\circ$ berücksichtigt. Zudem werden Blendungen nicht betrachtet, welche aus der gleichen Richtung wie die direkte Sonnenstrahlung kommen. Somit muss die Differenz der Richtungsvektoren von Reflexionsstrahl und Sonneneinstrahlung weniger als 10° betragen. Dies wird begründet dadurch, dass die Sonne, die eine höhere Lichtintensität aufweist als die Reflexion, als Hauptblendquelle wahrgenommen wird und die Reflexion in diesen Fällen keine zusätzliche Blendungsquelle darstellt (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik 2016).
- Der Immissionsort im Straßenverkehr wird in der Regel auf eine Höhe von 3 m festgelegt, was in etwa der Sichthöhe von Lastkraftwagen entspricht. Grund hierfür ist, dass in der Regel höhere Beobachtungspositionen auch einer stärkeren Blendung ausgesetzt sind. In Situationen, in denen das nicht zutrifft, weil eine Blendung von oben stattfindet, wird die Sichthöhe stattdessen auf 1,5 m über dem Boden festgelegt, um in diesem Fall einen PKW abzubilden. Der Immissionsort von Bahntrassen wird typischerweise auf 3 m über dem Boden festgelegt.

Für weitere Informationen wird an dieser Stelle auf die Webseite von ForgeSolar verwiesen (ForgeSolar 2022).

5.3 Simulationsausgabe und -bewertung

Die Simulation wertet jede PV-Fläche und jeden Beobachtungspunkt bzw. Strecke einzeln aus. Es werden dabei folgende Werte für jede Minute, jeweils für die betreffende Position berechnet:

- Die Einstrahlungsstärke der Sonne in Abhängigkeit der Uhrzeit [W/m^2]
- Der berechnete Reflexionsgrad des PV-Fläche [-]
- Alle Strahlungsvektoren
- Der Raumwinkel des blendenden Bereichs der PV-Fläche aus Sicht des Beobachters [rad]
- Die Bestrahlungsstärke der Reflexion auf der Netzhaut [W/cm^2]
- Die Einstufung des Blendpotenzials auf Basis der Bestrahlungsstärke und der Größe der Blendquelle [grün/gelb/rot]
- Leuchtdichte der Blendung [cd/m^2]

Das Blendpotenzial wird gemäß Abbildung 12 in drei Bereiche unterteilt. Im grünen Bereich ist davon auszugehen, dass keine Beeinträchtigung der Sicht stattfindet, im gelben Bereich kann es dagegen zu Sichteinschränkungen kommen und im roten Bereich sogar zu dauerhaften Verbrennungen der Netzhaut. Je größer die Blendquelle (angegeben als Sichtwinkel in Milli-rad), desto größer ist auch deren Blendpotenzial.

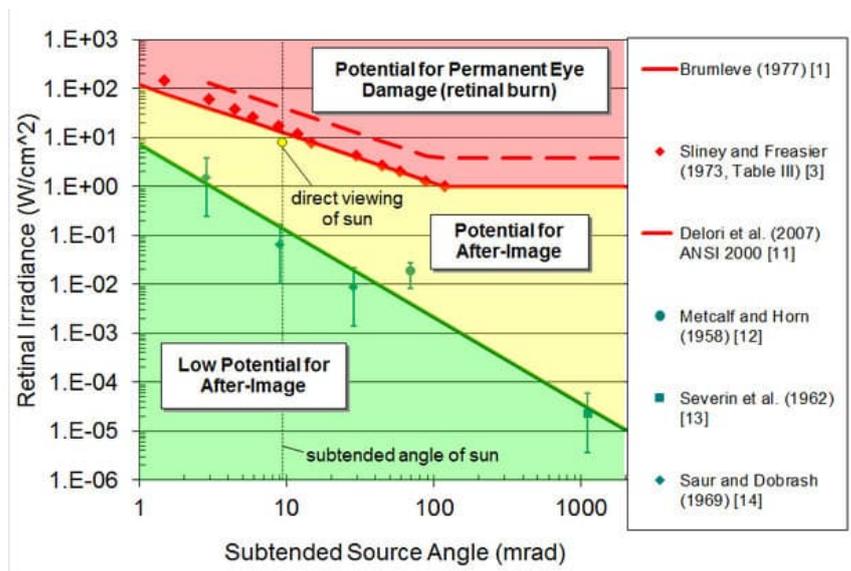


Abbildung 12: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter dar. Es werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Flächen und die zu untersuchenden Immissionsorte aufgeführt. In Abbildung 13, Abbildung 14 und Abbildung 15 ist die angelegte Simulation dargestellt.



Abbildung 13: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar (Teil 1)

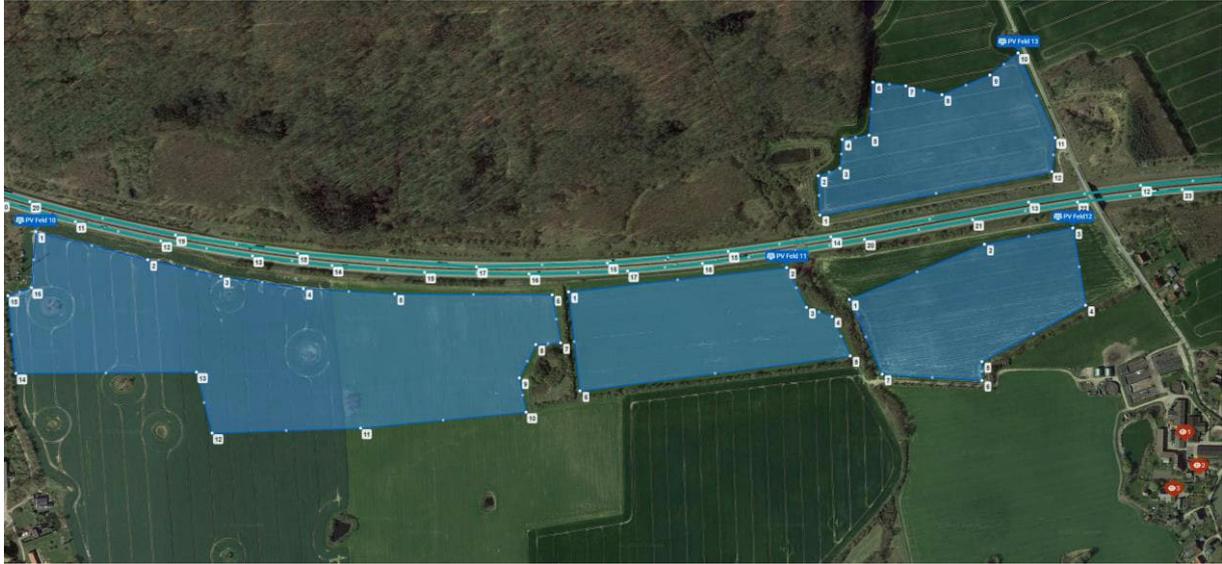


Abbildung 14: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar (Teil 2)



Abbildung 15: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar (Teil 3)



6.1 PV - Anlage

Für die Simulation werden die Eingabedaten der PV-Anlage mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Die Nachstellung im Simulationsprogramm basiert auf den vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Planungsunterlagen, sowie Satellitendaten. Die PV-Flächen werden als einachsigenachgeführte Tische mit Rotationsachse von 180° simuliert. Das Nachführungsverhalten der Modultische in der Simulation entspricht dem in Kapitel 3 beschriebenen Backtracking-Verhalten. Die mittlere Modulhöhe ergibt sich zu 2,5 m. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind im Anhang in Tabelle 2 aufgeführt.

6.2 Immissionsorte

Als relevante Immissionsorte werden die angrenzende A 20 und die Wohnbebauung in Jeese untersucht. Grundlage für die gewählten Immissionsorte sind Angaben des Auftraggebers. Die Untersuchungshöhe für den Straßenverkehr wird auf 3 m über der Strecke festgelegt. Für die Straßen wird ein relevanter Sichtwinkel von +/- 30° zur Fahrtrichtung untersucht. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Untersuchungshöhe und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 3 im Anhang zu entnehmen.

7 Ergebnisse

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Simulation bezüglich der potenziell auftretenden solaren Blendungen durch Reflexionen dargestellt. Die Simulationsergebnisse werden aufgrund der technischen Limitierung der Simulationssoftware einer weiteren Korrektur unterzogen. So ist gemäß LAI-Hinweisen keine Blendung gegeben, wenn die Richtung des Vektors der Lichtreflexion und die des Vektors der Sonnenstrahlung weniger als 10° auseinander liegen. Das bedeutet, dass die Sonne aus nahezu der gleichen Richtung scheint wie die Reflexion der Sonne an den PV-Modulen. Somit wird die Sonne, die eine höhere Lichtintensität aufweist als die Reflexion, als Hauptblendquelle wahrgenommen. Die Reflexion wird sozusagen von der Sonne überstrahlt und erscheint nicht als zusätzliche Blendung. Auch Sichtunterbrechungen werden durch die Simulation nicht ermittelt und müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert. In Tabelle 1 sind die Werte nach genannten Korrekturen aufgeführt, kritische Werte welche den LAI-Grenzwert von 30 Stunden/Jahr bzw. 30 Minuten/Tag überschreiten oder den Verkehr betreffen sind in Rot dargestellt. Die so simulierte Blenddauer stellt das Höchstmaß potenzieller Blendung dar, welche ohne Bewölkung auftritt.

Tabelle 1: Simulationsergebnisse: gesamte potenzielle Blenddauer in Stunden über ein Jahr

Immissionsort	Potenzielle Blenddauer in Stunden
Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost	27,6
Autobahn A 20 Fahrtrichtung West	2,3
Jeese 1	0
Jeese 3	0
Jeese 5	0

Für die PV-Felder 1, 3-9, 11-17 und 9 wird in der Simulation keine potenzielle Blendung ermittelt. Nachfolgend werden Zeiträume und Immissionswinkel der auftretenden potenziellen Blendung der PV-Felder 2, 10 und 18 für den Immissionsort Autobahn A 20 dargestellt und eingeordnet

PV-Feld 2 Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost

Die Ergebnisse der Simulation für das PV-Feld 2 für die Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost sind in Abbildung 16 dargestellt. Es kommt von Ende Oktober bis Mitte Februar zwischen 8:30 und 10:10 Uhr zu potenzieller Blendung. Die Immissionswinkel liegen zwischen 128° - 148° Azimut und es werden tägliche Blenddauern von bis zu 40 Minuten ermittelt.

Der betroffene Streckenabschnitt ist in Abbildung 17 dargestellt. Die Reflexionen treten im äußeren Bereich des relevanten Blickfeldes ab 16° zur Fahrtrichtung auf. Bei dem betroffenen Streckenabschnitt handelt es sich zudem um einen relative kurze und gerade Strecke. Das Gutachten kommt daher aus genannten Gründen zur Einschätzung, dass es zu keiner erhöhten Gefährdung des Straßenverkehrs durch die auftretenden Reflexionen kommt. Es werden dennoch im folgenden Kapitel Blendschutzmaßnahmen beschrieben, welche Reflexionen auf die Verkehrsteilnehmer verhindern.

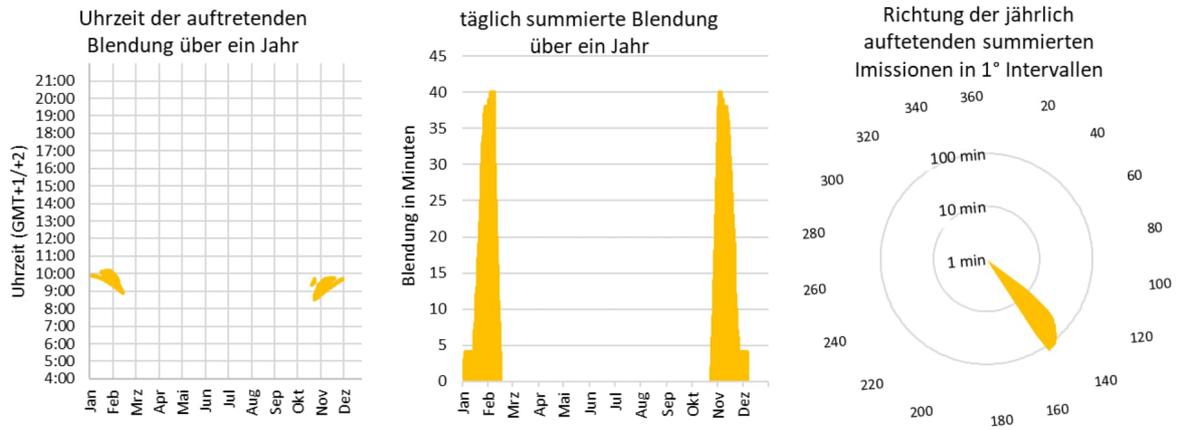


Abbildung 16: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung von PV-Feld 2 auf der Autobahn A 20 in Fahrtrichtung Ost

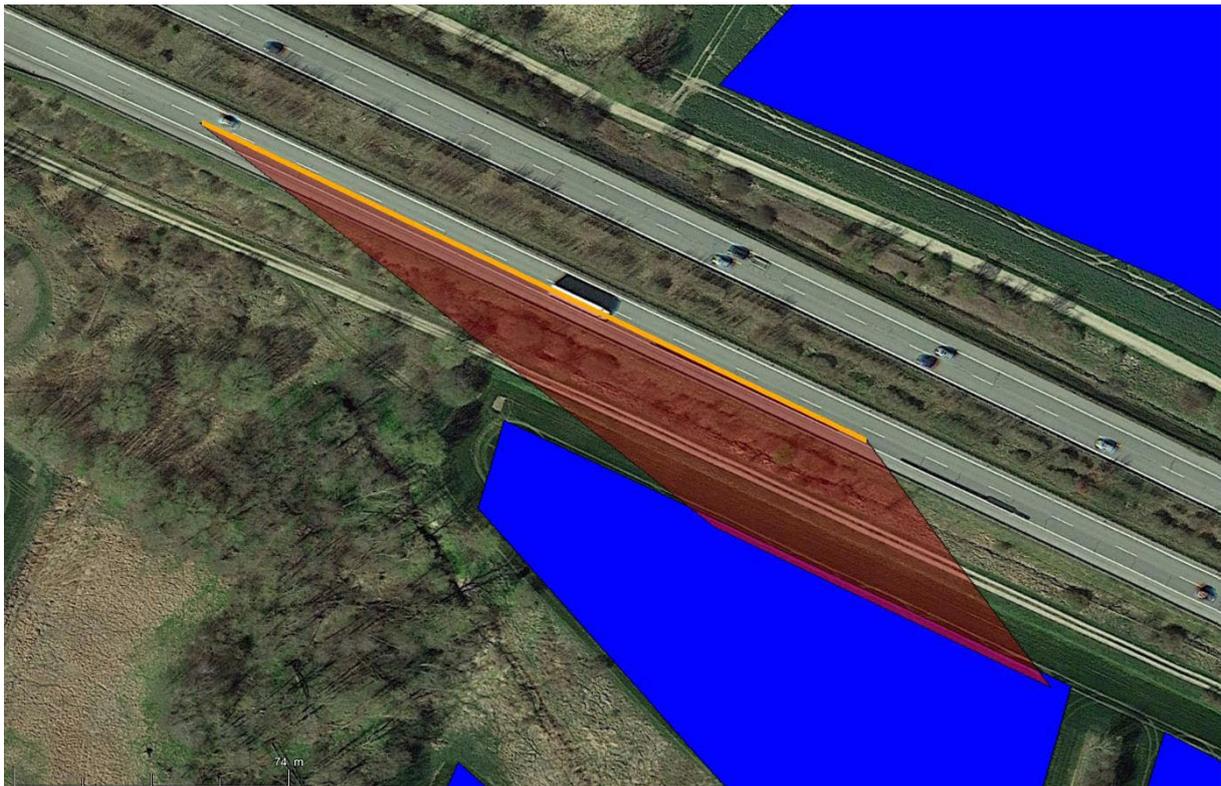


Abbildung 17: Von potenzieller Blendung betroffenes Sichtfeld entlang der A 20 in Rot, betroffener Streckenabschnitt in Orange

PV-Feld 10 Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost

Die Ergebnisse der Simulation für das PV-Feld 10 für die Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost sind in Abbildung 16 dargestellt. Es kommt von Anfang November bis Anfang Februar zwischen 8:50 und 9:30 Uhr zu potenzieller Blendung. Die Immissionswinkel liegen zwischen 136° - 137° Azimut und es werden tägliche Blenddauern von bis zu 1 Minuten ermittelt.

Die Reflexionen treten nur in einem sehr kurzen Zeitraum von maximal einer Minute am Tag und über das ganze Jahr maximal 12 Minuten auf. Das Gutachten kommt daher zur Einschätzung, dass es zu keiner erhöhten Gefährdung des Straßenverkehrs durch die auftretenden Reflexionen kommt. Es sind keine Blendschutzmaßnahmen erforderlich

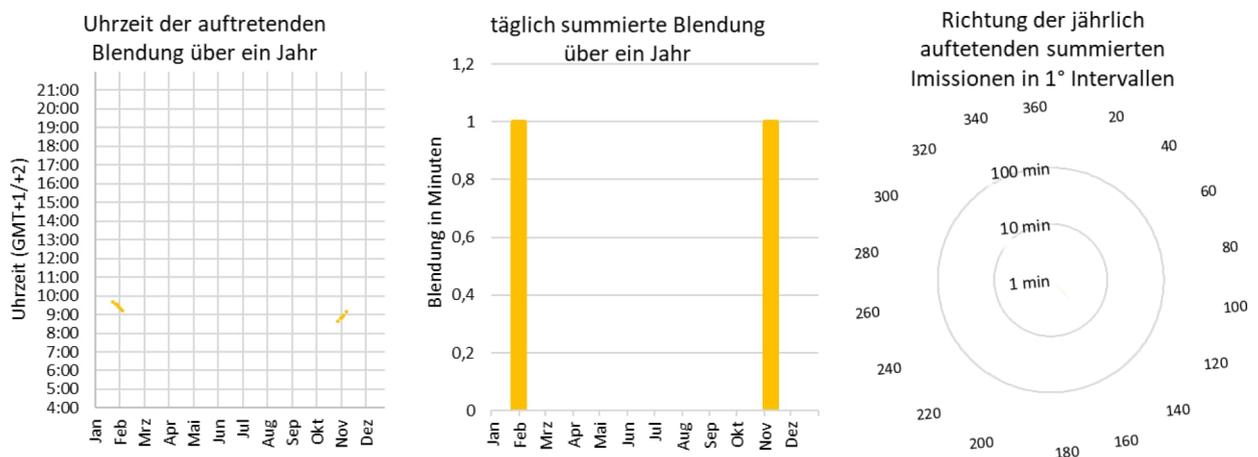


Abbildung 18: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung von PV-Feld 10 auf der Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost

PV-Feld 18 Autobahn A 20 Fahrtrichtung West

Die Ergebnisse der Simulation für das PV-Feld 18 für die Autobahn A 20 Fahrtrichtung West sind in Abbildung 16 dargestellt. Es kommt von Mitte Oktober bis Ende Februar zwischen 15:10 und 17:20 Uhr zu potenzieller Blendung. Die Immissionswinkel liegen zwischen 226° - 242° Azimut und es werden tägliche Blenddauern von bis zu 6 Minuten ermittelt.

Der betroffene Streckenabschnitt ist in Abbildung 17 dargestellt. Die Reflexionen treten im äußeren Bereich des relevanten Blickfeldes ab 17° zur Fahrtrichtung auf. Bei dem betroffenen Streckenabschnitt handelt es sich zudem um einen gerade Strecke und die Reflexionen treten nur in einem sehr kurzen Zeitraum von maximal 6 Minuten am Tag und über das ganze Jahr maximal 2,3 Stunden auf. Das Gutachten kommt daher aus genannten Gründen zur Einschätzung, dass es zu keiner erhöhten Gefährdung des Straßenverkehrs durch die auftretenden Reflexionen kommt. Es werden dennoch im folgenden Kapitel Blendschutzmaßnahmen beschrieben, welche potenzielle Reflexionen verhindern.

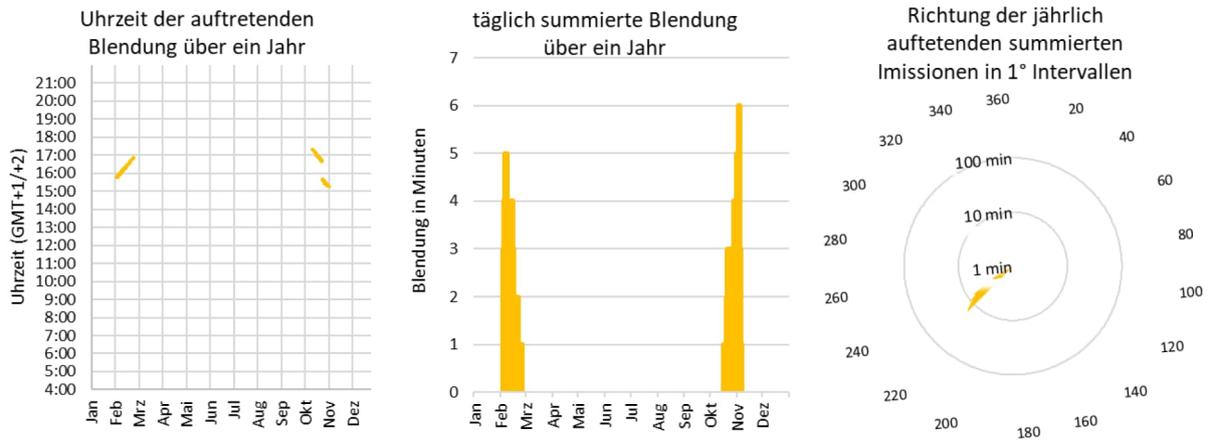


Abbildung 19: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung von PV-Feld 18 auf der Autobahn A 20 Fahrtrichtung West

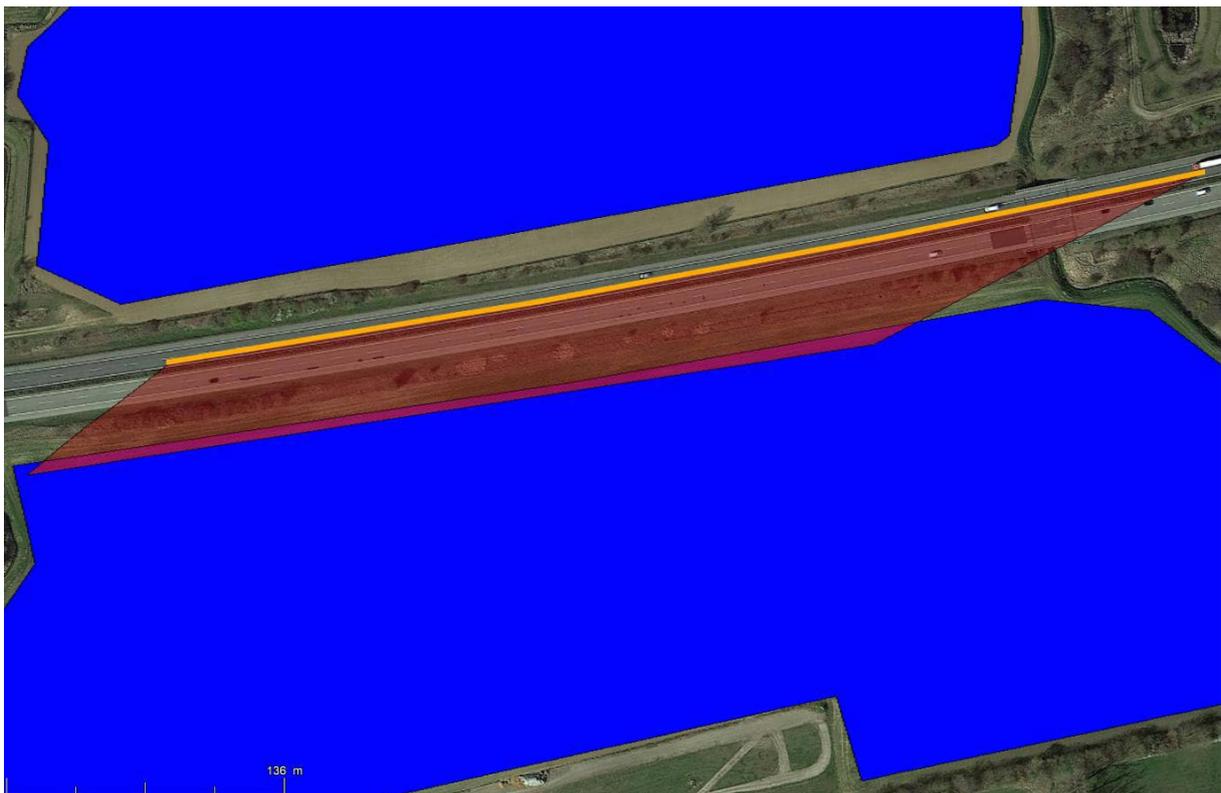


Abbildung 20: Von potenzieller Blendung betroffenes Sichtfeld auf der A 20 in Fahrtrichtung Westen in Rot, betroffener Streckenabschnitt in Orange

8 Blendschutzmaßnahmen

Gemäß der Simulationsauswertung kann es an den Modulen der PVA auf einzelnen Streckenabschnitten zu Reflexionen im Sichtfeld der Verkehrsteilnehmer kommen. Nachfolgend werden mögliche Maßnahmen beschrieben, welche geeignet sind, die ermittelte potenzielle Blendung zu verhindern. Es handelt sich lediglich um Vorschläge, auch andere Arten von Blendschutzmaßnahmen können zielführend sein.

Eine Möglichkeit die Reflexionen der PV-Felder 2, 10 und 18 in Richtung des Verkehrs auszuschließen ist, eine Mindestneigung der Module von 10° bei tiefstehender Sonne der einzuhalten. Dieses Trackerverhalten ist in Abbildung 21 dargestellt. Im Vergleich zu Abbildung 4 ändert sich dabei nur das Verhalten in den Morgen- und Abendstunden, in welchen eine Absenkung des Neigungswinkels nicht auf 0° erfolgt, sondern die Modulneigung bei mindestens -10° beziehungsweise $+10^\circ$ beibehalten wird.

Dieses Trackerverhalten lässt sich auch im verwendeten Simulationsprogramm ForgeSolar einstellen. In der erneut durchgeführten Simulation ergibt sich hier für keine der Teilstrecken der A 20 potenzielle Blendung. Mit einer Anwendung des hier dargestellten Nachführungsverhalten wird eine Blendung der Verkehrsteilnehmer durch Reflexionen an den Modulfläche damit ausgeschlossen.

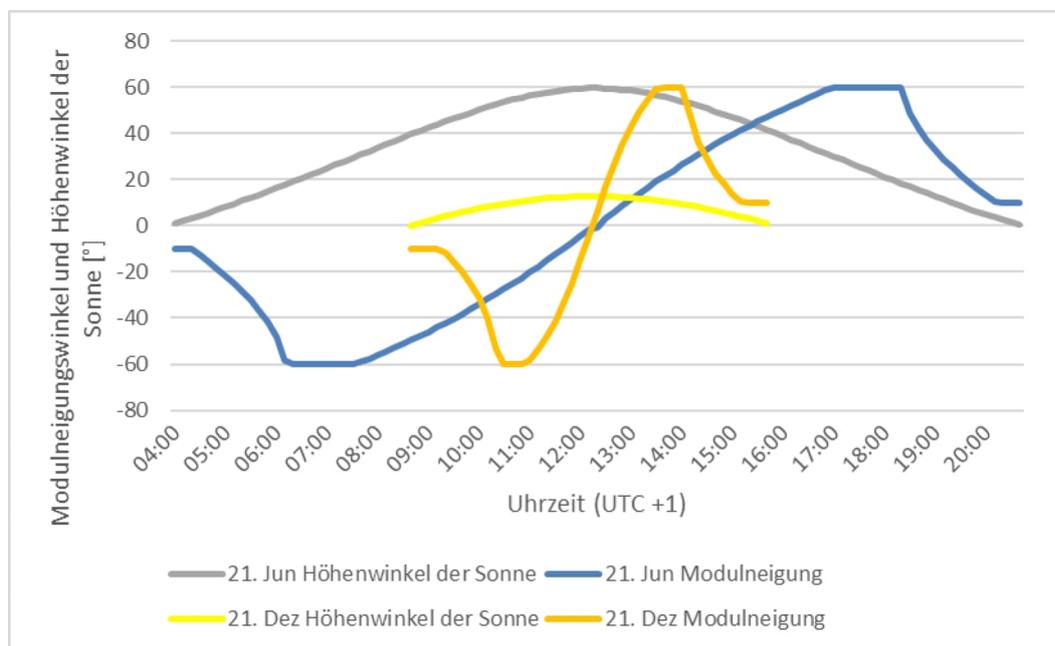


Abbildung 21: Nachführungsverhalten der Tracker mit einer Mindestneigung von $\pm 10^\circ$ bei tiefstehender Sonne



9 Schlussbemerkung

Untersucht wurde die potenzielle Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für den geplanten Solarpark Bernstorf. Für die PV-Felder 1, 3-9, 11-17 und 19 eine potenzielle Blendung auf Basis der Simulationsergebnisse ausgeschlossen. Ebenfalls wird eine potenzielle Blendung der Wohnbebauung in Jeese ausgeschlossen.

Für die Bundesautobahn 20 wird in der Simulation durch die PV-Felder 2, 10 und 18 potenzielle Blendung ermittelt. Das Gefährdungspotenzial durch die in der Simulation ermittelte, potenzielle Blendung der Verkehrsteilnehmer auf der Autobahn A 20 wird als gering eingestuft.

Es wird dennoch empfohlen ein angepasstes Trackingverhalten für die betroffenen PV-Felder anzuwenden, um Reflexionen auf die Verkehrsteilnehmer auszuschließen. Hierfür wird empfohlen eine Mindestneigung von 10° in Richtung Osten in den Morgenstunden und von 10° in Richtung Westen in den Abendstunden einzuhalten. Mit dem Einhalten der Mindestneigung bei tiefstehender Sonne wird eine Gefährdung der Verkehrssicherheit durch Reflexionen an den Modulflächen des Solarparks Bernstorf ausgeschlossen.

10 Literaturverzeichnis

- Boyce, Peter R. *Human Factors in Lightning*. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- Bucher, Christof. „bulletin.ch.“ *Reflexionen an Photovoltaikanlagen*. 24. September 2021. <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/reflexionen-an-photovoltaikanlagen.html>.
- Federal Aviation Administration. „Interim Policy, FAA Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports.“ *Vol. 78, No. 205*. Federal Register, 23. October 2013.
- ForgeSolar. *ForgeSolar*. 29. 07 2022. <https://www.forgesolar.com/help/#ref-yel-2015>.
- Immissionsschutz, Länderausschuss für. „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immission von Windnergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), verabschiedet auf der 103. Sitzung.“ 2002.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Vorsitzland der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI). „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI).“ 2012.
- OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik. „Blendung durch Photovoltaikanlagen.“ Wien, 1. 11 2016.
- Schierz, Christoph. *Über die Blenbewertung von reflektierenden Sonnenlicht bei Solaranlagen*. Ilmenau: TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012.
- Trempler, J. *Optische Eigenschaften*. München: Carl Hanser Verlag, 2015.
- Warthmann, Peter. „gebaeudetechnik.ch.“ *Sandstrahl-Atelier löst Blendproblem*. 15. Oktober 2021. <https://www.gebaeudetechnik.ch/gebaeudehuelle/photovoltaikanlage/sandstrahl-atelier-loest-blendproblem/>.
- Yellowhair, Julius Yellowhair, und Clifford K. Ho. „Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and GlintGlare Impacts.“ *Proceedings of the ASME 2015 9th International Conference on Energy Sustainability*. Albuquerque, New Mexico: Laboratories, Sandia National, 2015. 49481.
- Zehndorfer Engineering GmbH . „Lichttechnisches Gutachten Reflexionen KIOTO HC Modul.“ Klagenfurt, 2022.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: geplante PV-Flächen in Blau und Umgebung (Quelle: Google Earth).....	3
Abbildung 2: Modulbelegungsplan (Quelle: Auftraggeber)	4
Abbildung 3: Unterkonstruktionen der geplanten PV-Anlage (Quelle: Auftraggeber).....	4
Abbildung 4: Neigungswinkel bei aktivem Backtracking	5
Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls.....	6
Abbildung 6: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)	6
Abbildung 7: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung	7
Abbildung 8: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)	7
Abbildung 9: links: Module mit satiniertes Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)	8
Abbildung 10 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015).....	8
Abbildung 11: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014).....	9
Abbildung 12: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)	12
Abbildung 13: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar (Teil 1)	13
Abbildung 14: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar (Teil 2)	14
Abbildung 15: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulationssoftware ForgeSolar (Teil 3)	14
Abbildung 16: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung von PV-Feld 2 auf der Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost	17
Abbildung 17: Von potenzieller Blendung betroffenes Sichtfeld entlang der A 20 in Rot, betroffener Streckenabschnitt in Orange	17
Abbildung 18: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung von PV-Feld 10 auf der Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost.....	18
Abbildung 19: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung von PV-Feld 18 auf der Autobahn A 20 Fahrtrichtung West	19
Abbildung 20: Von potenzieller Blendung betroffenes Sichtfeld entlang der A 20 in Rot, betroffener Streckenabschnitt in Orange	19

12 Anhang

Tabelle 2: Koordinaten der PV-Flächen

PV-Fläche	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV-Feld 1	1	53,8244	11,07636	19,9	2,5	22,4
	2	53,8248	11,07689	22	2,5	24,5
	3	53,8262	11,0744	16,5	2,5	19
	4	53,82673	11,07496	15,9	2,5	18,4
	5	53,82711	11,07518	16,2	2,5	18,7
	6	53,8276	11,07525	16,2	2,5	18,7
	7	53,82807	11,0753	15,8	2,5	18,3
	8	53,82845	11,0751	16,4	2,5	18,9
	9	53,82869	11,07526	14,8	2,5	17,3
	10	53,82882	11,07554	14,3	2,5	16,8
	11	53,82879	11,07598	13,6	2,5	16,1
	12	53,82869	11,0769	13,1	2,5	15,6
	13	53,82879	11,0776	13,9	2,5	16,4
	14	53,82904	11,07816	14	2,5	16,5
	15	53,82708	11,08048	23,6	2,5	26,1
	16	53,82552	11,08247	20,9	2,5	23,4
	17	53,82514	11,08288	20,7	2,5	23,2
	18	53,82461	11,08288	21,8	2,5	24,3
	19	53,82314	11,08286	23,6	2,5	26,1
	20	53,82272	11,08264	23,5	2,5	26
	21	53,82295	11,08147	25,7	2,5	28,2
	22	53,82344	11,07967	24,3	2,5	26,8
	23	53,82394	11,07807	21,1	2,5	23,6
PV-Feld 2	1	53,82359	11,07565	19,1	2,5	21,6
	2	53,82332	11,07663	20,2	2,5	22,7
	3	53,82296	11,0779	23,5	2,5	26
	4	53,82037	11,07662	25	2,5	27,5
	5	53,82014	11,07679	26,4	2,5	28,9
	6	53,81917	11,07631	26,3	2,5	28,8
	7	53,82024	11,07507	24,2	2,5	26,7
	8	53,82054	11,07356	20,2	2,5	22,7
	9	53,82219	11,07432	18,8	2,5	21,3
	10	53,82213	11,07494	19,6	2,5	22,1
	11	53,8227	11,07547	18,1	2,5	20,6
	12	53,82242	11,07599	18,7	2,5	21,2
	13	53,82269	11,07658	18,3	2,5	20,8
	14	53,82346	11,07549	18,5	2,5	21
PV-Feld 3	1	53,82288	11,07819	23,7	2,5	26,2
	2	53,82185	11,0818	24,1	2,5	26,6
	3	53,82109	11,08087	23,9	2,5	26,4
	4	53,81993	11,08098	26,7	2,5	29,2
	5	53,82038	11,07711	26,8	2,5	29,3
PV-Feld 4	1	53,82031	11,07348	20,1	2,5	22,6
	2	53,82002	11,07484	24,3	2,5	26,8
	3	53,81896	11,07611	24,4	2,5	26,9
	4	53,81739	11,07491	27,8	2,5	30,3
	5	53,81728	11,0743	28,6	2,5	31,1
	6	53,81815	11,07288	25,6	2,5	28,1
	7	53,81826	11,07103	20,1	2,5	22,6

PV-Feld 5	1	53,82282	11,08355	22,7	2,5	25,2
	2	53,82346	11,08351	22,2	2,5	24,7
	3	53,8219	11,08912	18,9	2,5	21,4
	4	53,8212	11,08749	23,6	2,5	26,1
	5	53,82241	11,08291	22,8	2,5	25,3
PV-Feld 6	1	53,82174	11,08256	23,4	2,5	25,9
	2	53,82063	11,0867	24,7	2,5	27,2
	3	53,8199	11,08682	26,3	2,5	28,8
	4	53,81971	11,08653	26,4	2,5	28,9
	5	53,81971	11,08585	26,2	2,5	28,7
	6	53,81936	11,0858	26,2	2,5	28,7
	7	53,81881	11,08633	27,2	2,5	29,7
	8	53,8193	11,08138	28,3	2,5	30,8
	9	53,82009	11,08167	26,8	2,5	29,3
	10	53,82091	11,08163	25,2	2,5	27,7
PV-Feld 7	1	53,82111	11,08815	26,5	2,5	29
	2	53,82182	11,08964	18	2,5	20,5
	3	53,82169	11,0917	21,2	2,5	23,7
	4	53,82038	11,09079	27,5	2,5	30
	5	53,82103	11,08809	26,7	2,5	29,2
PV-Feld 8	1	53,82043	11,0874	27,1	2,5	29,6
	2	53,81929	11,09273	26	2,5	28,5
	3	53,81814	11,09276	27,9	2,5	30,4
	4	53,81859	11,08701	29,1	2,5	31,6
	5	53,81948	11,08708	28,7	2,5	31,2
	6	53,81984	11,08756	28,3	2,5	30,8
PV-Feld 9	1	53,81875	11,09318	25,8	2,5	28,3
	2	53,81875	11,09384	26,7	2,5	29,2
	3	53,81856	11,09388	25,9	2,5	28,4
	4	53,81836	11,09415	26,6	2,5	29,1
	5	53,81833	11,0932	26	2,5	28,5
PV-Feld 10	1	53,81883	11,09522	28,6	2,5	31,1
	2	53,81841	11,09807	30,5	2,5	33
	3	53,81816	11,09994	36,4	2,5	38,9
	4	53,81797	11,10204	38,2	2,5	40,7
	5	53,81789	11,10436	40,6	2,5	43,1
	6	53,81788	11,10838	43,3	2,5	45,8
	7	53,81715	11,10859	46,3	2,5	48,8
	8	53,81712	11,10796	45,4	2,5	47,9
	9	53,81661	11,10754	47,1	2,5	49,6
	10	53,8161	11,10771	47,5	2,5	50
	11	53,81585	11,10349	49,6	2,5	52,1
	12	53,81578	11,09971	42,3	2,5	44,8
	13	53,8167	11,09931	40,6	2,5	43,1
	14	53,81668	11,09471	32,5	2,5	35
	15	53,81786	11,0945	29,8	2,5	32,3
	16	53,81798	11,0951	30,5	2,5	33
PV-Feld 11	1	53,81792	11,1088	43	2,5	45,5
	2	53,81829	11,11435	40,3	2,5	42,8
	3	53,81768	11,11486	40,4	2,5	42,9
	4	53,81755	11,11551	40,1	2,5	42,6
	5	53,81695	11,11597	40,8	2,5	43,3
	6	53,81642	11,10909	47,3	2,5	49,8
PV-Feld 12	1	53,8178	11,11596	40,3	2,5	42,8
	2	53,81864	11,1194	43,7	2,5	46,2



	3	53,81889	11,12165	45,8	2,5	48,3
	4	53,81772	11,12197	47,5	2,5	50
	5	53,81686	11,11933	49,6	2,5	52,1
	6	53,81657	11,11933	51,7	2,5	54,2
	7	53,81667	11,11679	41,9	2,5	44,4
PV-Feld 13	1	53,81908	11,1152	38,8	2,5	41,3
	2	53,81968	11,11516	35,8	2,5	38,3
	3	53,81979	11,11572	36,1	2,5	38,6
	4	53,82023	11,11577	35,4	2,5	37,9
	5	53,82029	11,11646	35,9	2,5	38,4
	6	53,8211	11,11655	33,3	2,5	35,8
	7	53,82104	11,11739	35,8	2,5	38,3
	8	53,82091	11,11831	36	2,5	38,5
	9	53,82121	11,11954	33,9	2,5	36,4
	10	53,82154	11,12026	33,8	2,5	36,3
	11	53,82026	11,1212	40	2,5	42,5
	12	53,81974	11,12111	42,4	2,5	44,9
PV-Feld 14	1	53,82025	11,13456	38,4	2,5	40,9
	2	53,82122	11,13603	33,1	2,5	35,6
	3	53,82187	11,13664	30,5	2,5	33
	4	53,82217	11,14075	27,6	2,5	30,1
	5	53,82076	11,14034	27,3	2,5	29,8
	6	53,82065	11,13952	27,9	2,5	30,4
	7	53,82034	11,13955	28,4	2,5	30,9
	8	53,82021	11,13705	31,8	2,5	34,3
PV-Feld 15	1	53,81958	11,13927	29,2	2,5	31,7
	2	53,81957	11,13972	28,6	2,5	31,1
	3	53,81931	11,14008	28,8	2,5	31,3
	4	53,81904	11,14008	28,6	2,5	31,1
	5	53,81906	11,1393	29	2,5	31,5
PV-Feld 16	1	53,8188	11,1387	29,7	2,5	32,2
	2	53,81885	11,14065	28,7	2,5	31,2
	3	53,81809	11,14095	30,1	2,5	32,6
	4	53,81788	11,13884	30,2	2,5	32,7
PV-Feld 17	1	53,82053	11,14204	28,9	2,5	31,4
	2	53,82074	11,14136	27,2	2,5	29,7
	3	53,82129	11,14145	26,8	2,5	29,3
	4	53,8214	11,14123	26,4	2,5	28,9
	5	53,82167	11,14122	25,8	2,5	28,3
	6	53,82183	11,14177	25,7	2,5	28,2
	7	53,82212	11,14187	25,8	2,5	28,3
	8	53,82237	11,14172	25,8	2,5	28,3
	9	53,82313	11,1481	25,1	2,5	27,6
	10	53,82234	11,14863	26,7	2,5	29,2
	11	53,82195	11,14876	26,6	2,5	29,1
	12	53,82147	11,14864	25,9	2,5	28,4
	13	53,82122	11,14852	26,3	2,5	28,8
PV-Feld 18	1	53,81977	11,14121	28,4	2,5	30,9
	2	53,82056	11,14888	27,2	2,5	29,7
	3	53,82043	11,14978	27,1	2,5	29,6
	4	53,82019	11,15028	27,3	2,5	29,8
	5	53,81964	11,15045	27,2	2,5	29,7
	6	53,81879	11,15027	28,1	2,5	30,6
	7	53,81845	11,14749	29,5	2,5	32
	8	53,81881	11,14732	29,5	2,5	32

	9	53,81808	11,14219	31,7	2,5	34,2
	10	53,81781	11,14217	31,7	2,5	34,2
	11	53,8177	11,14134	30,8	2,5	33,3
	12	53,81895	11,14082	29,3	2,5	31,8
	13	53,81933	11,14144	28,7	2,5	31,2
PV-Feld 19	1	53,81776	11,14315	31,5	2,5	34
	2	53,81823	11,14627	29,8	2,5	32,3
	3	53,81743	11,14657	30	2,5	32,5
	4	53,81739	11,14676	29,6	2,5	32,1
	5	53,81794	11,15058	29,6	2,5	32,1
	6	53,81723	11,15084	31,3	2,5	33,8
	7	53,81663	11,14612	33,2	2,5	35,7
	8	53,81782	11,14555	29,8	2,5	32,3
	9	53,81747	11,14326	31	2,5	33,5

Tabelle 3: Koordinaten der zu untersuchenden Immissionsorte

Immissions-ort	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Betrachtungshöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Autobahn A 20 Fahrtrichtung Ost	1	53,82405	11,07528	22,4	3	25,4
	2	53,82351	11,07724	24	3	27
	3	53,82297	11,07917	25,2	3	28,2
	4	53,82237	11,08129	25,7	3	28,7
	5	53,82189	11,08304	25,2	3	28,2
	6	53,82125	11,08547	26,1	3	29,1
	7	53,82077	11,08737	26,4	3	29,4
	8	53,82029	11,08941	26,7	3	29,7
	9	53,81982	11,09152	27,4	3	30,4
	10	53,8193	11,09427	27,3	3	30,3
	11	53,81899	11,09622	30	3	33
	12	53,81869	11,09841	31,2	3	34,2
	13	53,81847	11,10074	33,3	3	36,3
	14	53,81832	11,10276	35,1	3	38,1
	15	53,81822	11,10513	37,7	3	40,7
	16	53,81819	11,10779	40	3	43
	17	53,81824	11,1103	40,6	3	43,6
	18	53,81835	11,11221	40,9	3	43,9
	19	53,81854	11,11457	39,5	3	42,5
	20	53,81872	11,11634	39,6	3	42,6
	21	53,81901	11,1191	36,6	3	39,6
	22	53,81928	11,12177	37,5	3	40,5
	23	53,81947	11,12444	39	3	42
	24	53,81959	11,12814	39,9	3	42,9
	25	53,81962	11,13246	33,8	3	36,8
	26	53,81971	11,1366	33,3	3	36,3
	27	53,81995	11,1401	30,4	3	33,4
	28	53,82047	11,14574	28,9	3	31,9
	29	53,82092	11,1497	30,2	3	33,2
Autobahn A 20 Fahrtrichtung West	1	53,82116	11,15049	30,5	3	33,5
	2	53,8209	11,14846	29,9	3	32,9
	3	53,82067	11,14643	28,5	3	31,5
	4	53,8201	11,1405	29,9	3	32,9



	5	53,81983	11,1363	33,7	3	36,7
	6	53,81974	11,13218	33,9	3	36,9
	7	53,81967	11,12604	39,1	3	42,1
	8	53,81954	11,12338	38,3	3	41,3
	9	53,81928	11,12053	37,5	3	40,5
	10	53,81875	11,11548	39,6	3	42,6
	11	53,81854	11,11286	40,3	3	43,3
	12	53,81836	11,10979	40,7	3	43,7
	13	53,8183	11,10645	38,7	3	41,7
	14	53,8185	11,10189	33,7	3	36,7
	15	53,81878	11,09878	31,3	3	34,3
	16	53,81929	11,09507	28,7	3	31,7
	17	53,8201	11,09089	26,7	3	29,7
	18	53,821	11,08716	25,9	3	28,9
	19	53,82187	11,08391	25,7	3	28,7
	20	53,82265	11,08112	24,9	3	27,9
	21	53,82316	11,07933	25,2	3	28,2
	22	53,82373	11,07733	23,6	3	26,6
	23	53,82413	11,07594	22,9	3	25,9
Jeese 1	1	53,81569	11,1245	48,4	1,7	50,1
Jeese 3	2	53,81519	11,12487	48,1	1,7	49,8
Jeese 5	3	53,81484	11,12422	48,3	1,7	50