



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

DGS Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH

Erich-Steinfurth-Str. 8

10243 Berlin

Phone +49 (030) 29 38 12 60

Email dgs@dgs-berlin.de

Web www.dgs-berlin.de

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

Anlage: Solarpark Kostebrau
51°31'58.93"N, 13°48'15.95"O
01979 Lauchhammer

in Auftrag gegeben von: ToRa Solar 3 GmbH & Co. KG
Harderwykensteg 1a
26789 Leer

Projektnummer: A-GmbH23/0016

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: B. Sc. Markus Stich

Berlin, 09.05.2023

Handelsregister:
Amtsgericht
Charlottenburg
HRB 90823 B

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

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

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	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.....	13
	6.2 Immissionsorte.....	13
7	Auswertung	15
8	Blendschutzmaßnahmen.....	20
9	Schlussbemerkung.....	21
10	Literaturverzeichnis	22
11	Abbildungsverzeichnis.....	23

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarparks Laucha 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. Hierbei werden zunächst relevante Bereiche ausgemacht, die einer näheren Betrachtung bedürfen. Wird für einen oder mehrere Bereiche potenzielle Blendung vermutet, kann dies anhand einer Simulation ausgeschlossen oder nachgewiesen werden. Abschließend werden die Ergebnisse bewertet und eingeordnet und bei Bedarf Blendschutzmaßnahmen empfohlen.

2 Beschreibung der Umgebung

Der geplante Solarpark befindet sich in der Gemeinde Lauchhammer in Brandenburg im Landkreis Oberspreewald-Lausitz. In Abbildung 1 wird eine Übersicht über die Umgebung des Solarparks gegeben, die PV-Flächen des Solarparks sind in Blau dargestellt. Die Region ist geprägt vom Braunkohleabbau, der Solarpark liegt auf einer renaturierten Fläche nordwestlich des der Ortsteils Kostebrau.

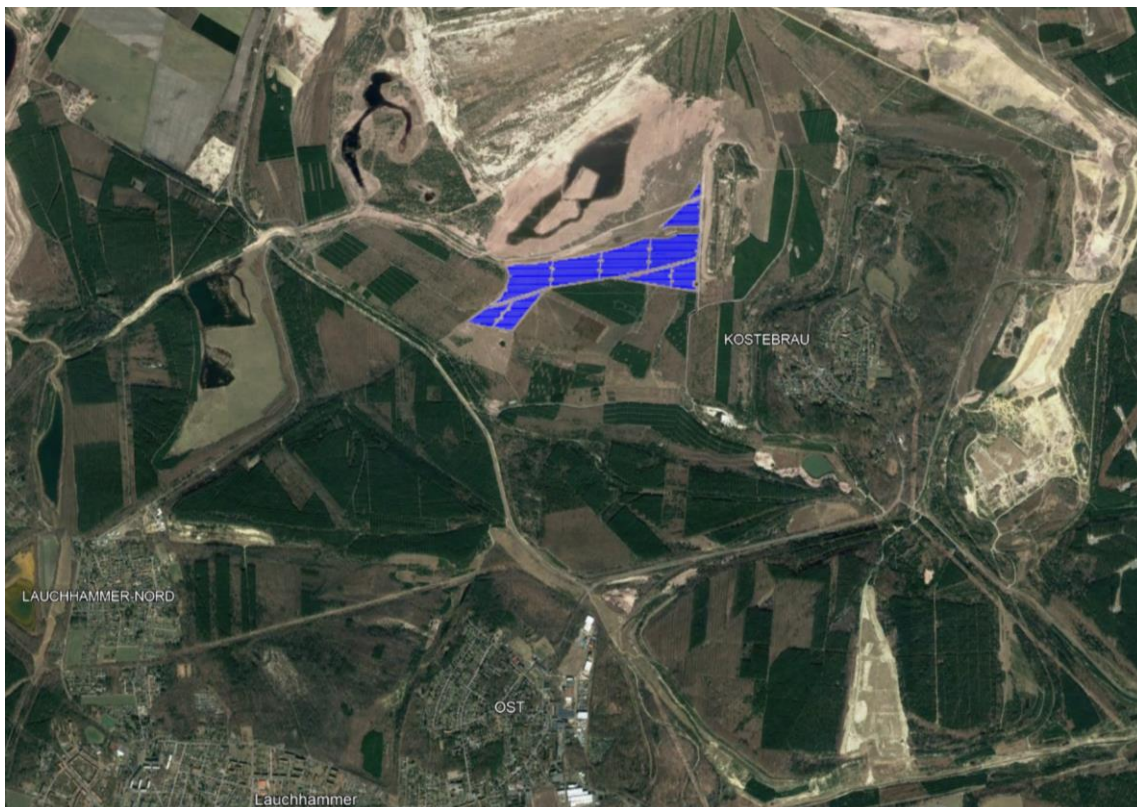
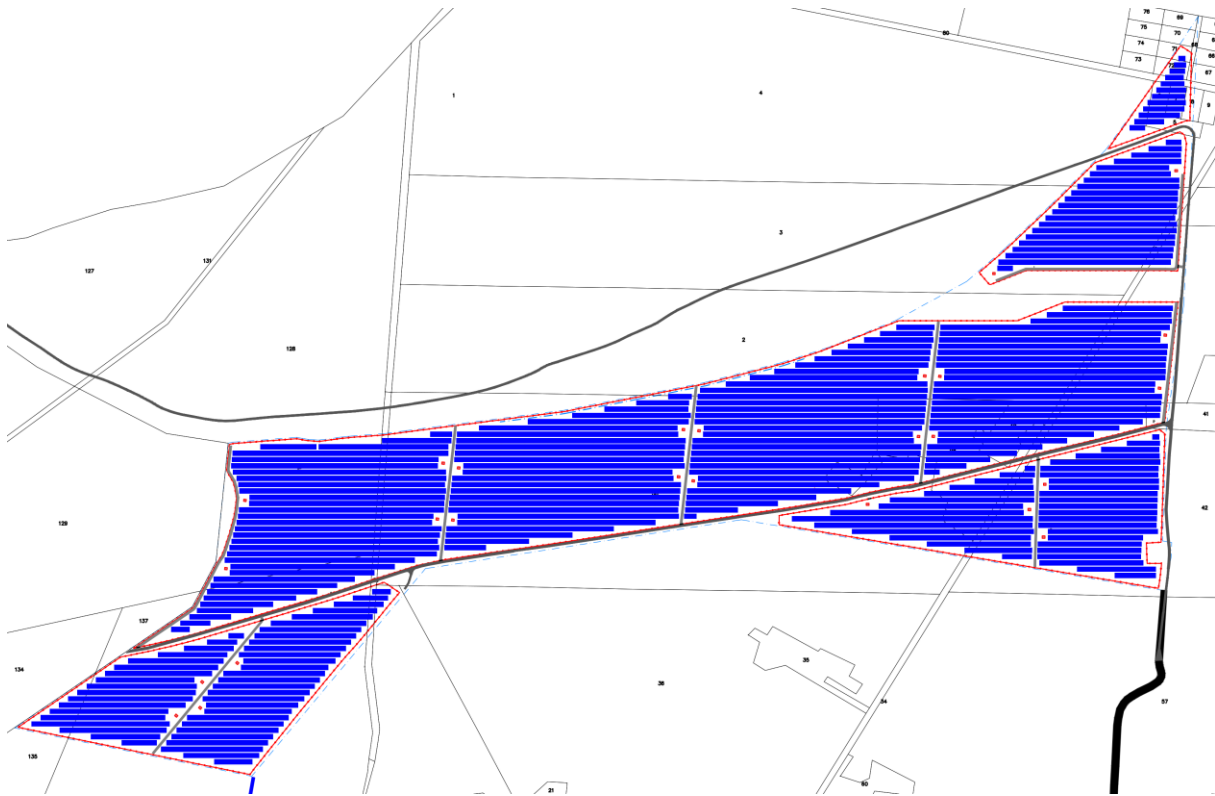


Abbildung 1: Geplanter Solarpark Kostebrau und Umgebung (Quelle: Auftraggeber, Google Earth)

3 Beschreibung der PV – Anlage

Die finale Planung des Solarparks ist zum Stand des Gutachtens noch nicht abgeschlossen. Es werden zwei unterschiedliche Belegungspläne untersucht. Die erste Option ist 180° Süd ausgerichtet mit einem Neigungswinkel von 20° und in Abbildung 2 dargestellt. Als Unterkonstruktion sind hier ein zwei Pfeiler-System mit drei vertikal (portrait) angeordneten Modulen geplant. Die Modulunterkante liegt voraussichtlich bei 0,8 m die Moduloberkante bei 3,12 m.

Als zweite Option wird eine Ost-West-Ausrichtung mit 90°/270° und einem Modulneigungswinkel von 20° untersucht. Der Belegungsplan hierzu ist in Abbildung 3 dargestellt. Als Unterkonstruktion werden die gleichen Modultische wie in der Variante mit Südausrichtung geplant, diese sind für die Ost-West Konfiguration in Abbildung 4 dargestellt.



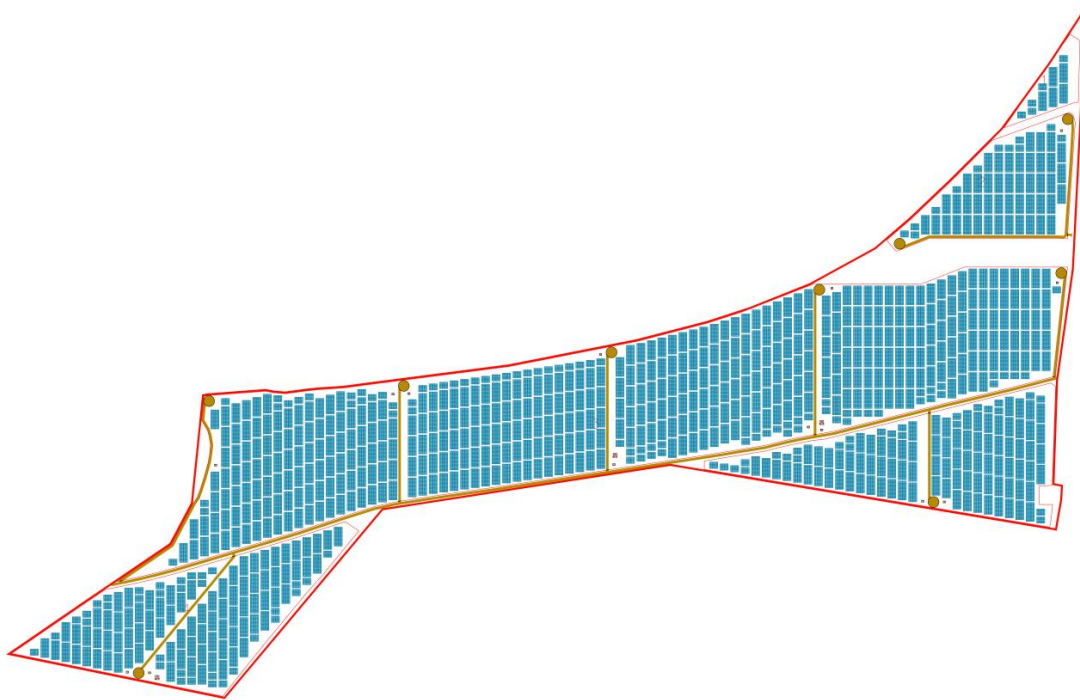


Abbildung 3: Belegungsplan Ost-West Solarpark Kosterbrau (Quelle: Auftraggeber)

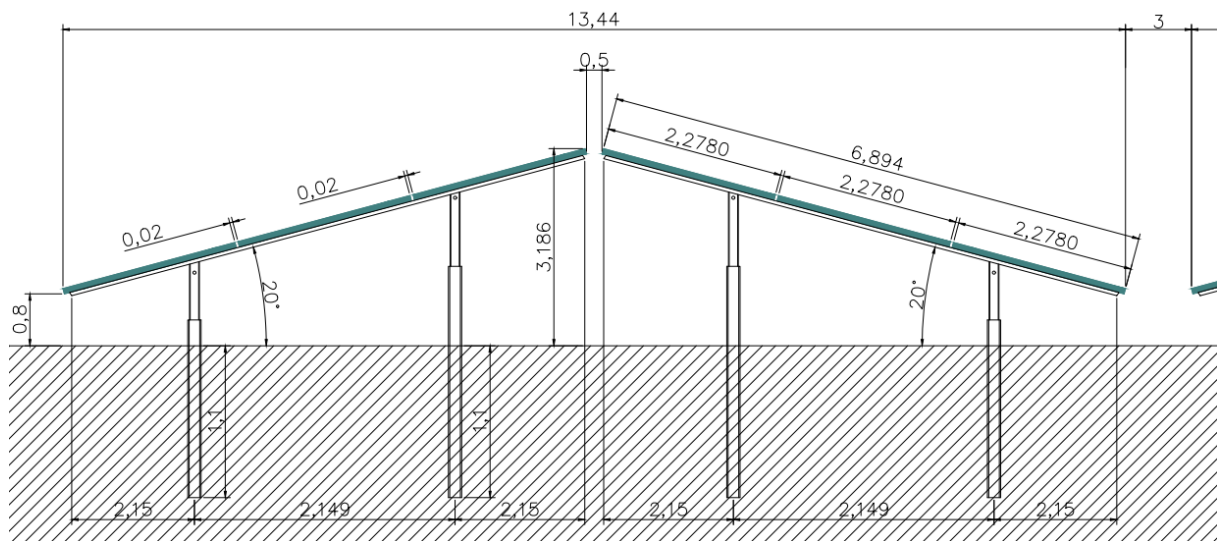


Abbildung 4: technische Zeichnung der Unterkonstruktionen, Ost-West-Konfiguration (Quelle: Auftraggeber)

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 ($\alpha = \beta$).

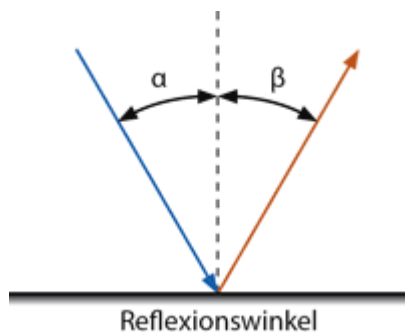


Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls

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 Lambertschen Gesetz zu sehen.

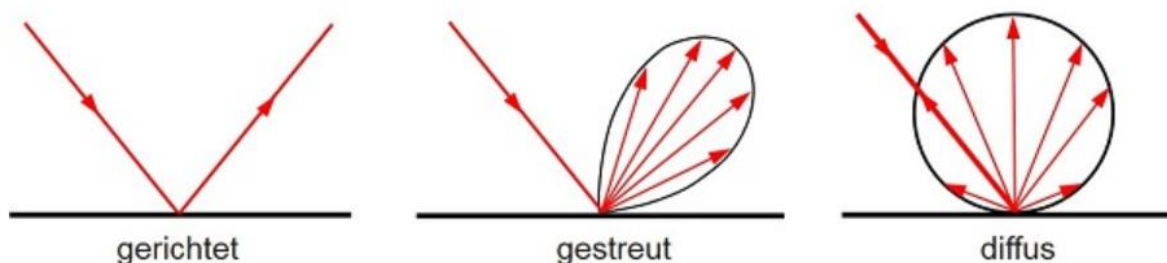


Abbildung 6: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

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.

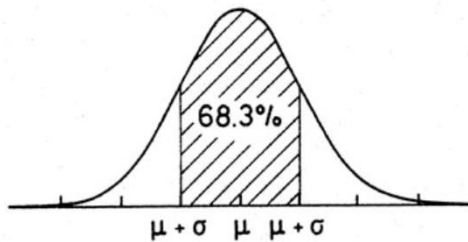


Abbildung 7: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

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.

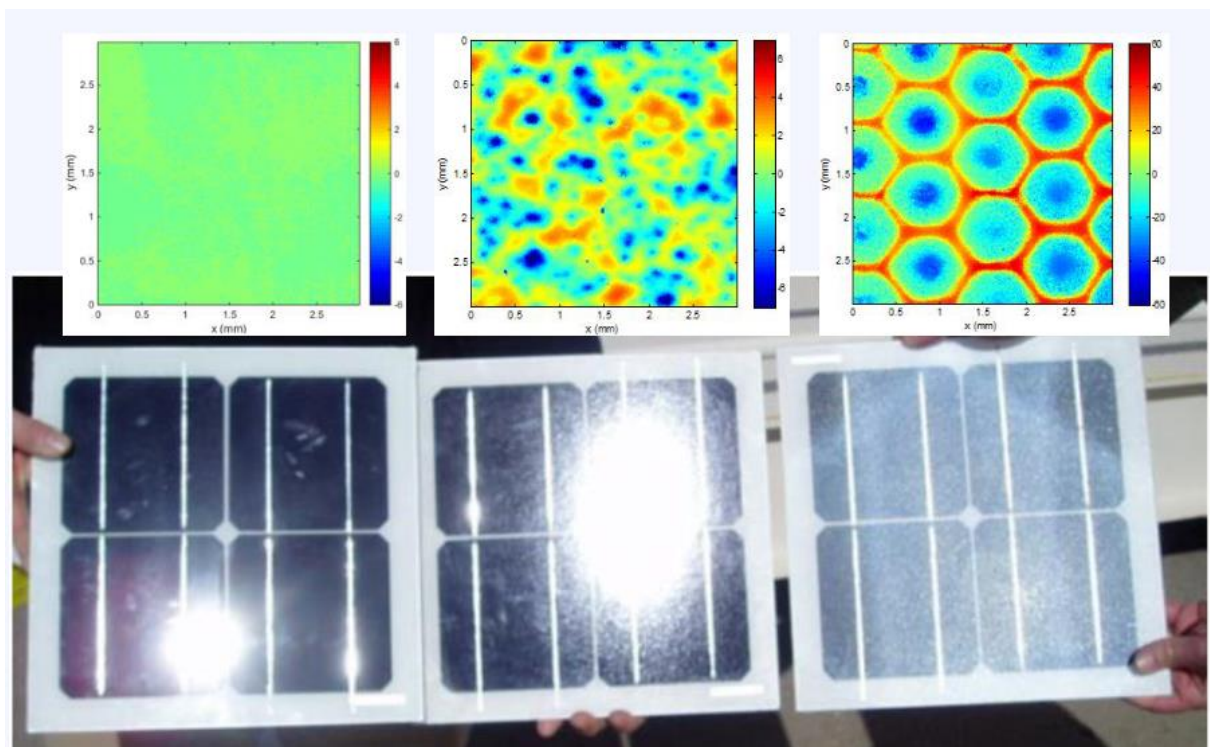


Abbildung 8: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas ein Strahlweitung 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 (Bucher 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.

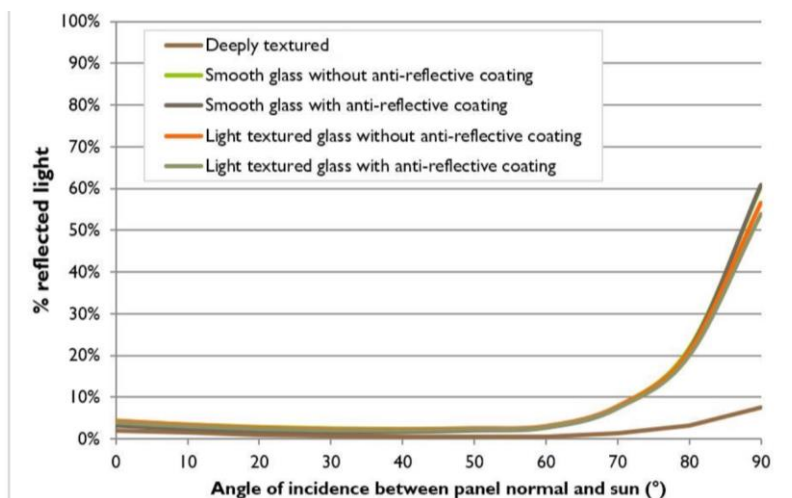


Abbildung 10 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

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.

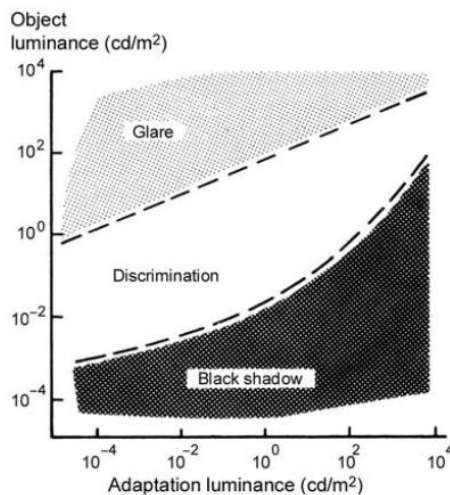


Abbildung 11: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

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 2,5 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.

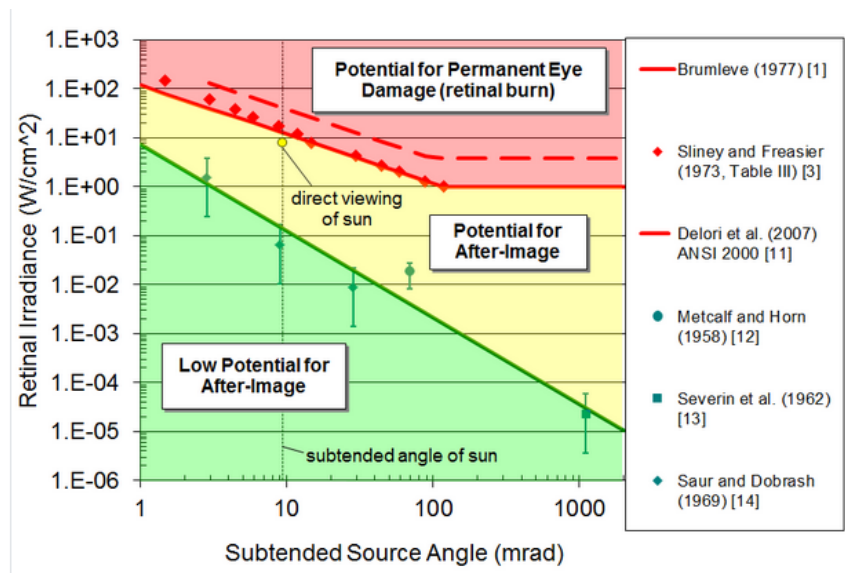


Abbildung 12: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter dar. Es werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Flächen und die zu untersuchenden Immissionsorte aufgeführt.

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 und ist in Abbildung 13 zu sehen. Aufgrund der Größe wird die PV-Anlage in fünf Modulfelder aufgeteilt. Die Ausrichtung aller PV-Flächen beträgt in der Südausrichtung 180° und in der Ost-West Ausrichtung $90^\circ/270^\circ$, in beiden Fällen bei einem Modulneigungswinkel von 20° , die mittlere Modulhöhe liegt bei 2 m. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Felder sind in Tabelle 3 im Anhang aufgeführt.

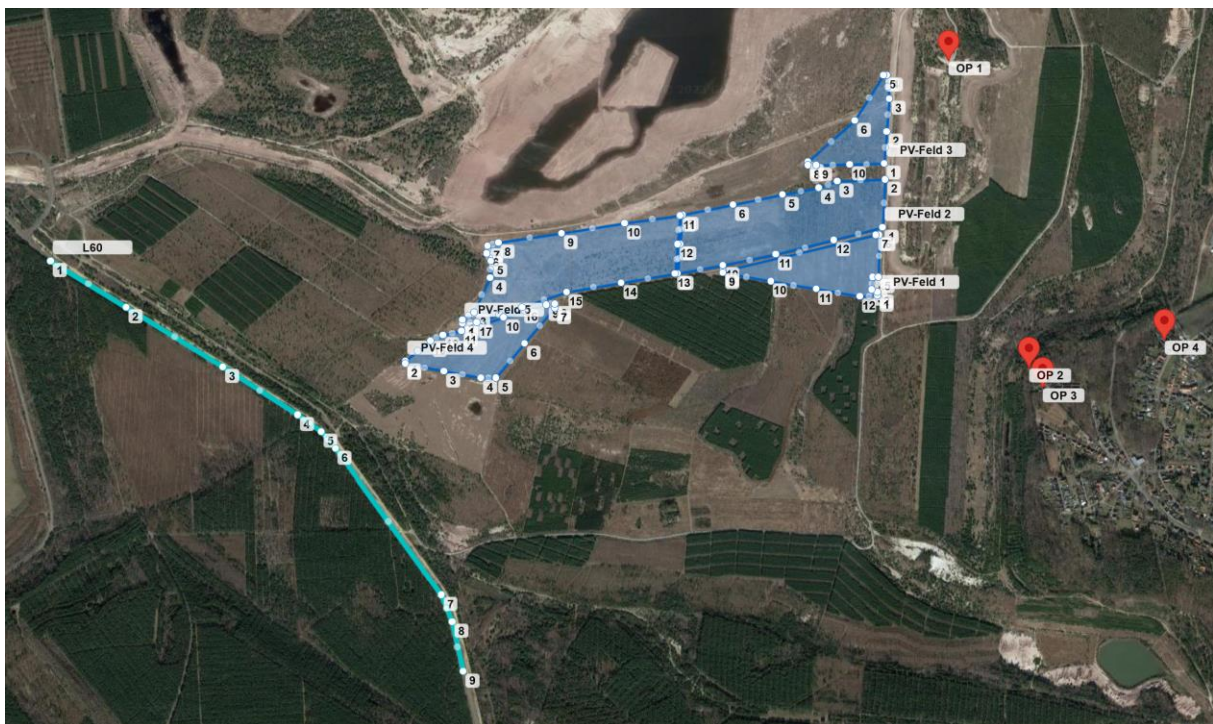


Abbildung 13: Anlage der geplanten PV-Freiflächenanlage in der Simulationssoftware ForgeSolar

6.2 Immissionsorte

Es wird potenzielle Blendung des Verkehrs auf der L60, für zwei Aussichtspunkte (OP1,2) und für zwei Wohngebäude der Ortschaft Kostebrau mit Fenstern im 1.OG (OP3,4) untersucht. Die Immissionsorte werden als OPs (*observation points*) bezeichnet und sind detaillierter in Abbildung 13 abgebildet. Die

Koordinaten aller Immissionsorte – wie sie in der Simulation verwendet werden – sind in Tabelle 1 aufgeführt.



Abbildung 14: Ansicht der Immissionsorte OP2-4 in der Simulationssoftware ForgeSolar

Tabelle 1: Koordinaten der zu untersuchenden Immissionsorte

Immissionsort	Punkt /OP	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Betrachtungshöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Aussichtspunkt Römerkeller	1	51,53892	13,81808	138,5	1,7	140,2
Aussichtspunkt Unser Fritz	2	51,52917	13,82219	160,4	1,7	162,1
Wohngebäude 1.OG	3	51,52852	13,82287	161,1	3,7	164,8
Wohngebäude 1.OG	4	51,53006	13,8291	158,6	3,7	162,3
L60	1	51,53257	13,7722	122,1	3	125,1
	2	51,53109	13,77609	124,9	3	127,9
	3	51,52921	13,78102	123,5	3	126,5
	4	51,52768	13,78482	123,4	3	126,4
	5	51,52715	13,78602	124,4	3	127,4
	6	51,52662	13,78675	125,1	3	128,1
	7	51,52197	13,79216	128,3	3	131,3
	8	51,5211	13,79272	128,9	3	131,9
	9	51,51953	13,7933	127,5	3	130,5

7 Auswertung

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, sondern müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert. In Tabelle 2 sind die Werte nach den genannten Korrekturen aufgeführt, kritische Werte sind in Rot dargestellt. Nachfolgend wird die potenzielle Blendung der einzelnen Immissionsorte detailliert untersucht.

Tabelle 2: gesamte potenzielle Blenddauer in Stunden über ein Jahr

Immissionsort	Potenzielle Blenddauer [h]	
	Südausrichtung	Ost-West-Ausrichtung
OP1 Aussichtspunkt Römerkeller	0	180,9
OP2 Aussichtspunkt Unser Fritz	52,9	0
OP3 Wohngebäude 1.OG	0	0
OP4 Wohngebäude 1.OG	0	0
L60	0	0

OP1

Für den Aussichtspunkt, welcher durch OP1 abgebildet wird, tritt bei Südausrichtung der PV-Module keine potenzielle Blendung auf. Für die Ost-West-Ausrichtung sind die Simulationsergebnisse in Abbildung 15 dargestellt. Es wird über das gesamte Jahr potenzielle Blendung zur Nachmittagszeit mit einer täglichen Dauer von bis zu 44 Minuten ermittelt. Betroffen sind Immissionswinkel im Bereich zwischen $196-258^\circ$. Es handelt sich bei einem Aussichtspunkt gemäß LAI-Hinweisen um keinen schutzwürdigen Raum und auch eine Gefährdung von Besuchern des Aussichtspunktes durch potenzielle Blendung wird durch das Gutachten nicht festgestellt.

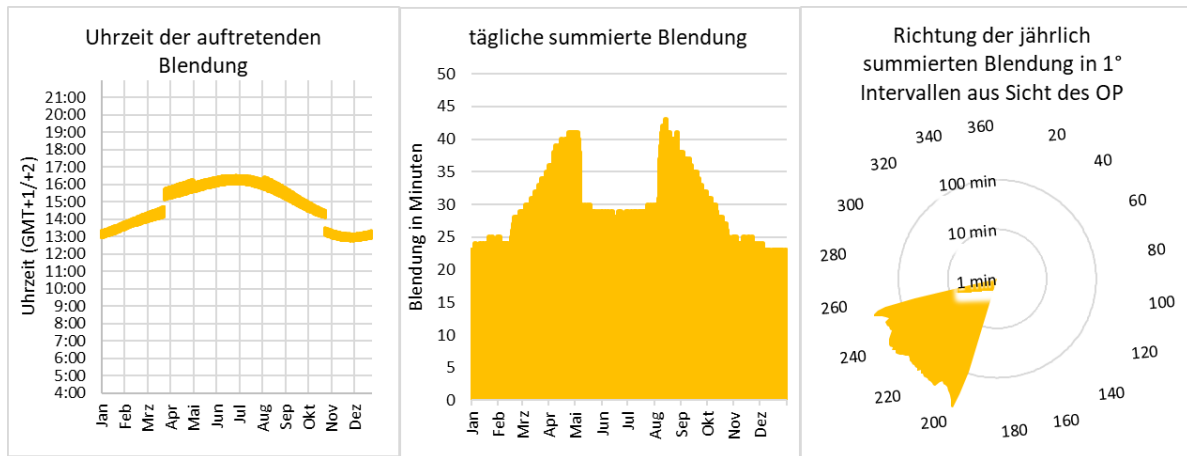


Abbildung 15: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP1 bei Ost-West-Ausrichtung

OP2

Für den Aussichtspunkt, welcher durch OP2 abgebildet wird, tritt in Ost-West-Ausrichtung keine potenzielle Blendung auf. Für die Südausrichtung sind die Simulationsergebnisse in Abbildung 16 dargestellt. Es wird potenzielle Blendung zwischen Anfang April und Mitte September in den Abendstunden zwischen 18:50 – 19:35 Uhr mit einer täglichen Dauer von bis zu 29 Minuten ermittelt. Betroffen sind Immissionswinkel im Bereich zwischen 274-294°. Es handelt sich bei einem Aussichtspunkt gemäß LAI-Hinweisen um keinen schutzwürdigen Raum und auch eine Gefährdung von Besuchern des Aussichtspunktes durch potenzielle Blendung wird durch das Gutachten nicht festgestellt.

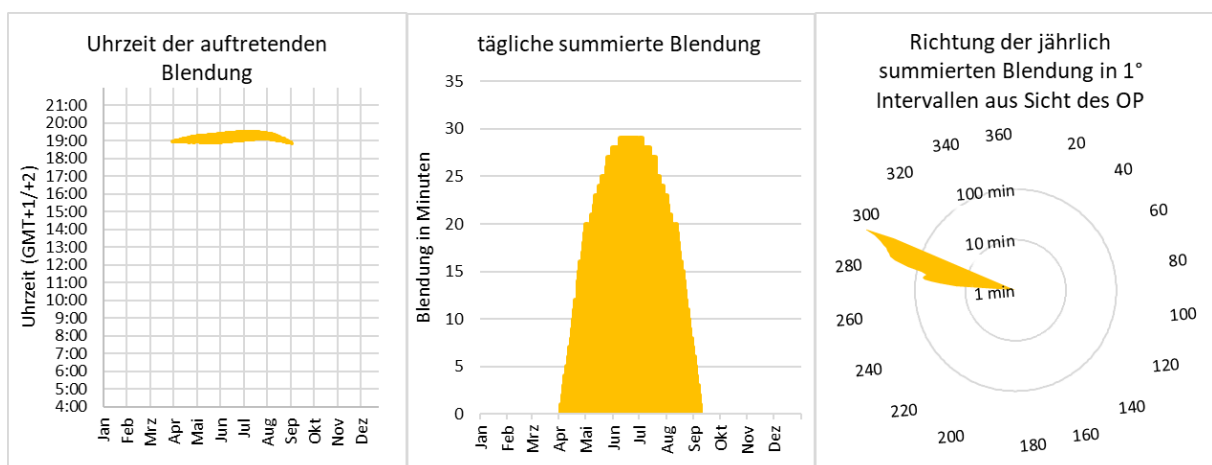


Abbildung 16: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP2 bei Ost-West-Ausrichtung

OP3

Für das Wohnhaus, welches durch OP3 abgebildet wird, tritt in Ost-West-Ausrichtung keine potenzielle Blendung auf. Für die Südausrichtung sind die Simulationsergebnisse in Abbildung 17 dargestellt. Es wird potenzielle Blendung zwischen Anfang April und Mitte September in den Abendstunden zwischen 18:50 – 19:35 Uhr mit einer täglichen Dauer von bis zu 26 Minuten ermittelt. Betroffen sind Immissionswinkel im Bereich zwischen 274-294°. Eine potenzielle Blendung im Sommerhalbjahr wird jedoch aufgrund des Bewuchses ausgeschlossen, verdeutlicht in Abbildung 18.

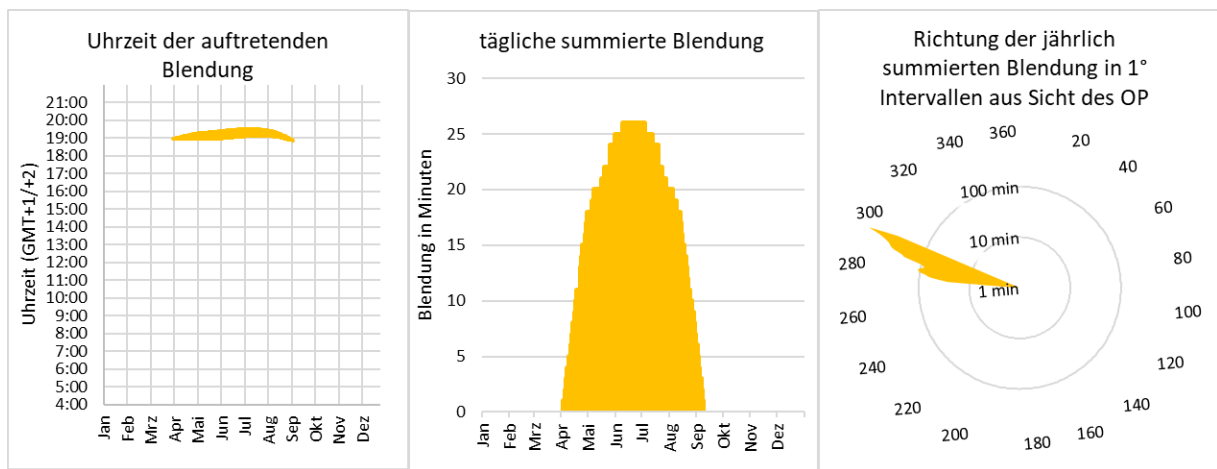


Abbildung 17: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP2 bei Ost-West-Ausrichtung



Abbildung 18: Richtung der potenziellen Blendung auf OP3, hinreichende Sichtunterbechung durch Bäume

OP4

Für das Wohnhaus, welches durch OP4 abgebildet wird, tritt in Ost-West-Ausrichtung keine potenzielle Blendung auf. Für die Südausrichtung sind die Simulationsergebnisse in Abbildung 19 dargestellt. Es wird potenzielle Blendung zwischen Anfang April und Mitte September in den Abendstunden zwischen

18:50 – 19:30 Uhr mit einer täglichen Dauer von bis zu 23 Minuten ermittelt. Betroffen sind Immissionswinkel im Bereich zwischen 275-294°. Eine potenzielle Blendung im Sommerhalbjahr wird jedoch aufgrund des Bewuchses ausgeschlossen, verdeutlicht in Abbildung 20.

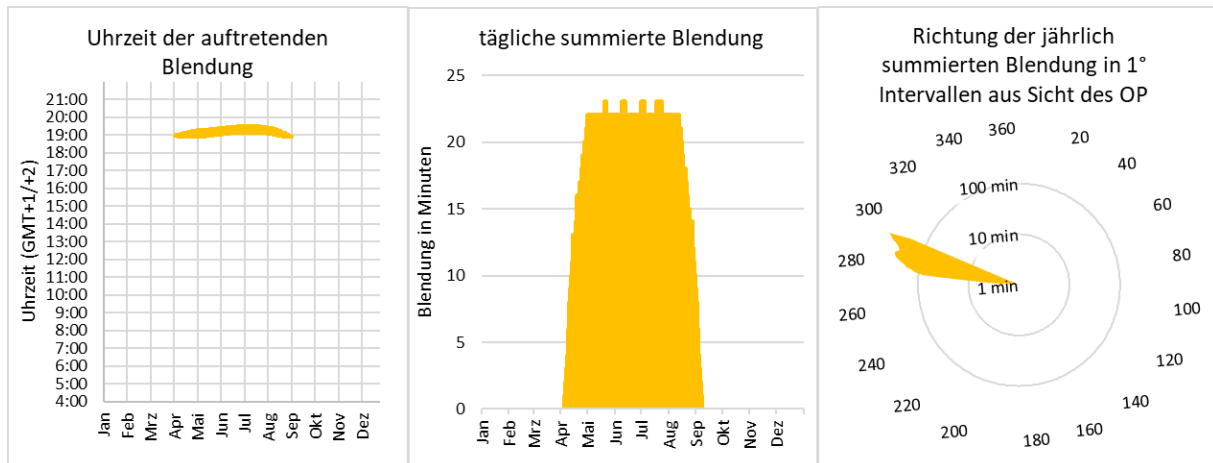


Abbildung 19: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP4



Abbildung 20: Richtung der potenziellen Blendung auf OP4, hinreichende Sichtunterbechung durch Bäume

L60

Für die L60 wird mit der Simulation für die Südausrichtung keine potenzielle Blendung ermittelt. Für die Ost-West-Ausrichtung sind die Simulationsergebnisse in Abbildung 21 dargestellt. Es wird potenzielle Blendung zwischen Anfang Mai und Anfang August zwischen 9:30 – 10:00 Uhr mit einer täglichen Dauer von bis zu 15 Minuten ermittelt. Betroffen sind Immissionswinkel im Bereich zwischen 99-108°. Eine potenzielle Blendung im Sommerhalbjahr wird jedoch aufgrund des Bewuchses ausgeschlossen, verdeutlicht in Abbildung 22. Eine potenzielle Blendung wird jedoch aufgrund der bestehenden Sichtunterbrechungen durch Waldstücke ausgeschlossen, verdeutlicht wird dies in Abbildung 22. Es wird zudem festgestellt, dass selbst wenn freie Sichtachsen zum PV-Feld bestehen, eine potenzielle

Blendung aufgrund der hohen Entfernung gemäß Abbildung 23 als nicht wahrnehmungsbeeinträchtigend eingestuft wird.

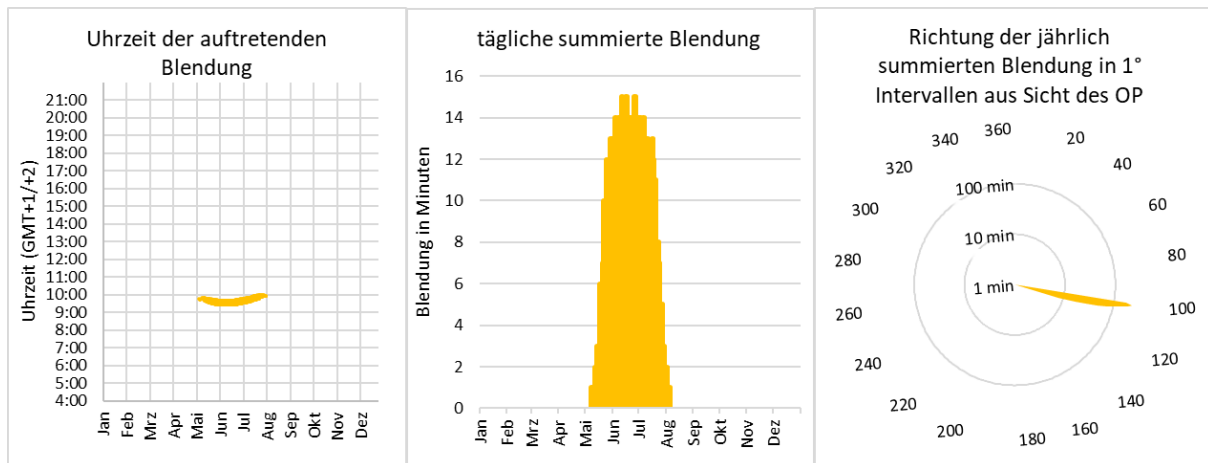


Abbildung 21: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf der L60



Abbildung 22: Betroffener Streckenabschnitt der L60 in Fahrtrichtung Südosten in Orange, Sichtfeld des Verkehrs in Rot, hinreichende Sichtunterbrechungen durch Waldstücke in Grün

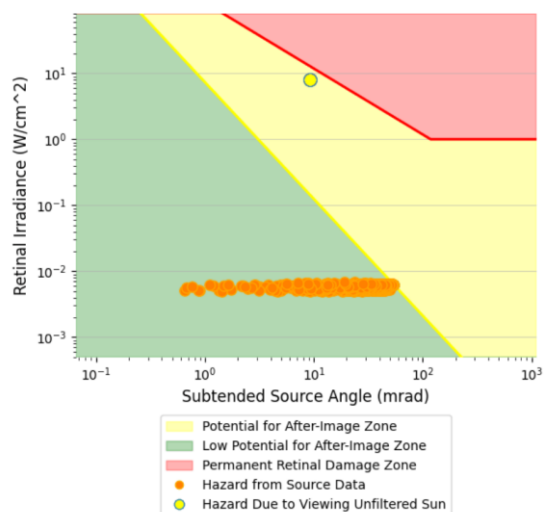


Abbildung 23: Blendpotenzial der durch die Simulation ermittelten Reflexionen auf der L60

8 Blendschutzmaßnahmen

In Abbildung 24 und Abbildung 25 ist die potenzielle Blendung auf die beiden untersuchten Aussichtspunkte dargestellt. Aufgrund der erhöhten Lage der Aussichtspunkte von 20 m bzw. 40 m gegenüber dem Solarpark, ist eine Sichtunterbrechung an der Grundstücksgrenze des Solarparks nicht zielführend. Auch durch eine Anpassung der Ausrichtung der Modulflächen lässt sich eine potenzielle Blendung für beide Aussichtspunkte nicht ausschließen. Eine Gefährdung durch Blendung an einem dieser Aussichtspunkte wird ausgeschlossen da es sich nicht um konzentrierende Photovoltaik handelt. Die Installation von Blendschutzmaßnahmen wird daher nicht als notwendig erachtet und zudem als nicht praktikabel.

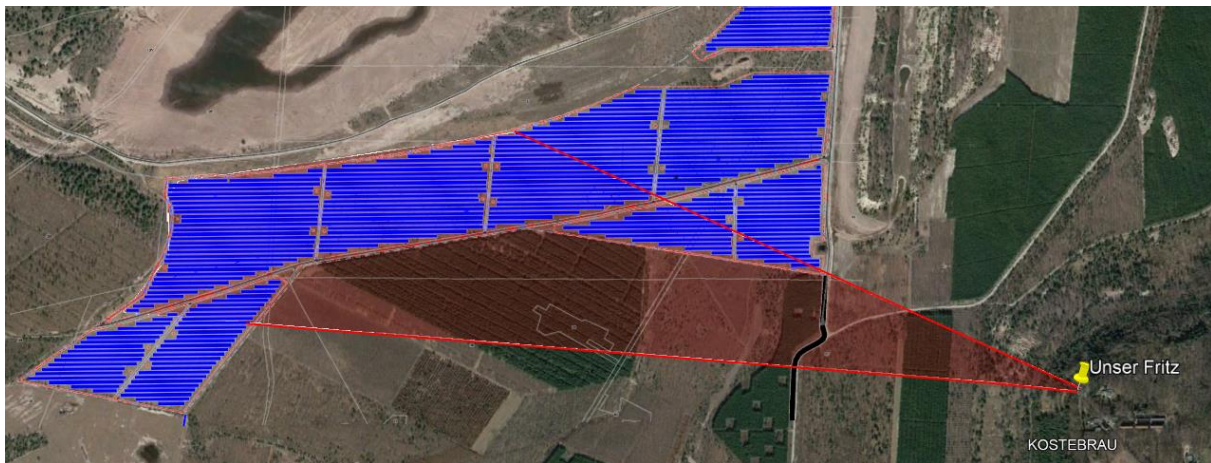


Abbildung 24: Richtung der potenziellen Blendung auf OP2



Abbildung 25: Richtung der potenziellen Blendung auf OP1

9 Schlussbemerkung

Es wurde die potenzielle Blendung verschiedener Immissionsorte durch Reflexion der Sonne an PV-Modulen des geplanten Solarparks Kostebrau untersucht. Eine potenzielle Blendung der L60, sowie der Wohnhäuser der Ortschaft Kostebrau wird für beide untersuchten Modulausrichtungsvarianten bei bestehendem Bewuchs ausgeschlossen.

Zusätzlich wurde die potenzielle Blendung für zwei Aussichtspunkte untersucht, welche in den LAI-Hinweisen jedoch nicht als schutzwürdige Orte/Räume klassifiziert sind. Für den Aussichtspunkt „Unser Fritz“ wird bei Südausrichtung der PV-Module potenzielle Blendung ermittelt, für den Aussichtspunkt „Römerkeller“ wird bei Ost/West-Ausrichtung der PV-Module potenzielle Blendung ermittelt.

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 Windenergieanlagen (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: Geplanter Solarpark Kostebrau und Umgebung (Quelle: Auftraggeber, Google Earth).....	3
Abbildung 2: Belegungsplan Süd Solarpark Kosterbrau (Quelle: Auftraggeber)	4
Abbildung 3: Belegungsplan Ost-West Solarpark Kosterbrau (Quelle: Auftraggeber)	5
Abbildung 4: technische Zeichnung der Unterkonstruktionen, Ost-West-Konfiguration (Quelle: Auftraggeber)	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 satinierte 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 geplanten PV-Freiflächenanlage in der Simulationssoftware ForgeSolar	13
Abbildung 14: Ansicht der Immissionsorte OP2-4 in der Simulationssoftware ForgeSolar	14
Abbildung 15: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP1 bei Ost-West-Ausrichtung.....	16
Abbildung 16: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP2 bei Ost-West-Ausrichtung.....	16
Abbildung 17: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP2 bei Ost-West-Ausrichtung.....	17
Abbildung 18: Richtung der potenziellen Blendung auf OP3, hinreichende Sichtunterbechung durch Bäume	17
Abbildung 19: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf OP4.....	18
Abbildung 20: Richtung der potenziellen Blendung auf OP4, hinreichende Sichtunterbechung durch Bäume	18
Abbildung 21: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf der L60.....	19

Abbildung 22: Betroffener Streckenabschnitt der L60 in Fahrtrichtung Südosten in Orange,
Sichtfeld des Verkehrs in Rot, hinreichende Sichtunterbrechungen durch Waldstücke in Grün

.....	19
Abbildung 23: Blendpotenzial der durch die Simulation ermittelten Reflexionen auf der L60	19
Abbildung 24: Richtung der potenziellen Blendung auf OP2	20
Abbildung 25: Richtung der potenziellen Blendung auf OP1	20

12 Anhang

Tabelle 3: Koordinaten der PV-Flächen

PV-Fläche	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV-Feld 1	1	51,53146	13,81444	117,6	2	119,6
	2	51,53158	13,81444	117,6	2	119,6
	3	51,53166	13,81413	117,9	2	119,9
	4	51,53204	13,81417	118	2	120
	5	51,53205	13,81451	118	2	120
	6	51,5334	13,81455	117,9	2	119,9
	7	51,5334	13,81436	117,8	2	119,8
	8	51,53224	13,80654	114,8	2	116,8
	9	51,53218	13,80654	114,8	2	116,8
	10	51,53191	13,809	115,8	2	117,8
	10	51,53191	13,809	115,8	2	117,8
	11	51,53167	13,81131	117	2	119
	11	51,53167	13,81131	117	2	119
	12	51,53145	13,81357	118,2	2	120,2
PV-Feld 2	1	51,53362	13,81473	118,1	2	120,1
	2	51,53516	13,81484	117,3	2	119,3
	3	51,53511	13,81238	117,1	2	119,1
	4	51,53489	13,81143	116,8	2	118,8
	5	51,53467	13,80962	117,5	2	119,5
	5	51,53467	13,80962	117,5	2	119,5
	6	51,53436	13,80707	117,3	2	119,3
	6	51,53436	13,80707	117,3	2	119,3
	7	51,53403	13,80448	117,5	2	119,5
	8	51,53311	13,80435	116,7	2	118,7
	8	51,53311	13,80435	116,7	2	118,7
	9	51,53217	13,80423	116	2	118
	10	51,53242	13,80656	115,1	2	117,1
	11	51,53276	13,80926	115,9	2	117,9
	12	51,53322	13,81222	116,8	2	118,8
PV-Feld 3	1	51,53566	13,81477	117,1	2	119,1
	2	51,53668	13,81491	116,4	2	118,4
	2	51,53668	13,81491	116,4	2	118,4

	3	51,53771	13,81505	117	2	119
	4	51,53847	13,81491	116,6	2	118,6
	5	51,53847	13,81473	116,4	2	118,4
	6	51,53703	13,81331	115,7	2	117,7
	7	51,5357	13,81089	116,2	2	118,2
	8	51,5356	13,81087	116,5	2	118,5
	9	51,53559	13,81131	116,9	2	118,9
	10	51,53562	13,81303	117,4	2	119,4
	10	51,53562	13,81303	117,4	2	119,4
	10	51,53562	13,81303	117,4	2	119,4
PV-Feld 4	1	51,52939	13,79034	118	2	120
	2	51,5293	13,79034	117,9	2	119,9
	3	51,52906	13,79229	117,9	2	119,9
	3	51,52906	13,79229	117,9	2	119,9
	4	51,52884	13,79418	117,6	2	119,6
	5	51,52885	13,79497	117,7	2	119,7
	6	51,52994	13,79644	117,6	2	119,6
	6	51,52994	13,79644	117,6	2	119,6
	7	51,53107	13,79798	117,1	2	119,1
	8	51,53119	13,79795	117,2	2	119,2
	9	51,53119	13,79752	117,1	2	119,1
	10	51,53077	13,79537	117,6	2	119,6
	10	51,53077	13,79537	117,6	2	119,6
	11	51,53034	13,79319	118	2	120
	12	51,53022	13,79226	118,1	2	120,1
	13	51,53002	13,79161	118,1	2	120,1
PV-Feld 5	1	51,5306	13,79324	117,9	2	119,9
	2	51,5307	13,79324	117,9	2	119,9
	3	51,53094	13,79384	118	2	120
	4	51,53203	13,79466	117,5	2	119,5
	5	51,53255	13,79471	117,1	2	119,1
	6	51,53279	13,79451	117,4	2	119,4
	7	51,53304	13,79454	117,3	2	119,3
	8	51,53316	13,79509	116,9	2	118,9
	9	51,53345	13,7983	117,7	2	119,7
	9	51,53345	13,7983	117,7	2	119,7
	10	51,53376	13,80152	118	2	120
	10	51,53376	13,80152	118	2	120
	11	51,53401	13,80435	117,1	2	119,1
	12	51,53309	13,80423	116,8	2	118,8
	12	51,53309	13,80423	116,8	2	118,8
	13	51,53215	13,80412	116	2	118
	14	51,53187	13,80135	116,7	2	118,7
	14	51,53187	13,80135	116,7	2	118,7
	15	51,53158	13,79855	117	2	119
	16	51,53108	13,79631	117,3	2	119,3
	16	51,53108	13,79631	117,3	2	119,3
	17	51,53061	13,79399	118	2	120