

Blendgutachten

Freiflächenphotovoltaikanlage

Alt Zachun



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth

Flächen Geplante Freiflächen PV Alt Zachun 53.496164°, 11.319984°

Immissionsorte Bahnstrecke

Vorhabenträger AQWISO GmbH
Gotzinger Str. 8
81371 München

Gutachter Solwerk GmbH
Rotdornweg 4
96163 Gundelsheim
www.solwerk.net


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie

The logo for Solwerk GmbH, featuring the word "Solwerk" in a stylized font. The "S" is yellow and contains a gear icon. The "o" is white with a yellow outline. The "l" is yellow. The "w" is white with a yellow outline. The "e" is white with a yellow outline. The "r" is white with a yellow outline. The "k" is white with a yellow outline.

Ihr unabhängiger Dienstleister für
Erneuerbare Energien seit 2009


Sascha Sebald
Geschäftsführer

02.04.2025

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. <i>Anlass</i>	3
1.2. <i>Fazit</i>	3
2. Grundlagen.....	4
2.1. <i>Situation vor Ort</i>	4
2.2. <i>Reflexionsgesetz</i>	4
2.3. <i>Bewertungsbasis</i>	5
2.4. <i>Autofahrer</i>	6
2.5. <i>Bahnlinie</i>	6
2.6. <i>Haftungshinweise</i>	7
2.7. <i>Herangehensweise</i>	7
3. Grundlagen der Untersuchung	9
3.1. <i>Gefährdungsbereich</i>	9
3.2. <i>Einsehbarkeit und Sichtbeziehung</i>	9
3.3. <i>Simulationsparameter und Eingabedaten</i>	9
3.4. <i>Grad der Beeinträchtigung</i>	10
4. Untersuchung	12
4.1 <i>Grundsimulation</i>	12

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth	1
Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber	4
Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	4
Abbildung 4 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de.....	6
Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia.....	8
Abbildung 6 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro.....	9
Abbildung 7 – Übersicht über die Anlagenteile - Quelle: ForgeSolar.....	10
Abbildung 8 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für die Bahnlinie von Norden kommend - Quelle: ForgeSolar.....	10
Abbildung 9 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	11

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Etwa einen Kilometer westlich von Alt Zachun, soll entlang einer Bahnstrecke eine PV-Anlage errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die Bahnlinie, einer Blendung ausgesetzt wird. Daher wurde vom Auftraggeber ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um das Thema Blendung für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln.

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Für die Bahnlinie konnte bei einem angenommenen Fahrersichtwinkel von 20° keine Blendung simuliert werden. **Damit ist nicht von einer Beeinträchtigung auszugehen.**

Tabelle 1 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort	Simuliertes Blendpotential	Gefährdungspotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie
Bahnlinie von Norden kommend	Keines	Keines	ja
Bahnlinie von Süden kommend	Keines	Keines	ja

Eine Reflektion bedeutet für ein Solarmodul, dass auftreffendes Licht nicht bis zu der stromerzeugenden Solarzelle vordringt, sondern bereits an der gläsernen Frontscheibe abgelenkt wird. So „wegreflektiertes“ Licht kann keinen Strom erzeugen und erwirtschaftet dadurch auch keine Erlöse für den Betreiber des Solarmoduls. Es ist daher ein großes Bestreben aller Hersteller von Solarmodulen Frontgläser zu verwenden, welche möglichst kein einfallendes Licht reflektieren. Derartige, mit sog. „blendarmen Solarglas“ ausgestattete Module reflektieren bei einem durchschnittlichen Sonneinfallwinkel nur ca. 4-6% der einfallenden Sonnenstrahlen. Eine normale Fensterscheibe reflektiert bei diesen Bedingungen zum Vergleich etwa 15%.

Die Streuung der reflektierten Strahlung ist demnach relativ hoch, so dass Blendwirkungen durch gerichtete Strahlung mit zunehmendem Abstand eher als helle Flecken der bestrahlten Oberflächen und als kurzzeitiges Aufblitzen wahrgenommen werden.

Da diese Streuung und Abschwächung mit zweckmäßigem Aufwand nicht greifbar gemacht werden kann, wird bei Betrachtung eines Reflektionsverhaltens von Modulen im Modell zu deren Ungunsten angenommen, diese würden ideal reflektieren – also zu 100%.

Eine nennenswerte Reflektion weist ein Modul erst auf, wenn Licht mit einem Einfallswinkel von über 50° auf dieses trifft. Eine intensive Blendwirkung könnte folglich unter Berücksichtigung der Modulneigung nur erreicht werden, wenn eine Sonnenstandhöhe von unter 15° vorliegt und dadurch genügend Licht reflektiert wird. Dies kann vorwiegend nur in den frühen Morgenstunden oder am Abend erfolgen, wenn die Sonne tief genug steht. Zu diesem Zeitpunkt ist eine Blendung durch die Sonne selbst jedoch wahrscheinlicher und intensiver als die Reflektion durch ein Solarmodul.

Zusätzlich setzt sich in kurzer Zeit Staub auf dem Modul ab, welches die Oberfläche „abstumpfen“ lässt und eine Reflektion abschwächt. Da dieser Umstand jedoch nur schwer in Zahlen zu fassen ist, wird er bei der folgenden Betrachtung vernachlässigt, sollte jedoch abschließend honoriert werden.

2.3. Bewertungsbasis

Wie aus der vorangegangenen Erläuterung zum Reflektionsverhalten hervorgeht, ist die Grundlage im Detail sehr komplex. Neben schwer abbildbaren Umständen – z.B. Teilstreuung des Lichts oder Verschmutzung – spielen auch subjektive Belange – z.B. wahrgenommener Grad einer Blendung – eine Rolle.

Um dennoch eine nachvollziehbare und objektive Beurteilung der Situation vornehmen zu können, arbeitet dieses Gutachten anhand des Bewertungsmodelles für großflächige Photovoltaikanlagen der LAI-Richtlinie „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (Ministerium für Umwelt, 2012).

Diese definiert

unter der idealisierten Annahme

- die Sonne ist punktförmig
- das Modul ist ideal verspiegelt
- die Sonne scheint von Aufgang bis Untergang

eine Anlage als problematisch, wenn

- eine Sichtbeziehung zwischen Anlage und Immissionsort existiert
 - o Grundvoraussetzung für eine Blendung

- diese weniger als 100m vom Immissionsort entfernt, liegt
 - o Stärke einer möglichen Blendung
- Immissionsorte im Besonderen westlich und östlich der Anlage liegen
 - o Zu nördlichen und direkt südlich gelegenen Orten ist nur in Sonderfällen Reflektionen durch Modulneigung und Ausrichtung möglich

2.4. Autofahrer

Ein Lichtstrahl, der ab einem bestimmten Winkel auf das Auge des Betrachters fällt, wird in der Regel nicht mehr als störend wahrgenommen. Dies bezeichnet man auch als Peripherie. Es gibt in Europa Studien, die einen Winkel von 60° ¹ (was im Programm ForgeSolar 30° darstellen würde, da der Winkel links und rechts der Sichtachse gerechnet wird) rechtfertigen. Auch andere Gutachten in Deutschland verwenden den Sichtwinkel von 30° als Standard, beispielsweise die Gutachten der ifb Eigenschenk GmbH². Nach einem im April veröffentlichten Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes muss für Autobahnen mindestens ein Sichtwinkel von 30 Grad angenommen werden. Zusätzlich wurden die Höhen der Fahrer mit einer Höhe von 1,5 bis 2,5m angenommen um Auch LKW oder Busfahrer abzudecken.

2.5. Bahnlinie

Ähnlich wie bei einem Autofahrer, gilt auch für den Lokführer, dass der Sichtwinkel eine Rolle spielt. Der Arbeitsplatz des Zugführers bietet ein eingeschränktes Sichtfeld, um während der Fahrt Ablenkungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu minimieren. Die folgenden Bilder zeigen den Fahrerbereich verschiedener gängiger Lokomotiven und Triebwagen. Aufgrund der Konstruktion haben auch moderne Lokomotiven und Triebwagen nur ein begrenztes Sichtfeld, wodurch potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum beeinträchtigen können.



Abbildung 4 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de

Diese Aspekte unterstützen die übliche Annahme, dass der relevante Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf $\pm 20^{\circ}$ zur Fahrtrichtung beschränkt ist, was auch in der Simulation angenommen wurde.

¹ https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352146520301162?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=7c8a3b40c88f1635 (Stand: 16.05.2023)

² Siehe z.B.: https://www.alzey-land.de/vg/buergerservice/Offenlagen/Wahlheim-Photovoltaik/5_1_PVA-Wahlheim_Blendgutachten_Textteil.pdf (Stand: 13.06.2023)

2.6. Haftungshinweise

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Es entspricht den allgemeinen anerkannten Regeln der Technik. Irrtümer und Abweichungen sind jedoch nicht vollständig auszuschließen, ebenso wenig wie Fehler der verwendeten Hilfsmittel. Dafür haften wir ausdrücklich nicht. Gewährleistungen jeder Art sind somit ausgeschlossen.

Bei der Erstellung eines Gutachtens wird auch auf die Informationen des Kunden / Bauherren / Vorhabenträger zurückgegriffen. Dieser übernimmt die Gewähr dafür, dass diese vollständig und richtig sind.

Die Firma Solwerk gewährleistet, dass das Gutachten nach den allgemeinen Regeln der Technik zum Zeitpunkt der Auftragserteilung ausgeführt wurde. Im Falle eines Verstoßes dieser Gewährleistung haften wir als Ersteller unter Ausschluss weiterer Rechte und Ansprüche auf kostenfreie Erbringung solcher Leistungen, die zur Korrektur der fehlerhaften Leistungen notwendig sind. Ansprüche verjähren innerhalb von einem Jahr nach Erbringung der Leistung.

Die Gesamthaftung der Fa. Solwerk aus der Erstellung des Gutachtens ist begrenzt auf die vom Kunden / Bauherren / Vorhabenträger hierfür gezahlte Vergütung. Die Haftung für indirekte oder Folgeschäden ist – außer im Falle des Vorsatzes – ausgeschlossen. Als indirekte oder Folgeschäden gelten, z.B. Nutzungsausfall, entgangener Gewinn, Minderverfügbarkeit oder fehlende Verfügbarkeit der Anlage, Kosten der Ersatzbeschaffung, Mehrkosten bei der Realisierung des Projektes, erhöhte Investitionskosten oder Minderleistung oder Mindererträge der Anlage sowie sonstige zusätzliche oder erhöhte Kosten.

2.7. Herangehensweise

Die Überlegungen und Herangehensweisen dieser Stellungnahme gründen auf den Angaben des Auftraggebers, sowie den vom Ihm zur Verfügung gestellten Plänen. Zu diesen gehören vor allem:

- Geokoordinaten der PV-Freiflächenanlage
- Technische Daten der voraussichtlich eingesetzten PV-Module inkl. Angaben zur Ausrichtung und Höhe
- Einsehbarkeit der Anlage
- Gefährdungsbereiche

In einem ersten Schritt wird geprüft, ob die sich die Immissionsorte in einem 100m Gefährdungsbereich befinden und wenn ja, ob eine Blickbeziehung zu diesem herrscht.

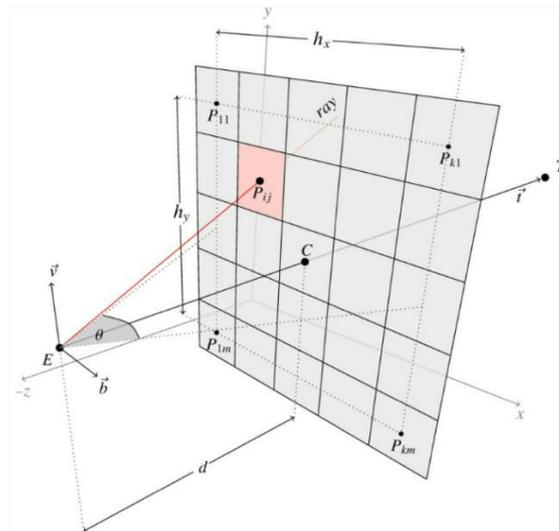


Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

Ist beides zutreffend, eine Reflektion also möglich und potential ausreichend stark, wird rechnerisch mittels Backward Ray Tracing anhand der geometrischen Lage und Geländetopografie der Verlauf der Sonne im Minutentakt simuliert und die Dauer einer möglichen Einwirkung auf einzelne Immissionsorte bestimmt. Dies erfolgt mittels der Software ForgeSolar.

Abschließend werden die Ergebnisse zusammengeführt und fachlich beurteilt.

3. Grundlagen der Untersuchung

3.1. Gefährdungsbereich

Gemäß der Richtlinie Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) ist eine Blendung ab einer Entfernung von mehr als 100m oftmals nicht mehr als relevant zu betrachten. Hier befindet sich die Bahnlinie innerhalb dieses Radius und muss daher abgeprüft werden.



Abbildung 6 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro

3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung

Zusätzlich zur Lage der Anlage muss auch die Einsehbarkeit berücksichtigt werden. Ist die Anlage signifikant höher oder tiefer als der zu untersuchende Bereich, so kann die Blendung unterbrochen werden. Auch die Sichtbeziehung spielt eine Rolle, sei es durch Bewuchs oder Bebauung, die als Hindernis eine Blendung unwahrscheinlich machen.

Die Anlage liegt zwischen 39 und 40m über NN, die Immissionsorte zwischen 38 und 40m über NN. Somit ist hier festzustellen, dass die Immissionsorte auf gleicher Höhe mit der Anlage sind, was zu einer Blendung führen kann. Auf den Satellitenbildern herrscht Bewuchs vor, dieser wurde aber nicht mit in die Simulation mit einbezogen.

3.3. Simulationsparameter und Eingabedaten

Abbildung 7 zeigt den Simulationsaufbau. Die blauen Flächen stellen die PV-Anlage dar.



Abbildung 7 – Übersicht über die Anlagenteile - Quelle: ForgeSolar

Die türkisenen Strecken sind die Bahnlinie in nördlicher und südlicher Richtung. Für die Lok wurde eine Höhe von 3m angenommen. Abbildung 8 zeigt beispielhaft die Lage und Höhe der Bahnstrecke von Norden kommend.

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.500718	11.322354	40.10	3.00	43.10
2	53.499403	11.320905	38.58	3.00	41.58
3	53.498172	11.319511	38.69	3.00	41.69
4	53.498613	11.317740	38.63	3.00	41.63
5	53.495291	11.316193	38.75	3.00	41.75
6	53.494502	11.315304	38.09	3.00	41.09
7	53.493762	11.314513	38.27	3.00	41.27
8	53.492657	11.313236	38.20	3.00	41.20
9	53.491490	11.311879	39.00	3.00	42.00

Abbildung 8 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für die Bahnlinie von Norden kommend - Quelle: ForgeSolar

Die restlichen Daten befinden sich im Anhang der Simulation.

3.4. Grad der Beeinträchtigung

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage der Photovoltaikanlage festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird

im Allgemeinen ein Breitengrad von $53^{\circ}50'$ und ein Längengrad von $11^{\circ}32'$ für die Anlage angenommen.

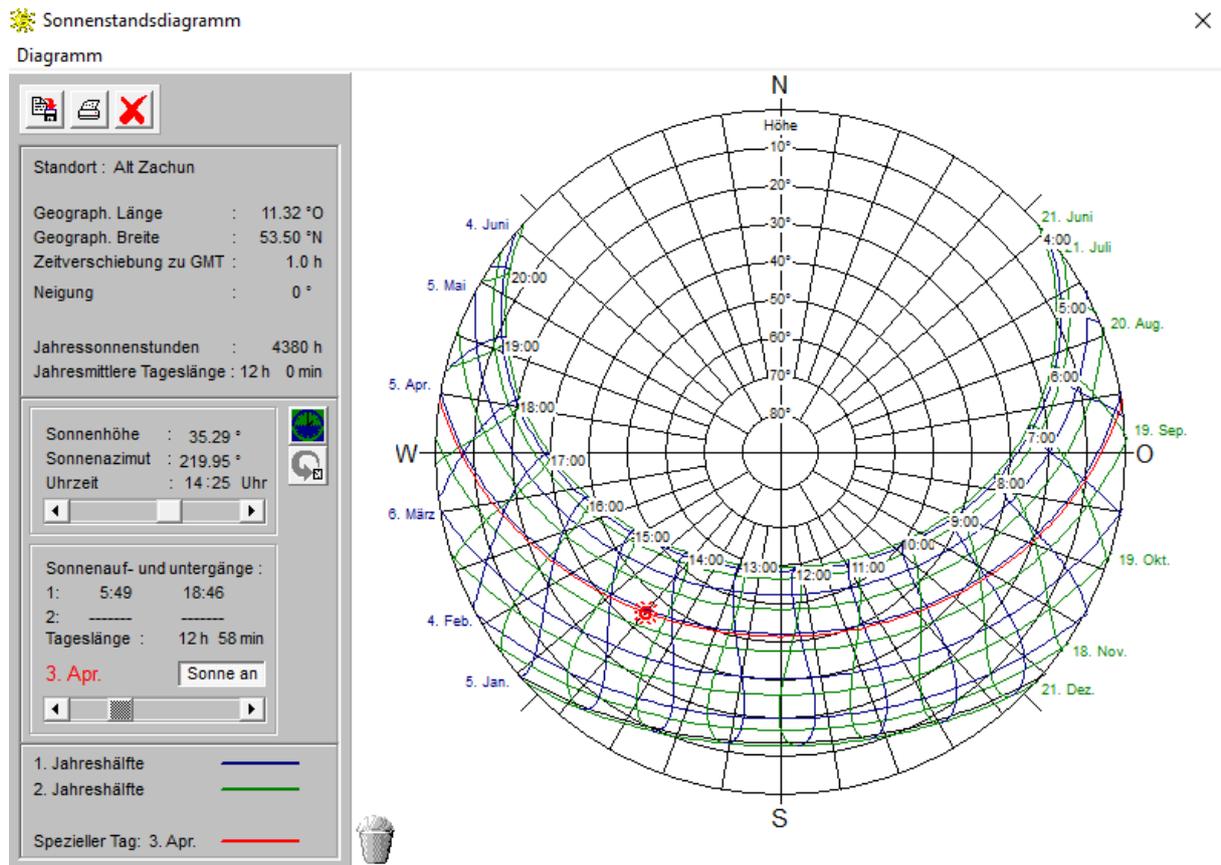


Abbildung 9 - Sonnenstandsdiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

Das Sonnenstandsdiagramm für den Standort der Anlage zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist. Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Laut Belegungsplan werden die Module in Reihen gen Süden hin ausgerichtet. Durch die Ausrichtung ist eine Blendung im Norden und Süden unwahrscheinlich. Im Norden steht die Sonne niemals und kann deswegen auch nicht in die südliche Richtung abgelenkt werden. Im Süden steht die Sonne im Allgemeinen zu hoch, um durch Reflexion eine Blendung zu erzeugen. Da die Bahnlinie aber von Südwesten an der Anlage vorbeiführt, ist trotzdem anzunehmen, dass eine potenzielle Blendung auftreten kann, wenn die Sonne von Osten (morgens) gen Süden (Mittag) oder von Süden gen Westen (Abend) wandert. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren.

4. Untersuchung

4.1 Grundsimulation

In einem ersten Schritt wurden simuliert, um zu sehen ob und wo eine Blendwirkung auftritt.

Tabelle 2 - Auftretende Blendung - Quelle: ForgeSolar

PVA Alt zachun no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn von Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn von Sued nach Nord	0	0	0

Wie in Tabelle 3 zu sehen ist, **konnte für die Strecke keinerlei Blendung simuliert werden.** Damit sollte hier keine Beeinträchtigung der Bahnlinie stattfinden.

PVA Alt Zachun

Alt Zachun Grundsimulation ohne Bewuchs

Client: AQWISO GmbH

Created Feb 05, 2025

Updated Feb 05, 2025

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 140666.23804

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: **0.5**

Pupil diameter: **0.002 m**

Eye focal length: **0.017 m**

Sun subtended angle: **9.3 mrad**

PV Analysis Methodology: **Version 2**

Enhanced subtended angle calculation: **On**

Summary of Results No glare predicted!

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Alt zachun	18.0	180.0	0	0	-	0.0e+00

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 87,640 m²

Name: PVA Alt zachun
Footprint area: 87,640 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.497883	11.322491	39.71	0.80	40.51
2	53.498148	11.321924	39.05	2.61	41.66
3	53.498387	11.321400	39.24	0.80	40.04
4	53.498661	11.320737	39.76	2.61	42.37
5	53.497616	11.319517	39.12	0.80	39.92
6	53.496596	11.318383	39.45	2.61	42.06
7	53.495245	11.316801	39.46	0.80	40.26
8	53.493641	11.314967	38.86	2.61	41.47
9	53.493710	11.316509	39.22	0.80	40.02
10	53.493780	11.317879	39.98	2.61	42.59
11	53.494772	11.319005	39.27	0.80	40.07
12	53.496015	11.320405	39.71	2.61	42.32
13	53.497019	11.321470	39.35	0.80	40.15

Route Receptor(s)

Name: Bahn von Nord nach Sued
Route type: One-way
View angle: 20.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.500718	11.322354	40.10	3.00	43.10
2	53.499403	11.320905	38.56	3.00	41.56
3	53.498172	11.319511	38.69	3.00	41.69
4	53.496613	11.317740	38.63	3.00	41.63
5	53.495291	11.316193	38.75	3.00	41.75
6	53.494502	11.315304	38.09	3.00	41.09
7	53.493762	11.314513	38.27	3.00	41.27
8	53.492657	11.313236	38.20	3.00	41.20
9	53.491490	11.311879	39.00	3.00	42.00

Name: Bahn von Sued nach Nord
Route type: One-way
View angle: 20.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.491463	11.311935	38.86	3.00	41.86
2	53.492656	11.313308	38.19	3.00	41.19
3	53.493735	11.314553	38.17	3.00	41.17
4	53.494488	11.315368	37.83	3.00	40.83
5	53.495267	11.316260	38.47	3.00	41.47
6	53.496585	11.317807	38.91	3.00	41.91
7	53.498149	11.319569	38.84	3.00	41.84
8	53.499385	11.320962	38.66	3.00	41.66
9	53.500699	11.322407	40.05	3.00	43.05

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²	
PVA Alt zachun	18.0	180.0	0	0	-	0.0e+00	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Alt zachun no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Bahn von Nord nach Sued	0	0	0
Route: Bahn von Sued nach Nord	0	0	0

No glare found

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, no discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.