# Bericht

## Blendgutachten
## für die Photovoltaikanlage (PVA)
## Sunpark Weilerswist–Neuheim
## NRW, Deutschland

Bericht-Nr. 300101258

Köln, Mai 2023

TÜV Rheinland Solar GmbH
Am Grauen Stein, 51105 Köln
Deutschland

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Bericht-Nr.:**<br>*Report no.:* | **300101258** | **Auftragsnr.:**<br>*Order No.:* | **300101258** |
| **Kunden-Referenz-Nr.:**<br>*Client reference no.:* | **Angebots-Nr. 73928** | **Auftragsdatum:**<br>*Order date:* | **2023-05-03** |
| **Auftraggeber:**<br>*Client:* | F&S Solar concept GmbH<br>Otto-Lilienthal-Straße34,<br>53879 Euskirchen | | |
| **Prüfgegenstand:**<br>*Test item:* | Sunpark Weilerswist–Neuheim<br>Südausrichtung | | |
| **Auftrags-Inhalt:**<br>*Order content:* | Blendgutachten<br>*Glare Assessment* | | |
| **Prüfgrundlage:**<br>*Test specification:* | Einschlägige, technische Regelwerke der IEC-,VDE-, DIN-Vorschriften, insbesondere die DIN EN 12665 und das Baugesetzbuch | | |
| **Wareneingangsdatum:**<br>*Date of sample receipt:* | - | | |
| **Prüfmuster-Nr.:**<br>*Test sample no:* | N/A | | |
| **Prüfzeitraum:**<br>*Testing period:* | 2023-05-24 - 2023-05-31 | | |
| **Ort der Prüfung:**<br>*Place of testing:* | Desktop Review | | |
| **Prüflaboratorium:**<br>*Testing laboratory:* | N/A | | |
| **Prüfergebnis*:**<br>*Test result*:* | Siehe Kapitel 7 | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **geprüft von:**<br>*tested by:* | | **genehmigt von:**<br>*authorized by:* | |
| **Datum:**<br>*Date : 2023-05-31* | | **Ausstellungsdatum:**<br>*Issue date: 2023-06-01* | |
| **Stellung** / *Position:* | **Dipl.-Ing. A. Sepanski**<br>Sachverständige*r / *Expert* | **Stellung** / *Position:* | **Dipl.-Ing. M. Herz**<br>Sachverständige*r / *Expert* |

**Sonstiges:**
*Other:*

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| * Legende: | P(ass) = entspricht o.g. Prüfgrundlage(n) | F(ail) = entspricht nicht o.g. Prüfgrundlage(n) | N/A = nicht anwendbar | N/T = nicht getestet |
| * Legend: | P(ass) = passed a.m. test specification(s) | F(ail) = failed a.m. test specification(s) | N/A = not applicable | N/T = not tested |

**Dieser Prüfbericht bezieht sich nur auf das o.g. Prüfmuster und darf ohne Genehmigung der Prüfstelle nicht auszugsweise vervielfältigt werden. Dieser Bericht berechtigt nicht zur Verwendung eines Prüfzeichens.**
*This test report only relates to the a. m. test sample. Without permission of the test center this test report is not permitted to be duplicated in extracts. This test report does not entitle to carry any test mark.*
V05

| Version<br>*Version* | Datum<br>*Date* | Inhalt/Änderungen<br>*Content/Changes* |
|---|---|---|
| 001 | 2023-05-31 | Blendgutachten Südausrichtung |
| | | |
| | | |

| | |
|---|---|
| **1** | Wie vertraglich vereinbart, wurde dieses Dokument nur digital unterzeichnet. Der TÜV Rheinland hat nicht überprüft, welche rechtlichen oder sonstigen diesbezüglichen Anforderungen für dieses Dokument gelten. Diese Überprüfung liegt in der Verantwortung des Benutzers dieses Dokuments. Auf Verlangen des Kunden kann der TÜV Rheinland die Gültigkeit der digitalen Signatur durch ein gesondertes Dokument bestätigen. Diese Anfrage ist an unseren Vertrieb zu richten. Eine Umweltgebühr für einen solchen zusätzlichen Service wird erhoben. |
| | |

# Inhaltsverzeichnis

1 Kurzfassung ..... 3
2 Grundlagen ..... 4
2.1 Gesetzliche Regelungen ..... 4
2.2 Blendwirkungen ..... 5
2.2.1 Biologische Wirkungen ..... 5
2.2.2 Oberflächenabhängige Reflexionen ..... 6
2.3 Blendung von Verkehrsteilnehmern ..... 9
2.3.1 Straßenverkehr ..... 9
2.3.2 Luftfahrt und Flughafenverkehr ..... 10
2.4 Wohnumfeld ..... 11
3 Aufgabenstellung ..... 12
4 Standort- und Anlagenbeschreibung ..... 13
5 Ermittlung der Lichtreflexionen ..... 14
5.1 Vorgehen ..... 14
5.2 Standortspezifisches Reflexionsdiagramm ..... 14
5.3 Reflexionen in Richtung der BAB (A1) ..... 16
5.3.1 Relevante Abschnitte der A1 ..... 16
5.3.2 Grundlagen der Simulation ..... 18
5.3.3 Simulationsergebnisse ..... 19
6 Allgemeine Hinweise ..... 23
7 Zusammenfassung der Ergebnisse ..... 24
Anhang 1: Literaturverzeichnis ..... 26
Anhang 2: Belegungsplan ..... 27
Anhang 3: Berechnungsergebnisse für kritischen Winkelbereich der A1 ..... 28

# 1 Kurzfassung

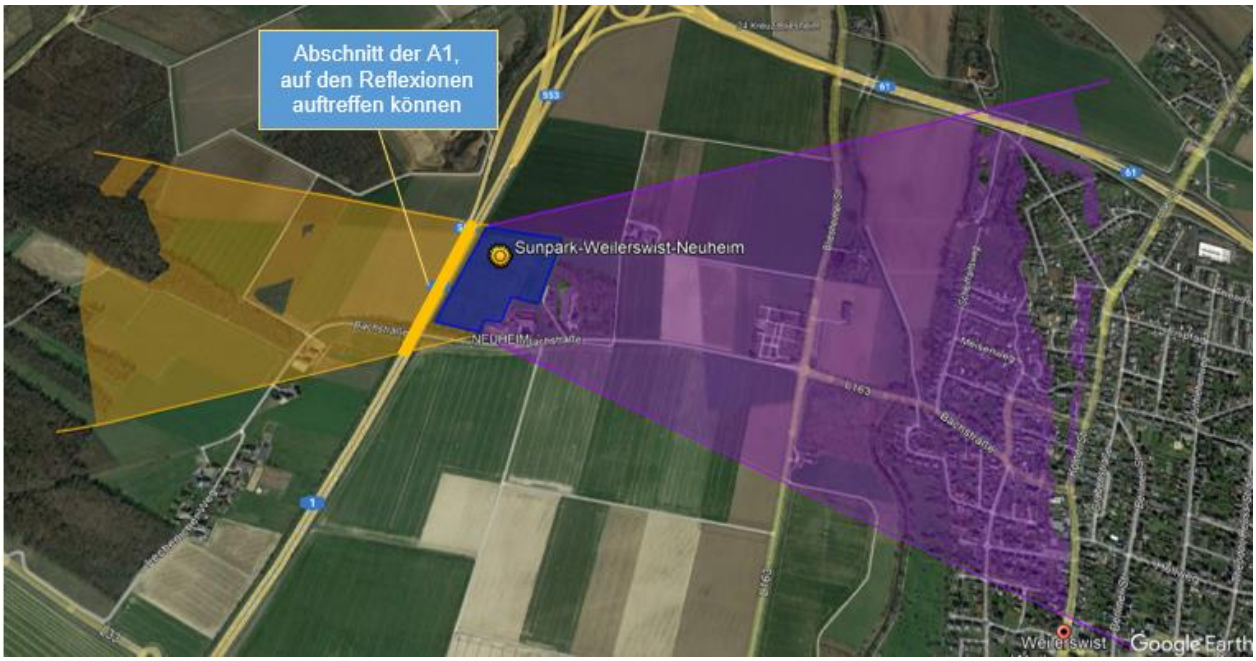
Für die geplante Photovoltaik Freiflächenanlage (PVA) in 53919 Weilerswist, NRW, Deutschland sollen die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendungswirkungen auf die westlich vorbeiführende BAB A1 untersucht und bewertet werden.

Für das vom Auftraggeber angenommene Anlagendesign (Südausrichtung 20°) wurden die an den PV-Moduloberflächen entstehenden direkten Sonnenlicht-Reflexionen berechnet und in einem Reflexionsdiagramm für das gesamte Jahr dargestellt und analysiert.

Es wurden im Jahresverlauf für beide Fahrtrichtungen keine kritischen Reflexionen von vorn für einen in Fahrtrichtung fokussierten Fahrzeuglenker (mit einem Differenzwinkel <30°) auf der A1, einschließlich der Zufahrt auf die A1 von der A61 festgestellt.

Ein ca. 400 m langer Abschnitt (in der Abbildung gelb hervorgehoben) unmittelbar neben der PVA kann von März bis Mitte Oktober am frühen Morgen zw. ca. 06:00 und 07:30 Uhr seitlich von Reflexionen der PVA getroffen werden, wobei sich dann die tiefstehende Sonne in annähernd gleicher Richtung befindet (Differenzwinkel <10°) und einen deutlich dominierenden Blendeffekt hat.

Es ist kein zusätzliches Blendrisiko durch die PVA festzustellen.




**Zusammenfassend wird anhand der zur Verfügung gestellten Unterlagen, der Satellitenfotos (2020 Google Earth) und der durchgeführten Reflexions-Berechnungen eingeschätzt, dass der Bau der PV-Freiflächenanlage in 53919 Weilerswist der F&S Solar concept GmbH mit dem angegebenen Design eine Beeinträchtigung der Leichtigkeit und Sicherheit des Straßenverkehrs auf der unmittelbar vorbeiführenden BAB A1 mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann.**

# 2 Grundlagen

PV-Anlagen werden auf Gebäudedächern und Freiflächen errichtet. Durch Reflexion des Sonnenlichtes an den Solar-Moduloberflächen (meist Glasoberflächen) kann eine Blendwirkung entstehen, die ggf. auf Gebäude in der Nachbarschaft, vorbeiführende Verkehrswege oder Anflugschneisen in der Nähe befindlicher Flughäfen einwirkt. Für eine Bewertung der Blend- und Störwirkung existieren derzeit keine eindeutigen und allgemeingültigen Grenzwerte aus Richtlinien oder Vorschriften. Da das Ausmaß der störenden Wirkung neben den messbaren technischen Größen auch immer von der konkreten Umgebungssituation abhängt und subjektive Empfindungen ebenso eine Rolle spielen, muss jeder Einzelfall gesondert untersucht und beurteilt werden.

Im Folgenden werden die Beurteilungsrundlagen, auf die sich die Ergebnisse des Gutachtens stützen, dargelegt.

## 2.1 Gesetzliche Regelungen

Der Gesetzgeber hat bisher keine rechtsverbindlichen Vorschriften zur Bestimmung der immissionsschutzrechtlichen Erheblichkeitsgrenzen für Lichtimmissionen erlassen und verweist für statische, technische und bauliche Einrichtungen auf das Baurecht.

Nach § 35 BauGB ist „im Außenbereich ein Vorhaben nur zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen“, u. a. das Hervorrufen schädlicher Umwelteinwirkungen, zu denen auch Lichtimmissionen zählen. Eine Grundlage zur Beurteilung der Zulässigkeit von Reflexionen hinsichtlich Blendwirkungen ist hiermit nicht gegeben. Es wird auf das allgemeine Rücksichtnahmegebot verwiesen. [1]

Der Leitfaden „Nichtionisierende Strahlung“ - Lichteinwirkung auf die Nachbarschaft [2] wurde vom Arbeitskreis Nichtionisierende Strahlung des Fachverbandes für Strahlenschutz e. V. (Mitgliedsgesellschaft der International Radiation Protection Association – IRPA) für die Bundesrepublik Deutschland und die Schweiz erarbeitet. Er gibt die physikalischen Grundlagen, den derzeitigen wissenschaftlichen Erkenntnisstand über biologische Wirkungen, zulässige Expositionswerte und durchzuführende Schutzmaßnahmen an. In der Fassung von 2014 wird erstmals den Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen ein separates Kapitel gewidmet. Diese Ausführungen betreffen den Nachbarschaftsschutz in Wohngebäuden und Wohngrundstücken, um das Gebot der Rücksichtnahme sicherzustellen. Hinsichtlich der Sicherung von Verkehrswegen bzw. aktiven Verkehrsteilnehmern wird jedoch keine Aussage getroffen.

## 2.2 Blendwirkungen

### 2.2.1 Biologische Wirkungen

Blendung ist laut DIN EN 12665 als „unangenehmer Sehzustand durch ungünstige Leuchtdichteverteilung oder zu hohe Kontraste“ definiert. Zu große Leuchtdichteunterschiede oder ungünstige Leuchtdichteverteilungen im Gesichtsfeld können zu einer Belästigung („psychologische Blendung“) oder auch zu einer tatsächlich messbaren Herabsetzung der Sehleistung („physiologische Blendung“) führen [3] Zu große Leuchtdichteunterschiede im Gesichtsfeld führen auf der Netzhaut zu lokalen Störungen des Adaptionszustandes, durch die im betroffenen Gebiet Veränderungen der Sehschärfe, des Farbsehens oder auch der Tiefenschärfe entstehen.

Blendung ruft im Wesentlichen drei Effekte hervor:

- es entsteht eine physikalische Schleierleuchtdichte
- es kommt physiologisch zur Einschränkung der Sehfunktionen
- es kommt psychologisch zur Ablenkung der Aufmerksamkeit

Zur Charakterisierung der Blendwirkung wird als Maß für den Helligkeitseindruck die Leuchtdichte cd/m² verwendet [3]Bereits bei etwa $10^5$ cd/m² kann eine physiologische Absolutblendung auftreten, d. h. ein totaler (temporärer) Verlust des Sehvermögens.

Die Sonne erreicht Leuchtdichten von bis zu $1{,}5 \cdot 10^9$ cd/m². Selbst bei niedrigen Sonnenständen über dem Horizont treten noch Leuchtdichten um $3 \cdot 10^8$ cd/m² auf.

Ein PV-Modul kann daher auch noch bei niedrigem Sonnenstand eine physiologische Blendung hervorrufen, obwohl nur ein Teil des einfallenden Sonnenlichts reflektiert wird [3] Der Anteil des reflektierten Lichts und die resultierende Leuchtdichte steigen mit zunehmendem Einfallswinkel des Sonnenlichts an.

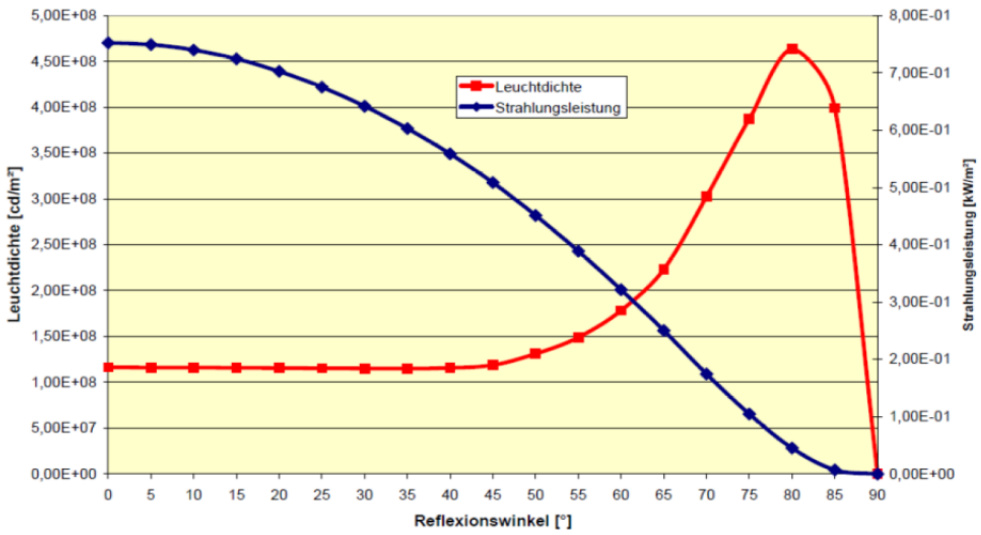



*Abbildung 1: Reflektierte Leuchtdichte und aufgenommene Leistung in Abhängigkeit des Reflexionswinkels, 0° = senkrechter Lichteinfall [4]*

### 2.2.2 Oberflächenabhängige Reflexionen

Durch spezielle Beschichtungen (Antireflexschicht) oder Strukturierungen der Glasoberfläche werden die Reflexionen der PV-Module verringert. Dies dient in erster Linie einem höheren Energieertrag, da Reflexionen Leistungsverluste bedeuten und bei geringerer Reflexion insgesamt mehr Licht durch die Glasabdeckung in das Modul hineingeleitet wird. Neben der deutlichen Abschwächung der gerichteten Reflexion wird allerdings eine zusätzliche diffuse Reflexion bewirkt. Dieses unterschiedliche Reflexionsverhalten wird in Abbildung 2 veranschaulicht. Mit zunehmender Rauheit verringert sich die Intensität (diese wird dargestellt durch die Länge der Reflexionsstrahlen) aber vergrößert sich gleichzeitig auch die Streuung (Breite) der Reflexionsstrahlen („Reflexionskeule“).

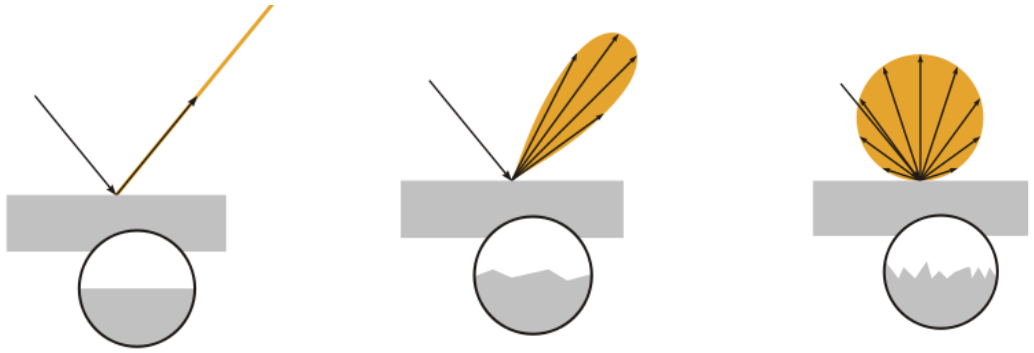
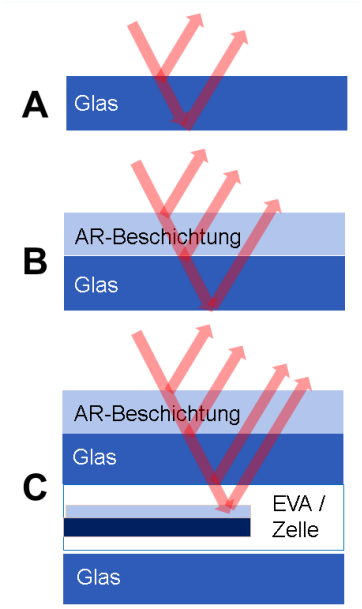


*Abbildung 2: Lichtreflexion eines Lichtstrahls auf einer glatten (spiegelnden) Oberfläche, einer wenig rauen (glänzenden) und ideal diffusen Oberfläche. Quelle: Vierge Marie*

Berücksichtigt man die Leuchtdichte der Sonnenstrahlung in einer Größenordnung von ca. $10^8$ - $10^9$ cd/m² (s. 2.2.1) und die Möglichkeit einer physiologischen Blendung ab Leuchtdichten in der Größenordnung von $10^5$ cd/m², so wird deutlich, dass zu deren Vermeidung eine Abschwächung der Leuchtdichte auf 0,01% - 0,1% erforderlich wäre.

Üblicherweise wird bei Solargläsern mit und ohne Antireflexionsbeschichtung oder Strukturierung vom Glashersteller lediglich der Transmissionsgrad angegeben, der aussagt, welcher Anteil des Sonnenlichts durch das Glas geleitet wird. Der Transmissionsgrad liegt bei hochwertigem Solarglas bei ca. 92%. Diese Angabe vom Glashersteller ist für die Bestimmung der Reflexionseigenschaften eines kompletten Moduls allerdings nur bedingt geeignet, da aufgrund der zusätzlichen Grenzflächen mit unterschiedlichen Materialien weitere Reflexionen auftreten, wie nachfolgend am Beispiel eines Photovoltaik-Moduls (C) prinzipiell dargestellt ist.




**Glasscheibe ohne AR-Beschichtung: 8,9%**

8,9%

**Glasscheibe mit AR-Beschichtung: 7,0%**

7,0%

**Laminat mit AR-beschichtetem Glas:**

*Abbildung 3: Reflexionsgrad [13]*

Die Bestimmung des Transmissionsgrads und des Lichtreflexionsgrads (Light Reflectance) erfolgt in der Regel nach ISO 9050. Die Light Reflectance nach ISO 9050 wird berechnet durch simulierte Bestrahlung mit Norm-Tageslicht und simulierte Betrachtung mit Norm-Augenempfindlichkeit. Dabei wird der Reflexionsgrad bei einem Winkel nahe 90° (senkrechter Lichteinfall) gemessen. Die Werte für andere Einstrahlungswinkel werden nach der Norm nicht erfasst, bestimmen aber zu einem großen Teil das Reflexionsverhalten, wie z.B. Messungen am Standort Köln an einer 30° nach Süd geneigten Fläche über 1 Jahr ergaben. Nur ca. 9 % der gesamten Sonneneinstrahlung lagen im Einstrahlungswinkelbereich von bis zu 10° (Abweichung von der Senkrechten). Das Maximum der solaren Einstrahlung lag bei 35° Einstrahlungswinkel mit anteilig ca. 30% von 30° – 40°, während immerhin auch 10% bei Einstrahlungswinkeln von mehr als 60° erfolgen [4].

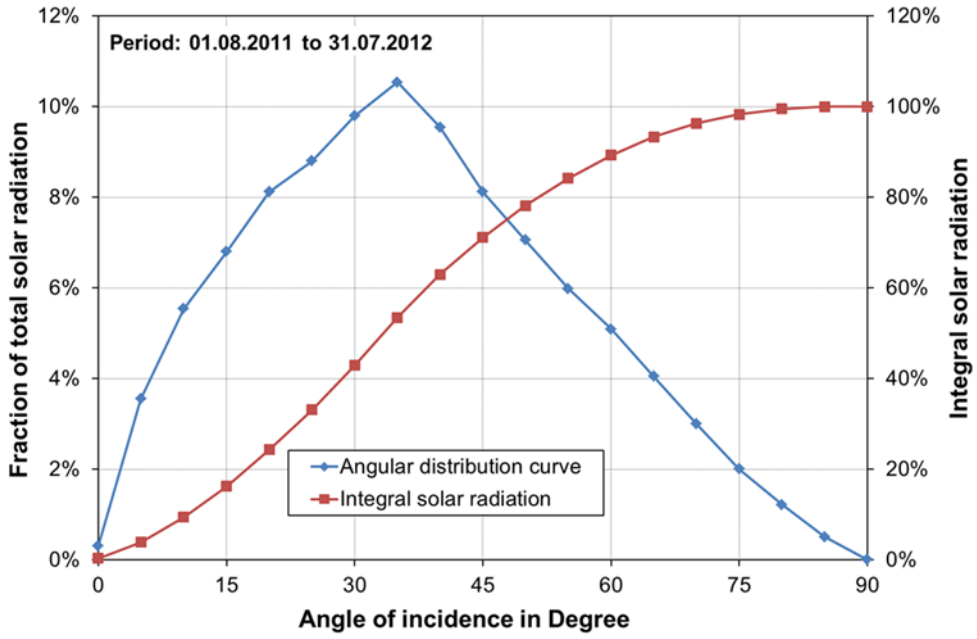



*Abbildung 4: Winkelverteilung der solaren Einstrahlung in Köln [13] auf eine 35° geneigte Fläche*

Sonnenreflexions-Messungen von TÜV Rheinland an kompletten Solarmodulen (PV) mit 4 verschiedenen Glas-Oberflächen (glatt, AR-Beschichtung, strukturiert und tief strukturiert) bei Einstrahlungswinkeln von 35° und 65° (gemessen zur senkrechten Einstrahlung) ergaben Reflexionsgrade zwischen 0,21% - 3,4% bei 35° und von 0,25% – 11,7% bei 65°.

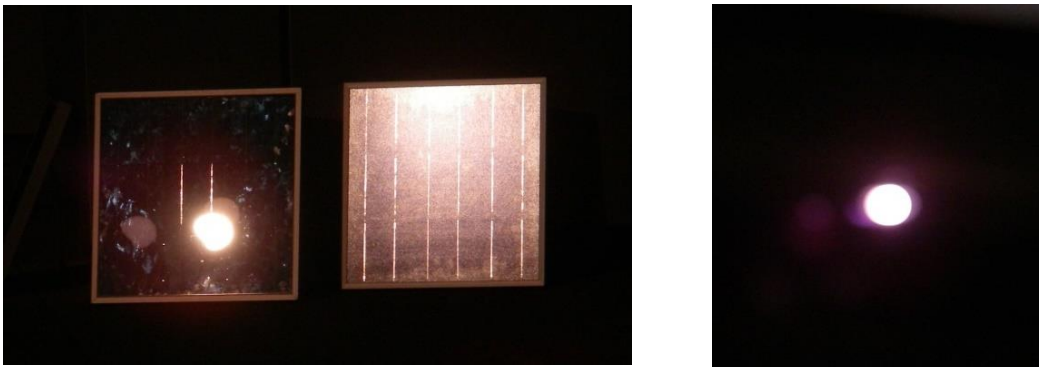


*Abbildung 5: Optischer Eindruck der Reflexionen, „Blendflecken“ links bei glatter und rechts bei tief strukturierter (sehr rauher) Modul-Oberfläche, aufgenommen in 10 m Entfernung, Rechtes Bild: Zum Vergleich: direkter Blick in die Sonne, Quelle: TÜV Rheinland*

Diese Analysen und Messungen zeigen, dass auch bei Einsatz von Antireflex-Oberflächen, wie AR-Beschichtungen oder strukturierten Gläsern bei voller Sonneneinstrahlung eine Blendung des menschlichen Auges auftreten kann.

## 2.3 Blendung von Verkehrsteilnehmern

In der Beurteilung der Blendung auf etwaige Verkehrsteilnehmer wird das Auftreten von reflektiertem Licht am Immissionsstandort (z.B. Straße, Schienenverkehr, etc.) im Blickfeld eines Verkehrsteilnehmers in Fahrtrichtung als mögliche Blendung betrachtet, die es zu vermeiden gilt.

### 2.3.1 Straßenverkehr

Für die Bewertung einer möglichen Blendung durch Reflexionen an den PV-Modulen im Straßenverkehr wird das Blickfeld des Verkehrsteilnehmers auf dem zu betrachtenden Verkehrswege-Abschnitt untersucht. Eine Blendung im Sinne einer Gefährdung des Verkehrsgeschehens kann ausgeschlossen werden, wenn auftretende Reflexionen der PV-Anlage in Richtung des zu untersuchenden Verkehrswegs außerhalb des zentralen Bereichs des binokularen Blickfeldes des Verkehrsteilnehmers liegen. Das ist der Bereich, der mit beiden Augen gleichzeitig erfasst wird und in dem ein tiefenscharfes Sehen erfolgt.

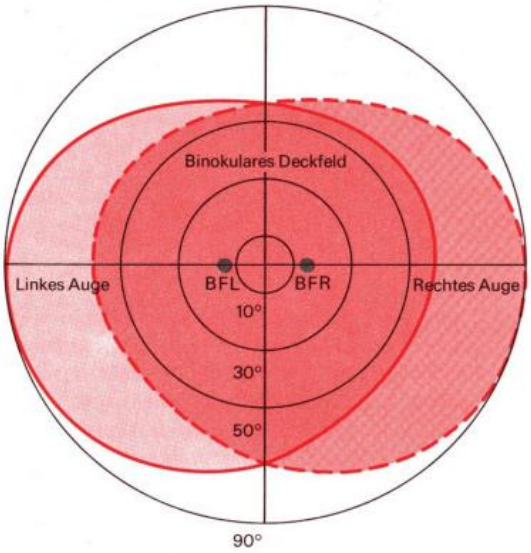



*Abbildung 6: Sichtfeld des linken und des rechten Auges inklusive der blinden Flecken und Binokulares Sichtfeld (Überlappungsbereich beider Augen) [5]*

Außerhalb auftreffende Lichtstrahlen werden zwar ebenfalls wahrgenommen und können durchaus ablenkend wirken, eine Herabsetzung der Sehfähigkeit des Auges ist durch sie aber nicht zu erwarten.

Das optimal nutzbare Gesichtsfeld variiert etwas von Person zu Person und ist horizontal etwas kleiner als vertikal. Das optimal nutzbare horizontale Gesichtsfeld für beide Augen zusammen beschränkt sich auf ca. 2 x 30° = 60°. Der optimale vertikale Sichtbereich beträgt ca. 2 x 40° = 80° [6].

Die Lichtreflexionen einer PV-Anlage, sowohl einer Freifeldanlage als auch einer Aufdachanlage (dachparallel), sind im Allgemeinen stets im vertikalen Gesichtsfeld zu erwarten, sodass das vertikale Gesichtsfeld für die Abschätzung eines Blendungsrisikos nicht bestimmend ist. Ob eine auftreffende

Reflexion ein potentielles Blendungsrisiko darstellt, wird somit allein dadurch bestimmt, ob sie einen Verkehrsteilnehmer im horizontalen binokularen Gesichtsfeld erreichen kann.

Für die Analyse in diesem Bericht wird als Kriterium das relevante binokulare horizontale Blickfeld mit einem maximalen Bereich von ca. ±30° der in Fahrtrichtung fokussierten Blickrichtung angenommen.

Bei einem streifenden Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Dieser Effekt kann in der Praxis vor allem bei sehr niedrigem Sonnenstand auftreten. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul [3].

### 2.3.2 Luftfahrt und Flughafenverkehr

Zu keiner Zeit dürfen zu hohe Leuchtdichten oder Leuchtdichtekontraste im Sichtfeld eines Piloten oder Mitarbeiters der Luftverkehrssicherung die Erkennung von Gefahren oder Hindernissen (z.B. andere Verkehrsteilnehmer), die räumliche Orientierung behindern oder die Reaktionszeiten erhöhen.

Um eine mögliche Blendung im Luftverkehr zu bewerten, muss das reflektierte Licht im Sichtfeld der Person für den Gefahrenbereich analog des Vorgehens unter Abschnitt 2.3.1 analysiert werden.

Für Verkehrsflughäfen der Europäischen Union sind die Anforderungen der Europäischen Agentur für Flugsicherheit (EASA) zu berücksichtigen [7] für Flughäfen in den USA und weiteren Staaten gelten die aktuellen Bestimmungen des US Äquivalents, der Federal Aviation Administration (FAA) [8] aus 2021.

Sowohl EASA als auch FAA fordern, dass PV-Installationen auf einem Flughafengelände keine Beeinträchtigung der Sicherheit insbesondere bei Landeoperationen, beim rollenden Verkehr am Boden als auch bei der Arbeit der Flugsicherung im Tower durch Sonnenlichtreflexionen hervorrufen dürfen. Üblicherweise wird beim Landeanflug ein gerader Gleitpfad von 3° angenommen, der ab einer Entfernung von 2 Meilen (ca. 3 km) vom Aufsetzpunkt zu untersuchen ist.

Die zulässigen Verkehrsrichtungen auf den Start- und Landebahnen und während des Landeanflugs müssen überprüft werden. In den o.g. Richtlinien finden sich für den Start keine spezifischen Anforderungen.

Für die verschiedenen Blickrichtungen soll eine **physiologische Blendung** durch Reflexionen der PV-Anlage vermieden werden. Die räumliche Orientierung muss bis zum Aufsetzen vollständig erhalten bleiben und darf nicht gestört werden [9]. Alle Flugzeugbewegungen müssen für das Flugkontrollpersonal erkennbar bleiben.

Während ein typischer Landeanflug mit einem Gleitpfad von 3 Grad in 20 km Entfernung von der Start- und Landebahn beginnt, reicht in der Regel eine Auswertung <u>aus einer Entfernung von 3 km (2 Meilen)</u>. In dieser Phase sind Reflexionen innerhalb des zentralen Sichtfeldes (± 10 Grad) unzulässig, aber auch Reflexionen innerhalb des erweiterten horizontalen (± 30 Grad) und vertikalen Sichtfeldes (± 40 Grad) sollten sorgfältig gewichtet werden.

Die Definition des zu schützenden Sichtfeldes ist nicht einheitlich verbindlich bestimmt. In Deutschland gibt es keine klare Angabe und Gutachter verwenden z.T. verschiedene Größen. Entsprechend Literaturangaben definiert TÜV Rheinland das erweiterte Sichtfeld in Bewegungsrichtung mit horizontal ± 30 Grad und vertikal mit ± 40 Grad (falls keine projektspezifischen Anforderungen geltend gemacht werden).

Die FAA definiert das erweiterte Sichtfeld einer Person für Piloten mit ± 50 Grad horizontal und ± 30 Grad vertikal. Diese Bereiche sollten frei von physiologischer Blendung sein (Gefahr von Nachbildern) während Reflexionen geringer Intensität zulässig sind. Die FAA schreibt auch vor, dass keinerlei Reflexionen auf den Beobachtungsbereich des Flugsicherungsturms treffen dürfen.

## 2.4 Wohnumfeld

Der Aspekt der physiologischen Blendung steht bei der Immissionssituation im Wohnbereich nicht im Vordergrund. Die bereits bei weit schwächerem Licht auftretende psychologische Blendung, die zu Störempfindungen und zu erheblichen Belästigungen führen kann, spielt hierbei die entscheidende Rolle.

Eine Belästigung entsteht durch die ständige und ungewollte Ablenkung der Blickrichtung zur Lichtquelle hin, die bei großem Unterschied der Leuchtdichte der Lichtquelle zur Umgebungsleuchtdichte eine ständige Adaption des Auges auslöst. Diese Art der Blendung tritt bereits bei Leuchtdichten von $10^2$ cd/m² bis $10^4$ cd/m² auf.

Eine Blendung kann von allen glatten Flächen ausgehen und ist Bestandteil des gewohnten Umfelds. Dazu gehören Glasfenster, Fassaden, glänzende Dachziegel ebenso wie geparkte Autos oder auch Gewässerflächen. Auch die Sonne selbst verursacht vor allem bei niedrigen Sonnenstand Blendungen. Der Sachverhalt ist identisch, die subjektive Bewertung erfolgt dagegen häufig differenziert, da eine PV-Anlage als ein zusätzliches, beeinflussbares Element wahrgenommen wird.

Die Beurteilung, inwiefern die Sonnen-Reflexionen an einer PV-Anlage eine erhebliche, d.h. unzumutbare, Beeinträchtigung darstellen kann, umfasst neben der Entfernung zur Reflexionsquelle, den beschriebenen Zeitangaben aus der Analogie zur „Schattenwurfrichtlinie“ auch die örtlichen Gegebenheiten, wie übliche Aufenthaltszeiten von Personen im Immissionsbereich, Art der Nutzung des Bereichs, übliche Blickrichtung, Ausweichmöglichkeiten oder eigene Schutzmöglichkeiten, z.B. Sichtblenden (Vorhänge).

Es können außerdem die baulichen Änderungsmöglichkeiten beim Verursacher geprüft und die Verhältnismäßigkeit der verschiedenen Möglichkeiten abgewogen werden.

# 3 Aufgabenstellung

TÜV Rheinland Solar GmbH wurde beauftragt, für die geplante Photovoltaik Freiflächenanlage (PVA) in 53919 Weilerswist, NRW, Deutschland sollen die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendungswirkungen auf die westlich vorbeiführende BAB A1 untersucht und bewertet werden.

Nachfolgend sind die geplante PV-Anlage und das zu untersuchende Immissionsobjekt (POI = „Point of Interest“) dargestellt.

*Abbildung 7: Lage der PV-Anlage und Immissionsobjekt (Quelle: Auftraggeber)*

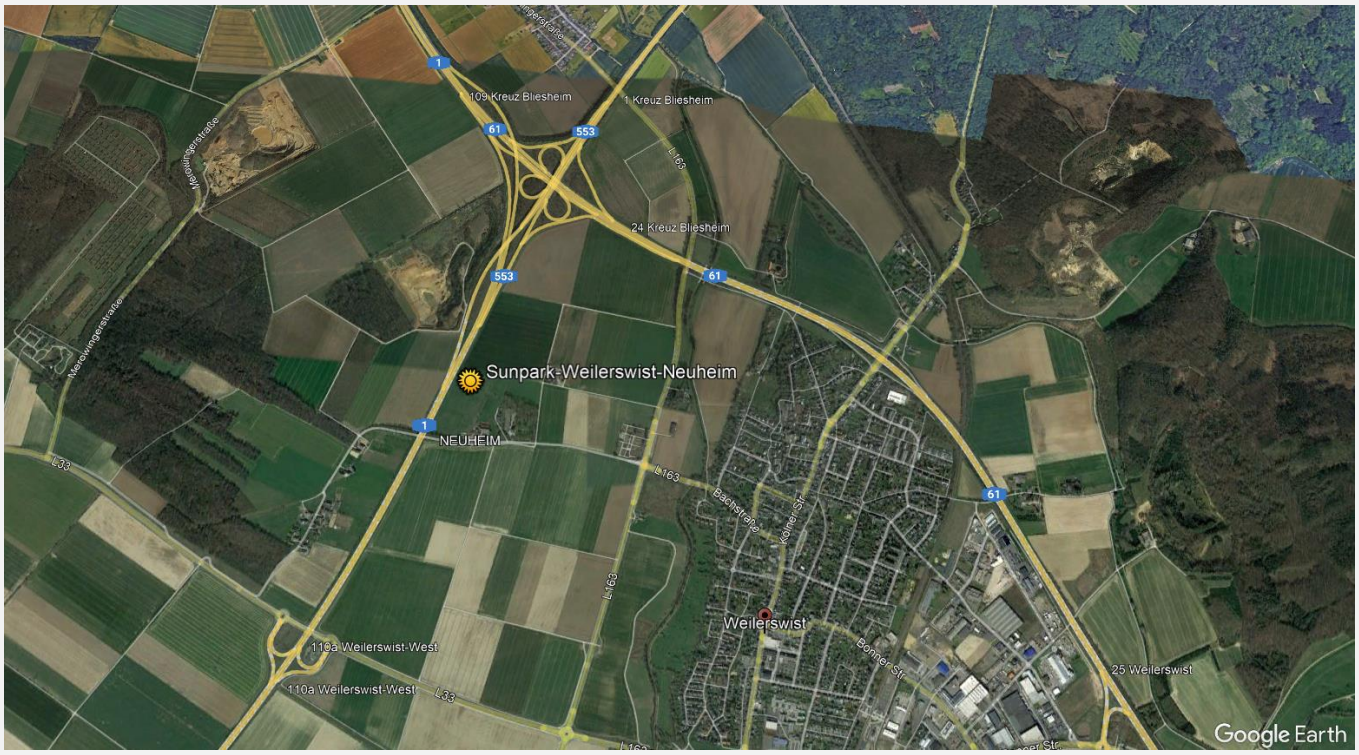
Der Belegungsplan ist im Anhang im Detail dargestellt (vgl. Anhang 2: Belegungsplan)

Das Blendgutachten beinhaltet Aussagen zu nachfolgenden Punkten:

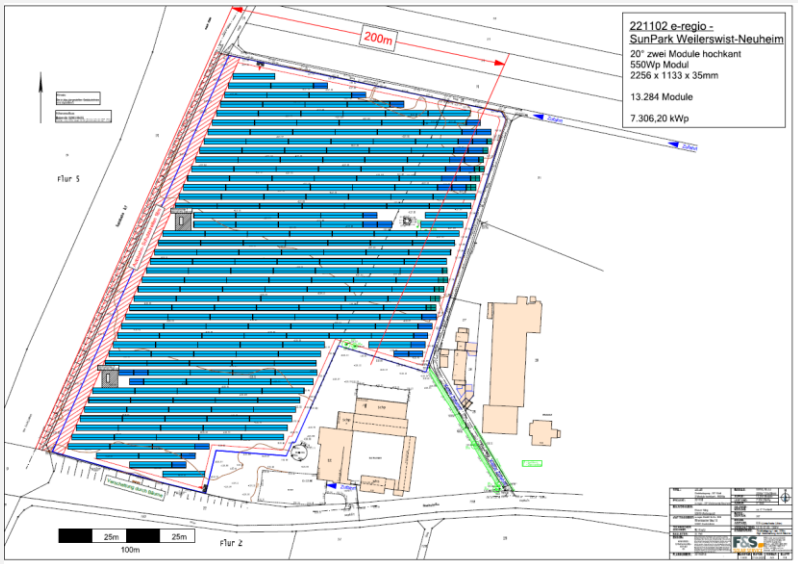
- Beschreibung des Standorts und der Umgebung
- Berechnung der standortspezifischen Lichtreflexionen (Reflexionsdiagramm)
- Analyse der Reflexionen hinsichtlich einer möglichen Blendwirkung

# 4 Standort- und Anlagenbeschreibung

| | |
|---|---|
| Geographische Koordinaten:<br>50.76080674562187 N,<br>6.820270624335685 O | Gelände:<br>Höhe über NN: ca. 118-120 m |
| Ausrichtung: Süd (180°)<br>Neigung: 20°, 2 Module hochkant | Leistung: 7306,20 kWp<br>Module: 13284 Stk, z.B. ASTRONERGY 550 Wp, 2256X1133x35 mm |




*Lage der PVA mit Umgebung*




*Belegungsplan*

# 5 Ermittlung der Lichtreflexionen

## 5.1 Vorgehen

Für den Standort der PVA wird der Sonnenstand für ein gesamtes Jahr berechnet. Entsprechend der spezifischen Modulausrichtung der zu untersuchenden PV-Anlage können die Sonnenlicht-Reflexionen an den Modulen der PV-Anlage ebenfalls für das gesamte Jahr berechnet werden. Im XY-Reflexionsdiagramm wird veranschaulicht, in welche Richtungen (Azimut) und Höhenwinkel (Elevation) die Anlage insgesamt im Jahresverlauf reflektiert.

Die Betrachtung der zutreffenden Azimut Bereiche für bodengebundene Objekte (Elevation typischerweise zwischen ± 5°) erlaubt eine grobe Eingrenzung der Bereiche der Umgebung der PVA, die geometrisch von den Sonnenlicht-Reflexionen der Module getroffen werden können.

Liegen zu untersuchende Verkehrsverbindungen in einem ermittelten betroffenen Bereich so ist für die Prüfung einer möglichen Beeinträchtigung des Straßenverkehrs die Richtung der auftreffenden Reflexionen relativ zur Fahrtrichtung eines Verkehrsteilnehmers relevant. Nur Reflexionen, die von vorn auftreffen (Differenzwinkel <30°) werden als kritisch hinsichtlich einer möglichen physiologischen Blendung angesehen. Für die Blickrichtung eines Fahrzeuglenkers wird dabei angenommen, dass er in Fahrtrichtung fokussiert ist.

Reflexionsstrahlen, die in einem größeren Winkel seitlich oder von hinten eintreffen, werden zwar ebenfalls wahrgenommen, es ist aber keine Beeinträchtigung der Sehleistung und eine damit unmittelbar verbundene Verkehrsgefährdung anzunehmen (vgl. Abschnitt 2.3.1).

## 5.2 Standortspezifisches Reflexionsdiagramm

Mit der bei TÜV Rheinland entwickelten Software zur Berechnung von Sonnenreflexionen können die auftretenden Reflexionen für einen bestimmten geographischen Standort bei einer definierten Ausrichtung und Neigung der reflektierenden Fläche über das gesamte Jahr dargestellt werden. Die Berechnung berücksichtigt nur die direkten Reflexionen. Die durch diffuse Streuung entstehenden zusätzlichen Reflexionen sind sowohl winkel- und spektral abhängig als auch oberflächenspezifisch und werden bei der Festlegung der Bereiche näherungsweise berücksichtigt.

Die durch die blauen Datenpunkte gebildeten Schleifen („Analemmata“) zeigen den Reflexionsort für eine bestimmte Uhrzeit für jeden Tag des Jahres. Die 08:00 Uhr, 12:00 Uhr und 16:00 Uhr Analemmata sind zur Orientierung hervorgehoben.

Die untere Hüllkurve bilden die Reflexionen bei Sonnenhöchststand am 21. Juni, die mittleren Kurven zeigen die Punkte der Sonnenwende am 21. März bzw. 21. September und die obere Hüllkurve die Punkte des niedrigsten Sonnenstandes am 21. Dezember.

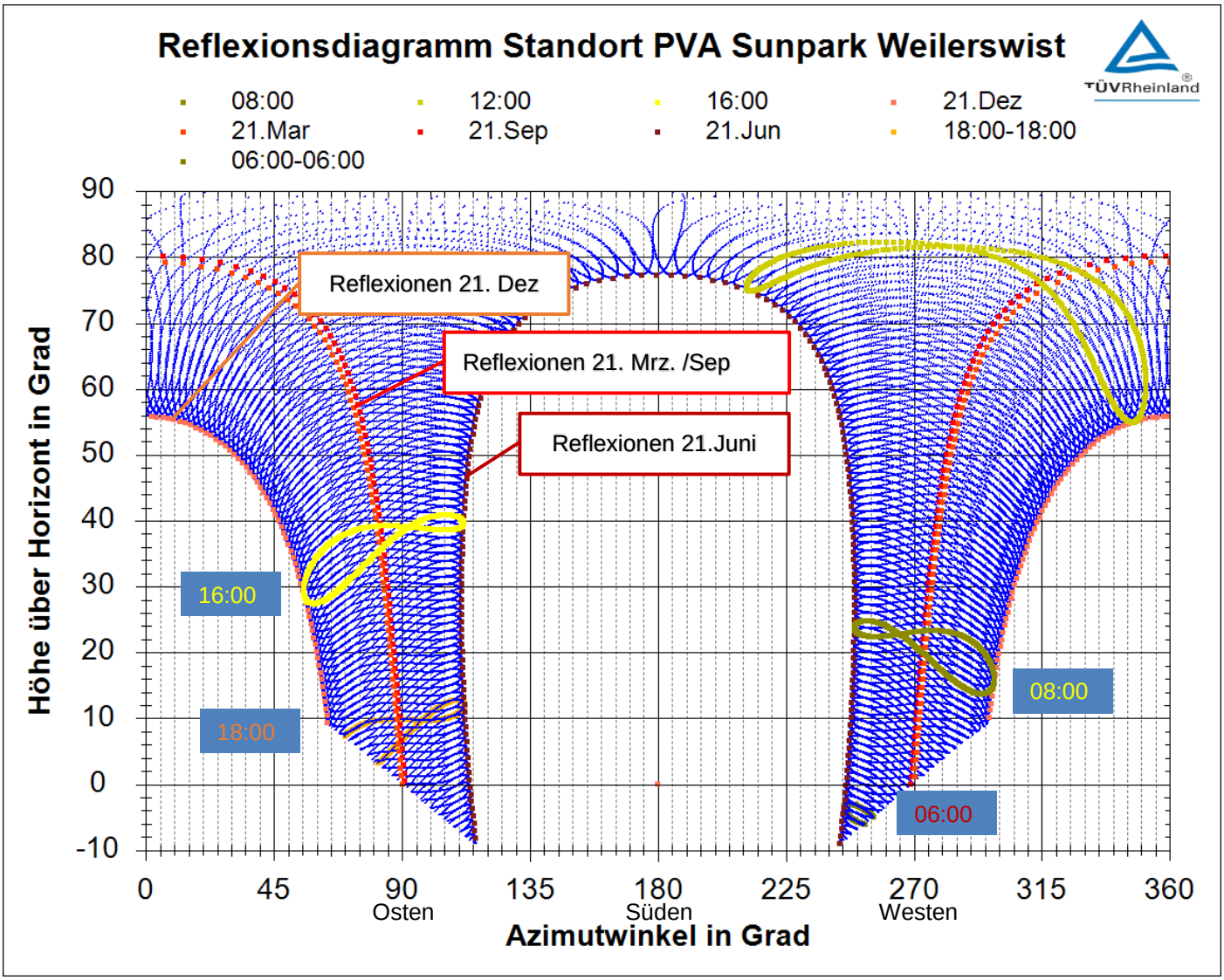



*Abbildung 8: Sonnenreflexionen in Weilerswist an 20° geneigter Fläche, mit 180° Ausrichtung (Süden)*

In diesem Bericht wird die Geodatendarstellung mit einem Azimut von 0° in Richtung Nord verwendet. Die Drehung in Uhrzeigerrichtung ergibt den Azimut-Winkel zwischen 0° und 360°.

Bei einer Südausrichtung werden die Sonnenstrahlen von einer geneigten, reflektierenden Fläche während des Tagesverlaufs von Westen nach Osten in verschiedenen Winkeln nach oben gerichtet reflektiert.

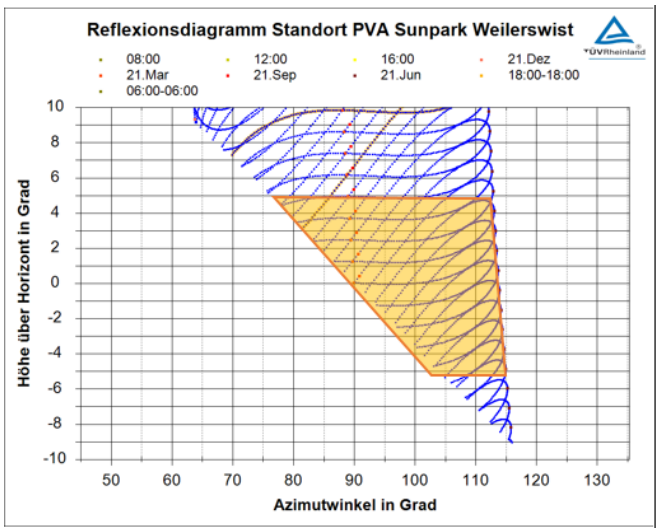
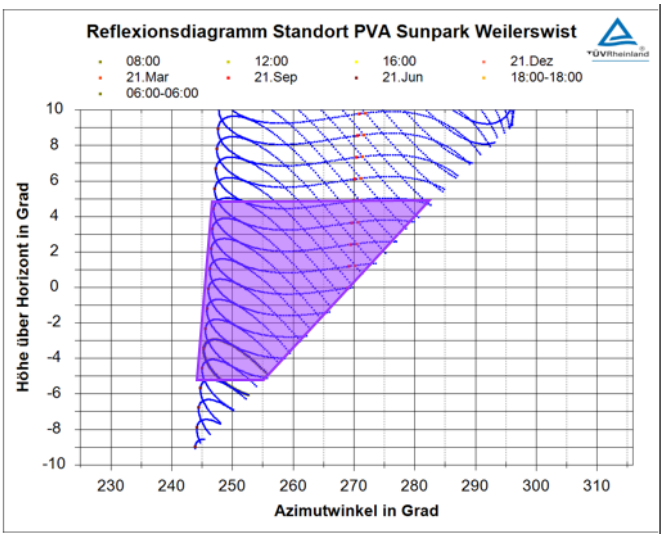
Immissionsobjekte in Bodennähe (-5° bis +5° Elevation), z.B. fahrende Fahrzeuge auf umgebenden Straßen oder schützenswerte Gebäude in der Umgebung können theoretisch morgens ca. gegen 06:00-07:30 Uhr und abends ca. gegen 18:00-19:00 Uhr von Reflexionen der PVA getroffen werden. Dazwischen werden die Sonnenlicht-Reflexionen in größere Höhen gelenkt. Die zutreffenden Azimut Bereiche liegen morgens im Westen zwischen 245° und 280° und abends im Osten zwischen 75° und 115°.

## 5.3 Reflexionen in Richtung der BAB (A1)

### 5.3.1 Relevante Abschnitte der A1

Die nachfolgernd dargestellten Teilbereiche des Reflexionsdiagramms zeigen die relevanten Ausschnitte.

*Tabelle 1: Relevante Ausschnitte für betroffene Azimutbereiche (bodennahe Objekte)*

| | |
|---|---|
|   |   |
| Abends im Osten | Morgens im Westen |

Die betroffenen umgebenden Bereiche sind in der folgenden Abbildung farbig hervorgehoben. Für alle anderen Bereiche sind ganzjährig keine Reflexionen zu erwarten.

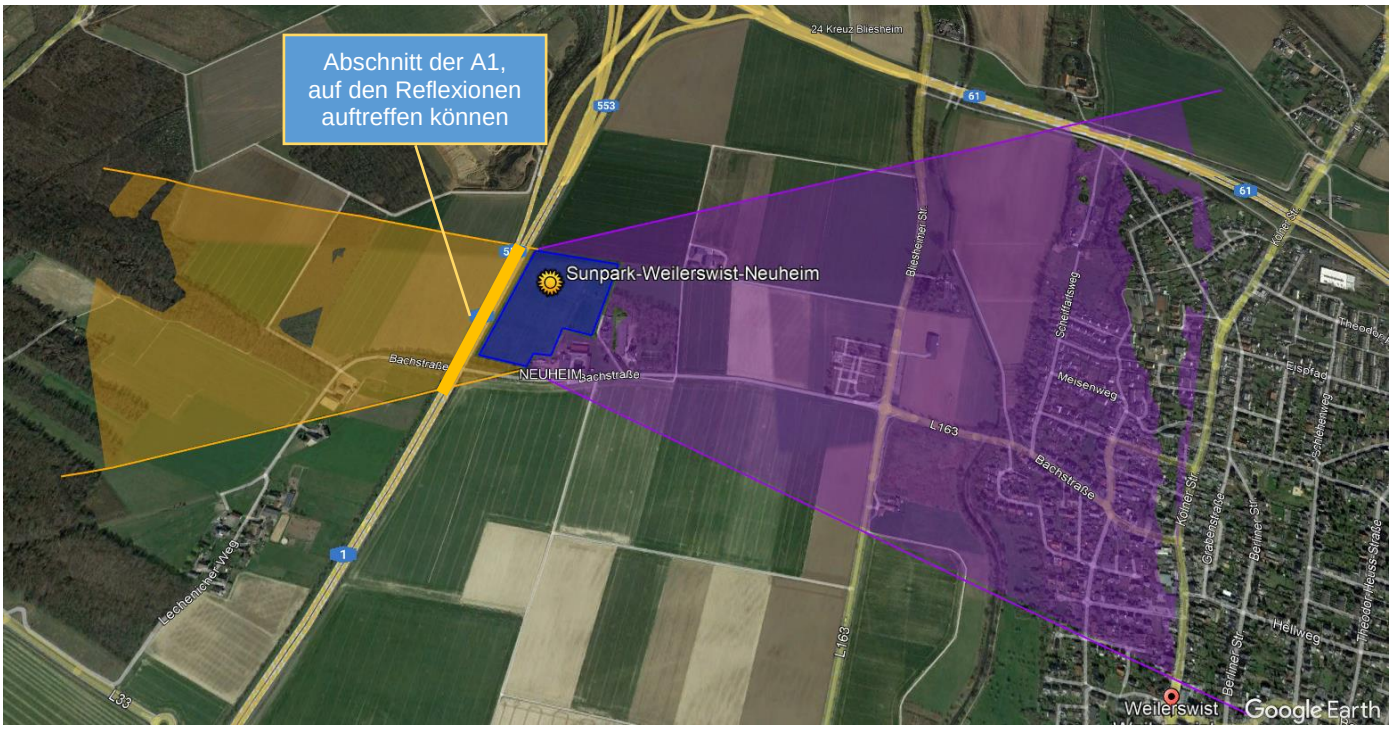



*Abbildung 9: Bereiche, die von morgendlichen (orange) oder abendlichen (Violett) Reflexionen der PVA betroffen sein können.*

Die A1 kann dementsprechend nur in einem ca. 400 m langen Abschnitt direkt neben der PVA und einem kurzen Bereich südlich der Anlage von früh-morgendlichen Reflexionen getroffen werden.

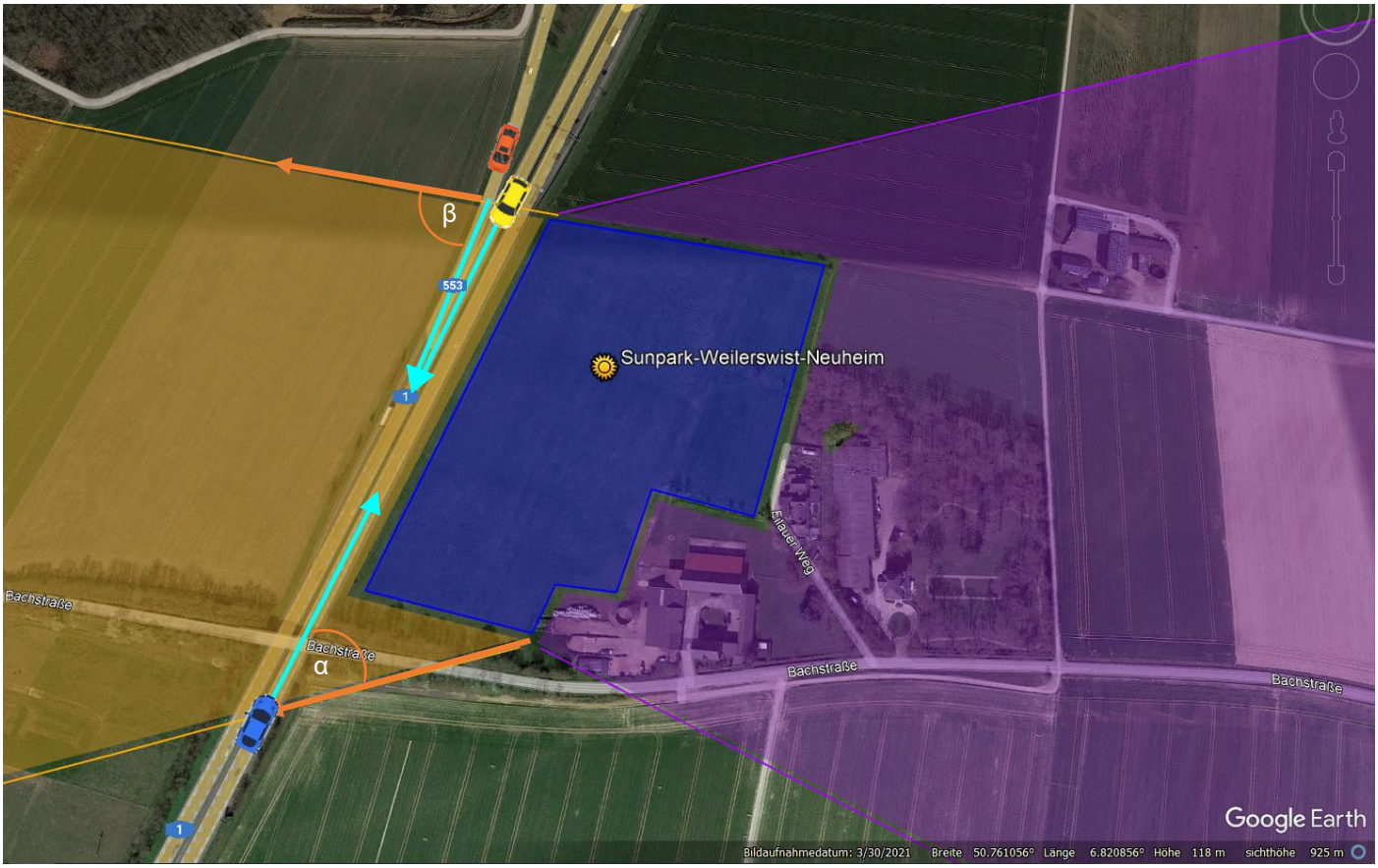



*Abbildung 10: Differenzwinkel zwischen Blickrichtung (in Fahrtrichtung) und Reflexionsstrahlen*

Die Berechnung der minimal möglichen Differenzwinkel ergibt, dass mindestens 58° zwischen der angenommenen Blickrichtung und den geometrisch möglichen Reflexionsstrahlen der PVA liegen.

<u>Eine physiologische Blendung mit möglicher Beeinträchtigung der Sehfähigkeit eines Fahrers auf der A1 ist somit sehr unwahrscheinlich</u>.

*Tabelle 2: Berechnung der Differenzwinkel*

| Fahrtrichtung | Kritisches Gesichtsfeld ±30° | Kritische Reflexionen in Gesichtsfeld | Geometrisch mögliche PV-Reflexionen | Min. Δ Winkel horizontal | Risiko Blendung |
|---|---|---|---|---|---|
| Nord 23° | 353° - 35° | 173° - 215° | 75° - 115° | 58° | **Nein** |
| Süd 201° | 171° - 231° | 351° - 51° | 75° - 115° | 86° | **Nein** |
| Süd 197° (von A61 kommend) | 167° - 227° | 347° - 47° | 75° - 115° | 82° | **Nein** |

### 5.3.2 Grundlagen der Simulation

Die Simulation erfolgt mit dem professionellen, umfangreichen Glare Analysis Toolset „Forge Solar“ welches von SIMS Industries (USA) bereitgestellt wird [10] und weltweit bei blendungskritischen Photovoltaik-Projekten insbesondere nahe Flughäfen Anwendung findet. Es basiert auf dem Solar Glare Hazard Analysis Tool, welches von den renommierten Sandia National Laboratories (USA) entwickelt wurde [11].

Die Berechnung von eintreffenden Sonnenlichtreflexionen wird punktweise durchgeführt. Die Position und die äußeren Begrenzungen der PVA sowie die Höhe und die Ausrichtung der PV-Module werden definiert.

Zur Einbeziehung von diffusen Reflexionen wird der zutreffende Glasoberflächentyp definiert. Die anhand von detaillierten Reflexionsmessungen ermittelten typischen durchschnittlichen Werte erlauben eine gute Näherung. Eine genaue Berechnung der diffusen Reflexionen ist aufgrund der komplexen geometrischen, Material- und Oberflächen- sowie anlagenseitigen Einflussfaktoren nicht möglich.

Für die Höhe der PV-Module wird eine einheitliche Geländehöhe angesetzt mit einem den Unterlagen entsprechenden Offset von maximal 2,6 m (Oberkante der Module).

Auf der Immissionsseite werden für das zu untersuchende Objekt ebenfalls die relevanten Positionen und die Objektart definiert. Für Verkehrswege werden die kritischen Differenzwinkel entsprechend Abschnitt 2.3.1 definiert.

Die Simulationsergebnisse stellen die ermittelten spezifischen Reflexionen zeitlich und örtlich dar. Das Simulationstool unterscheidet 3 Klassen von Reflexionsintensitäten: „Green Glare“ bezeichnet Reflexionen von geringer Intensität und/oder Ausdehnung, für die nur eine geringe Wahrscheinlichkeit einer Blendung bei durchschnittlich empfindlichen Personen zu erwarten ist, wogegen „Yellow Glare“ intensivere und/ oder flächenmäßig größere Blendungen bedeuten, für die ein signifikantes Risiko für physiologische Blendungen z.B. mit temporären Nachbildern gegeben ist. „Red Glare“ signalisiert ein Risiko für dauerhafte Schädigungen des menschlichen Auges [12]. Diese sehr hohe Reflexionsintensität tritt bei ebenen Flächen jedoch nicht auf.

Im „Glare Hazard Plot“ werden diese 3 Klassen von Reflexionsintensitäten als Funktion der Größe des mit dem Auge wahrgenommenen Blendflecks und der Leuchtdichte des Lichts im menschlichen Auge dargestellt [12].

Für den Straßenverkehr sind insbesondere die ermittelten Reflexionszeiten mit „Yellow Glare“ von Bedeutung, da eine Beeinflussung der Sehfähigkeit eines Verkehrsteilnehmers vermieden werden muss. Bei der Betrachtung von nachbarschaftlichen Objekten dagegen sind auch die „Green Glare“ Zeiten relevant, da hier der Belästigungsaspekt aufgrund der Einwirkungsdauer im Vordergrund steht.

Sollten im Simulationsergebnis als kritisch zu betrachtende Reflexionen ermittelt werden, kann mittels einer Variation der angenommenen Ausrichtung und Neigung der PV-Module zusätzlich eine Optimierungssimulation vorgenommen werden.

### 5.3.3 Simulationsergebnisse

#### *5.3.3.1 Kritische Reflexionen auf die BAB A1*

Für die Analyse der Reflexionen wurde der unter Abschnitt 5.3.1 ermittelte Abschnitt als Immissionsobjekt definiert. Die Fahrspuren nach Norden und Süden wurden wegen der geringen Entfernung der Fahrspuren zur PVA getrennt betrachtet. Zusätzlich wurden die Auffahrt von der A61 auf die A1 und auch die unter Abschnitt 5.2 ermittelte theoretische Einflussmöglichkeit auf einen kurzen Abschnitt der A61 im Nord-Osten der PVA untersucht.

## FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Sunpark Weilerswist-Neuheim**
1. Die Gesamtleistung der Anlage wird 7.306,20 kWp betragen 2. Es wird eine Freiflächenphotovoltaikanlage auf einer Fläche von ca. 63.000 m² sein 3. Adresse Ellauer Weg 1, 53919 Weilerswist-Neuheim, die Koordinaten (Quelle: googlemaps) lauten 50.760806745621 87, 6.820270624335685 4. Es werden 13.284 Module verbaut 5. Der Hersteller wird Astronergy sein 6. Die Ausrichtung ist Süd mit einer Neigung von 20°

Site configuration: **Suedausrichtung V2 20 grad UK PKW**

**Client:** F&S Solar concept GmbH

**Created** 25 May, 2023
**Updated** 25 May, 2023
**Time-step** 1 minute
**Timezone offset** UTC1
**Minimum sun altitude** 0.0 deg
**DNI** peaks at 1,000.0 W/m²
**Category** 5 MW to 10 MW
**Site ID** 91501.16090

**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** V2

### Summary of Results No glare predicted

| PV Array | Tilt | Orient | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | | Energy |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ° | ° | min | hr | min | hr | kWh |
| PV array 1 | 20.0 | 180.0 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 15,390,000.0 |

*Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.*

| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|---|---|---|---|---|
| | min | hr | min | hr |
| Route 1 A1 Nordrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 2 A1 Suedrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 3 A1 Suedrichtung Auffahrt von A61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 4 BAB 61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

Ergebnis

Es wurden im Jahresverlauf keine kritischen Reflexionen für einen in Fahrtrichtung fokussierten Fahrzeuglenker (mit einem Differenzwinkel <30°) auf die A1, die Zufahrt auf die A1 von der A61 und auf den zusätzlich untersuchten Abschnitt der A61 festgestellt.

#### *5.3.3.2 Seitliche Reflexionen auf die BAB A1*

Die BAB A1 ist bei Weilerswist eine stark befahrene Verkehrsader in NRW. Aufgrund der unmittelbaren Nähe der A1 zur geplanten PVA (14 m) ist eine ablenkende Wirkung von seitlich eintreffenden Reflexionen nicht generell auszuschließen. Daher wurden in einem weiteren Schritt die Zeiten für die betreffs einer physiologischen Blendung von untergeordneter Bedeutung einzustufenden seitlich auftreffenden Reflexionen ermittelt.

## FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Sunpark Weilerswist-Neuheim**
1. Die Gesamtleistung der Anlage wird 7.306,20 kWp betragen 2. Es wird eine Freiflächenphotovoltaikanlage auf einer Fläche von ca. 63.000 m² sein 3. Adresse Eilauer Weg 1, 53919 Weilerswist-Neuheim, die Koordinaten (Quelle: googlemaps) lauten 50.76080674562187, 6.8202706243356 85 4. Es werden 13.284 Module verbaut 5. Der Hersteller wird Astronergy sein 6. Die Ausrichtung ist Süd mit einer Neigung von 20°

Site configuration: **Sued Reflektionen auch ausserhalb Sichtfeld**

**Client:** F&S Solar concept GmbH

**Created** 31 May, 2023
**Updated** 31 May, 2023
**Time-step** 1 minute
**Timezone offset** UTC1
**Minimum sun altitude** 0.0 deg
**DNI** peaks at 1,000.0 W/m²
**Category** 5 MW to 10 MW
**Site ID** 91937.16090

**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** V2

### Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

| PV Array | Tilt | Orient | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | | Energy |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ° | ° | min | hr | min | hr | kWh |
| PV array 1 | 20.0 | 180.0 | 1,435 | 23.9 | 10,344 | 172.4 | 15,390,000.0 |

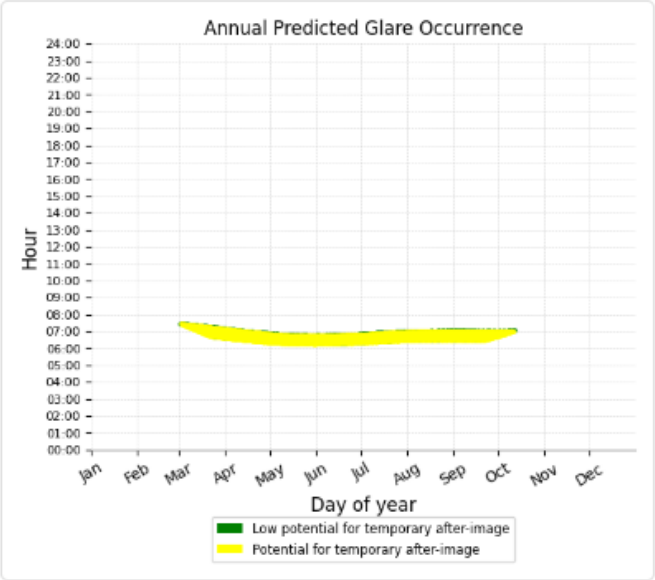
*Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.*

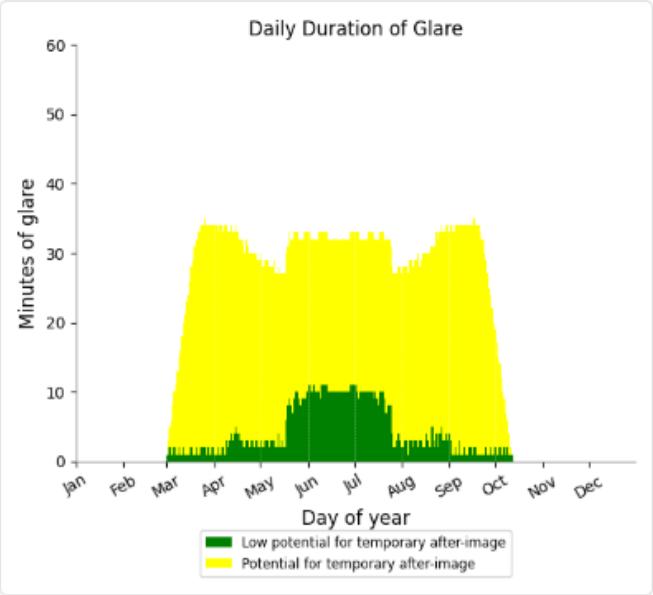
| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|---|---|---|---|---|
| | min | hr | min | hr |
| Route 1 A1 beide Richtungen PKW | 997 | 16.6 | 5,558 | 92.6 |
| Route 3 A1 Suedrichtung Auffahrt von A61 | 438 | 7.3 | 4,786 | 79.8 |

## PV array 1: Route 1 A1 beide Richtungen PKW

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 997 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,558 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.




Ergebnis

Für den Zeitraum März bis Mitte Oktober sind am frühen Morgen zwischen ca. 06:00 und 07:30 Uhr (Normalzeit) für ca. 30 Minuten täglich seitlich auftreffende Reflexionen auf die A1 möglich. Im Jahr summieren sich diese Reflexionszeiten auf ca. 172 h.

Bewertung

Die ermittelten seitlich eintreffenden Reflexionen treten im Sommerhalbjahr nur am frühen Morgen kurz nach Sonnenaufgang bei sehr niedrigem Sonnenstand bis ca. 10° und Blickwinkeln zwischen ca. 70° und 100° auf. Bei einem hierbei anzunehmenden streifenden Lichteinfall der Sonne auf das Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul [3], was in den ermittelten Zeiträumen nicht der Fall ist.

Die Intensität des seitlichen, direkten Sonnenlichteinfalls ist deutlich höher als die Intensität der Reflexionen der PV-Module aus annähernd gleicher Richtung (vgl. Abbildung 11). Die Sonnenblendung dominiert, sodass die Reflexionen durch die PV-Module in dieser Konstellation keinen signifikanten zusätzlichen Blendeffekt bewirken.

Eine Beeinträchtigung des Verkehrsflusses aufgrund der PVA ist somit nicht festzustellen.

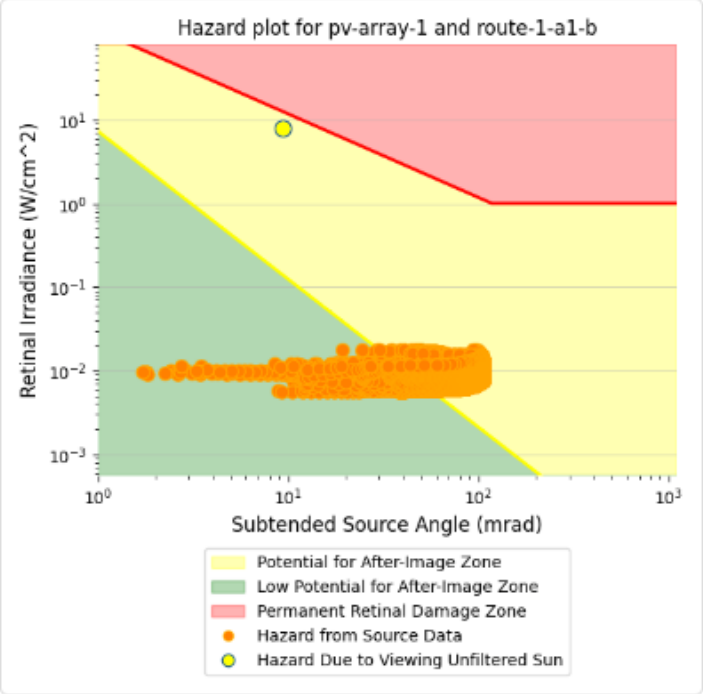



*Abbildung 11: Blendungspotential der Sonne und berechnetes Blendungspotential der seitlich auftreffenden Reflexionen der PVA.*

# 6 Allgemeine Hinweise

Bei allen Zeitangaben handelt es sich um die Normalzeit (Winterzeit, UTC+1). Die im Ergebnis genannten Anfangs- und Endzeiten beinhalten Unsicherheiten aufgrund der Ungenauigkeiten z.B. in der geometrischen Zuordnung, der realen Modulausrichtung, der Reflexionseigenschaften der Glasoberfläche und Näherungsannahmen bei der Simulation. Autofahrer bewegen sich nicht exakt auf der angenommenen Fahrspur und deren Kopfhöhe variiert abhängig vom Fahrzeugtyp und Sitzhaltung / Körpergröße.

Für die Berechnung wurde eine durchschnittliche Sichthöhe eines PkW-Fahrers von 1,3 m angenommen. Zusätzlich wurde eine angenommene Sichthöhe eines LKW-Fahrers von 2 m überprüft.

Die Sichtrichtung wurde der Fahrtrichtung des Straßenabschnitts entsprechend gleichgesetzt; sie kann jedoch beim Spurwechsel auch kurzzeitig abweichen.

Bei Blendungsanalysen werden ggf. vorhandene physikalische Hindernisse zwischen Reflektoren und Rezeptoren nicht berücksichtigt. Dazu gehören Grün- und Baumbestand oder Bauten, die als Barriere von einfallenden oder reflektierten Lichtstrahlen abschirmend wirken können.

Die detaillierte Systemgeometrie (Tischreihen) wird nicht simuliert, Oberkante und Unterkante der Modultische werden geprüft. Die Bestimmung der Blendungsgefahr (Hazard Plot) basiert auf durchschnittlichen Angaben wie z.B. Augeneigenschaften des Betrachters, des Blickwinkels und der typischen Blinzelreaktionszeit.

Die tatsächlichen Werte und infolge dessen die berechneten Ergebnisse können daher variieren.

# 7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Für die geplante Photovoltaik Freiflächenanlage (PVA) in 53919 Weilerswist, NRW, Deutschland sollten die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendungswirkungen auf die westlich vorbeiführende BAB A1 untersucht und bewertet werden.

Für das vom Auftraggeber angegebene Anlagendesign für die PVA Sunpark Weilerswist – Neuheim mit einer Südausrichtung der Module und einer Neigung von 20° wurden die zu erwartenden Sonnenlicht-Reflexionen ermittelt und bewertet.

Es wurden im Jahresverlauf für beide Fahrtrichtungen keine kritischen Reflexionen von vorn für einen in Fahrtrichtung fokussierten Fahrzeuglenker (mit einem Differenzwinkel <30°) auf der A1, einschließlich der Zufahrt auf die A1 von der A61 festgestellt.

Ein ca. 400 m langer Abschnitt unmittelbar neben der PVA kann von März bis Mitte Oktober am frühen Morgen zw. ca. 06:00 und 07:30 Uhr seitlich von Reflexionen der PVA getroffen werden, wobei hierbei sich die tiefstehende Sonne in annähernd gleicher Richtung befindet (Differenzwinkel <10°) und einen deutlich dominierenden Blendeffekt hat. Es ist kein zusätzliches Blendrisiko durch die PVA festzustellen.

**Zusammenfassend wird anhand der zur Verfügung gestellten Unterlagen, der Satellitenfotos (2020 Google Earth ) und der durchgeführten Reflexions-Berechnungen eingeschätzt, dass der Bau der PV-Freiflächenanlage in 53919 Weilerswist der F&S Solar concept GmbH mit dem angegebenen Design eine Beeinträchtigung der Leichtigkeit und Sicherheit des Straßenverkehrs auf der unmittelbar vorbeiführenden BAB A1 mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann.**

**-** Ende des Berichts -

Nachtrag:

Die vorstehenden Berechnungen und Analysen wurden mit der gebotenen Sorgfalt nach bestem Wissen und Erfahrungen auf der Grundlage von zur Verfügung gestellten Unterlagen und Fotos sowie Satellitenbildern und Internetrecherchen vorgenommen. Eine Vor-Ort-Begehung hat nicht stattgefunden.

Ungenauigkeiten der geometrischen Parameter, Abweichungen der realen baulichen Installation von der Planung, spezifische diffuse Reflexionen an den eingesetzten PV-Modulen und Veränderungen der abschirmenden Wirkung der Vegetation können das Ergebnis beeinflussen. Ungenauigkeiten und Abweichungen sind daher nicht auszuschließen.

# Anhang 1: Literaturverzeichnis

[1] Baugesetzbuch BAuGB, §35 Bauen im Außenbereich, [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/__35.html.

[2] Fachverband für Strahlenschutz, „Leitfaden Nichtionisierende Strahlung- Lichteinwirkung auf die Nachbarschaft," 10.06.2014.

[3] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (BAI), „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, Anhang 2 – Stand 3.11.2015 Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und MInderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächenphotovoltaikanblagen," 2012.

[4] W. Hermann, *Reflexions- und Transmissionseigenschaften von Solargläsern,* Köln: TÜV Rheinland, 10. WS für Modultechnik, 2013.

[5] Grüsser, O.-J. & Grüsser-Cornehls, U. (1985). Physiologie des Sehens. In R. F. Schmidt (Hrsg.), „Grundriß der Sinnesphysiologie (S. 174-241). New York: Springer".

[6] Dr. J. Schumacher, Controlling 21, Ergonomie - Gesichtssinn, [Online]. Available: http://www.multimedia-beratung.de/ergonomie/theorie/grundlagen/gesichtssinn.htm#t. [Zugriff am 14.09.2021].

[7] EASA, Certification Specifications and Guidance Material for Aerodrome Design (CS-ADR-DSN — Issue 5 | Runway safety.

[8] „Federal Aviation Administration Policy: Review of Solar Energy System Projects on Federally-Obligated Airports," 11 5 2021. [Online]. Available: https://www.federalregister.gov/documents/2021/05/11/2021-09862/federal-aviation-administration-policy-review-of-solar-energy-system-projects-on-federally-obligated. [Zugriff am 4 10 2022].

[9] European Aviation Safety Agency, Certification Specifications and Guidance Material for Aerodromes Design (CS-ADR-DSN) Decision 2017/021/R.

[10] G. A. -. F. h. SIMS industries.

[11] SANDIA, Solar Glare and Flux Analysis Tools,, [Online]. Available: https://www.sandia.gov/glare-tools/.

[12] Ho, C. K., "Observations and Assessments of Glare from Heliostats and Trough Collectors: Helicopter Flyover and Drive-By Sightings", in proceedings of SolarPACES 2011, Granada, Spain, Sept. 20-23. (Download).

[13] Länderausschuss für Immissionsschutz, Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), 2012.

[14] Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz, „Leitlinie zur Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen (Licht-Leitlinie) vom 16.04.2014," 2014, veröffentlicht im Amtsblatt für Brandenburg. [Online]. Available: http://bravors.brandenburg.de/br2/sixcms/media.php/76/Amtsblatt%2021_14.pdf.

[15] Technisches Büro für Umweltschutz, Dipl.-HTL-Ing. Andreas Doppler, „Die sonnenbedingte Blendung – Grundsätzliches," 2020. [Online]. Available: https://www.sachverstand.org/blog11/die-sonnenbedingte-blendung-grundsaetzliches/.

[16] H. GmbH, „Lampe.de, Leuchtdichte: Der Helligkeitseindruck einer Leuchte," [Online]. Available: https://www.lampe.de/magazin/was-ist-die-leuchtdichte/.

[17] DIN EN 12665, Licht und Beleuchtung - Grundlegende Begriffe und Kriterien für die Festlegung und Anforderungen an die Beleuchtung, 2018.

[18] IFA, Institut für Arbeitsschutz der deutschen gesetzlichen Unfallversicherung, „Blendung-theoretischer Hintergrund," http://healthylight.de/wp-content/uploads/2018/01/blendung_theorie.pdf, 13.09.2021, 2010.

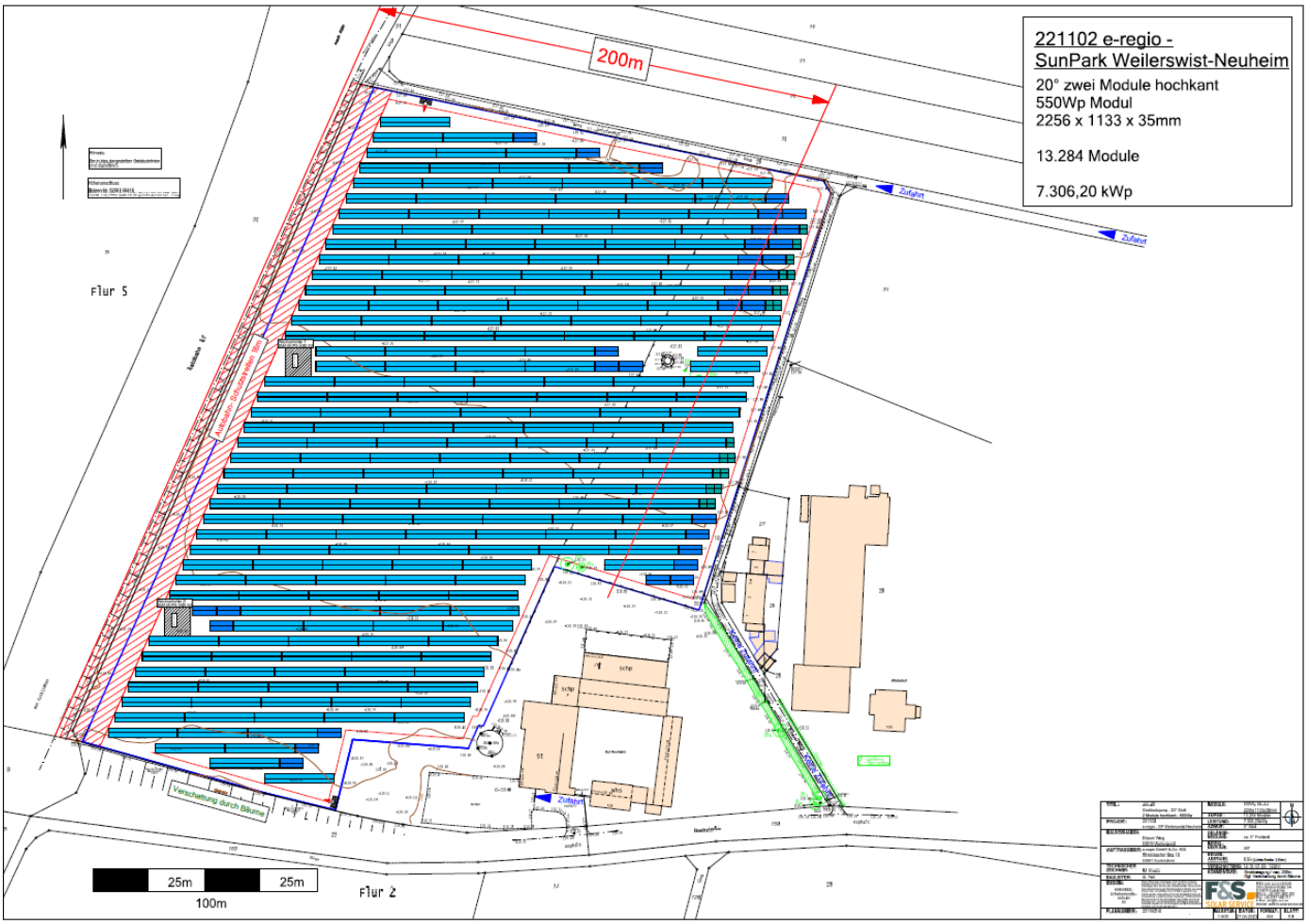
[19] Reidenbach, H.-D., Dollinger, K., Ott, G., Janßen, M., Brose, M., Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin, 2008, „Blendung durch optische Strahlungsquellen,".

[20] Hinweise der Länderarbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz zu Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen, LAI-2012.

[21] Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung (LuftVZO), § 49 Begriffsbestimmung und Einteilung.

[22] https://novavision.de/raeumlich-sehen, „NovaVision," Wie funktioniert das räumliche Sehen?, [Online]. Available: https://novavision.de/raeumlich-sehen/.

# Anhang 2: Belegungsplan



# Anhang 3: Berechnungsergebnisse für kritischen Winkelbereich der A1

## FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Sunpark Weilerswist-Neuheim**

1. Die Gesamtleistung der Anlage wird 7.306,20 kWp betragen 2. Es wird eine Freiflächenphotovoltaikanlage auf einer Fläche von ca. 63.000 m² sein 3. Adresse Ellauer Weg 1, 53919 Weilerswist-Neuheim, die Koordinaten (Quelle: googlemaps) lauten 50.76080674562187, 6.820270624335685 4. Es werden 13.284 Module verbaut 5. Der Hersteller wird Astronergy sein 6. Die Ausrichtung ist Süd mit einer Neigung von 20°

Site configuration: **Suedausrichtung V2 20 grad UK PKW**

**Client:** F&S Solar concept GmbH

**Created** 25 May, 2023
**Updated** 25 May, 2023
**Time-step** 1 minute
**Timezone offset** UTC1
**Minimum sun altitude** 0.0 deg
**DNI** peaks at 1,000.0 W/m²
**Category** 5 MW to 10 MW
**Site ID** 91501.16090

**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** V2

## Summary of Results No glare predicted

| PV Array | Tilt | Orient | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | | Energy |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ° | ° | min | hr | min | hr | kWh |
| PV array 1 | 20.0 | 180.0 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 15,390,000.0 |

*Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.*

| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|---|---|---|---|---|
| | min | hr | min | hr |
| Route 1 A1 Nordrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 2 A1 Suedrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 3 A1 Suedrichtung Auffahrt von A61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 4 BAB 61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

# Component Data

## PV Arrays

**Name**: PV array 1
**Axis tracking**: Fixed (no rotation)
**Tilt**: 20.0°
**Orientation**: 180.0°
**Rated power**: 7306.2 kW
**Panel material**: Smooth glass with AR coating
**Reflectivity**: Vary with sun
**Slope error**: correlate with material

| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 50.762417 | 6.819926 | 117.82 | 0.80 | 118.62 |
| 2 | 50.759845 | 6.818241 | 120.02 | 0.80 | 120.82 |
| 3 | 50.759642 | 6.819647 | 119.46 | 0.80 | 120.26 |
| 4 | 50.760035 | 6.819958 | 119.06 | 0.80 | 119.86 |
| 5 | 50.759961 | 6.820602 | 118.99 | 0.80 | 119.79 |
| 6 | 50.760544 | 6.820945 | 118.74 | 0.80 | 119.54 |
| 7 | 50.760436 | 6.821846 | 119.48 | 0.80 | 120.28 |
| 8 | 50.762085 | 6.822608 | 117.27 | 0.80 | 118.07 |

## Route Receptors

**Name**: Route 1 A1 Nordrichtung
**Path type**: One-way (toward increasing index)
**Observer view angle**: 30.0°

| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 50.752324 | 6.811968 | 122.27 | 1.30 | 123.57 |
| 2 | 50.753944 | 6.813397 | 124.89 | 1.30 | 126.19 |
| 3 | 50.753944 | 6.813397 | 124.89 | 1.30 | 126.19 |
| 4 | 50.753944 | 6.813397 | 124.89 | 1.30 | 126.19 |
| 5 | 50.753944 | 6.813397 | 124.89 | 1.30 | 126.19 |
| 6 | 50.755606 | 6.814698 | 124.43 | 1.30 | 125.73 |
| 7 | 50.755606 | 6.814698 | 124.43 | 1.30 | 125.73 |
| 8 | 50.755606 | 6.814698 | 124.43 | 1.30 | 125.73 |
| 9 | 50.755606 | 6.814698 | 124.43 | 1.30 | 125.73 |
| 10 | 50.759009 | 6.817214 | 122.46 | 1.30 | 123.76 |
| 11 | 50.763265 | 6.820057 | 116.88 | 1.30 | 118.18 |
| 12 | 50.767133 | 6.822739 | 117.92 | 1.30 | 119.22 |
| 13 | 50.768585 | 6.823748 | 121.74 | 1.30 | 123.04 |
| 14 | 50.770071 | 6.825035 | 119.28 | 1.30 | 120.58 |

**Name**: Route 2 A1 Suedrichtung
**Path type**: One-way (toward increasing index)
**Observer view angle**: 30.0°

| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 50.770213 | 6.824789 | 121.26 | 1.30 | 122.56 |
| 2 | 50.768442 | 6.823029 | 122.72 | 1.30 | 124.02 |
| 3 | 50.768442 | 6.823029 | 122.72 | 1.30 | 124.02 |
| 4 | 50.768442 | 6.823029 | 122.72 | 1.30 | 124.02 |
| 5 | 50.768442 | 6.823029 | 122.72 | 1.30 | 124.02 |
| 6 | 50.767397 | 6.821785 | 117.37 | 1.30 | 118.67 |
| 7 | 50.766501 | 6.820862 | 120.85 | 1.30 | 122.15 |
| 8 | 50.765395 | 6.820143 | 120.26 | 1.30 | 121.56 |
| 9 | 50.762464 | 6.819135 | 117.60 | 1.30 | 118.90 |
| 10 | 50.760150 | 6.817665 | 120.59 | 1.30 | 121.89 |
| 11 | 50.758100 | 6.816254 | 122.75 | 1.30 | 124.05 |
| 12 | 50.758100 | 6.816254 | 122.75 | 1.30 | 124.05 |
| 13 | 50.758100 | 6.816254 | 122.75 | 1.30 | 124.05 |
| 14 | 50.758100 | 6.816254 | 122.75 | 1.30 | 124.05 |
| 15 | 50.756233 | 6.814897 | 124.65 | 1.30 | 125.95 |
| 16 | 50.754313 | 6.813341 | 124.90 | 1.30 | 126.20 |
| 17 | 50.754313 | 6.813341 | 124.90 | 1.30 | 126.20 |
| 18 | 50.754313 | 6.813341 | 124.90 | 1.30 | 126.20 |
| 19 | 50.754313 | 6.813341 | 124.90 | 1.30 | 126.20 |
| 20 | 50.752378 | 6.811753 | 122.20 | 1.30 | 123.50 |

**Name**: Route 3 A1 Suedrichtung Auffahrt von A61
**Path type**: One-way (toward increasing index)
**Observer view angle**: 30.0°

| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 50.772615 | 6.819757 | 114.76 | 1.30 | 116.06 |
| 2 | 50.771027 | 6.821334 | 115.75 | 1.30 | 117.05 |
| 3 | 50.769806 | 6.821903 | 113.89 | 1.30 | 115.19 |
| 4 | 50.768327 | 6.821967 | 114.96 | 1.30 | 116.26 |
| 5 | 50.765477 | 6.821119 | 113.99 | 1.30 | 115.29 |
| 6 | 50.762830 | 6.819564 | 117.55 | 1.30 | 118.85 |
| 7 | 50.760143 | 6.817783 | 120.82 | 1.30 | 122.12 |
| 8 | 50.758161 | 6.816399 | 123.10 | 1.30 | 124.40 |
| 9 | 50.758161 | 6.816399 | 123.10 | 1.30 | 124.40 |
| 10 | 50.758161 | 6.816399 | 123.10 | 1.30 | 124.40 |
| 11 | 50.758161 | 6.816399 | 123.10 | 1.30 | 124.40 |
| 12 | 50.756200 | 6.814983 | 124.85 | 1.30 | 126.15 |
| 13 | 50.754255 | 6.813400 | 124.86 | 1.30 | 126.16 |
| 14 | 50.754255 | 6.813400 | 124.86 | 1.30 | 126.16 |
| 15 | 50.754255 | 6.813400 | 124.86 | 1.30 | 126.16 |
| 16 | 50.754255 | 6.813400 | 124.86 | 1.30 | 126.16 |
| 17 | 50.753296 | 6.812652 | 125.98 | 1.30 | 127.28 |
| 18 | 50.753296 | 6.812652 | 125.98 | 1.30 | 127.28 |
| 19 | 50.753296 | 6.812652 | 125.98 | 1.30 | 127.28 |
| 20 | 50.753296 | 6.812652 | 125.98 | 1.30 | 127.28 |
| 21 | 50.752365 | 6.811796 | 122.24 | 1.30 | 123.54 |

**Name**: Route 4 BAB 61
**Path type**: Two-way
**Observer view angle**: 30.0°

| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 50.763136 | 6.846108 | 117.95 | 1.30 | 119.25 |
| 2 | 50.764765 | 6.842031 | 116.27 | 1.30 | 117.57 |
| 3 | 50.765905 | 6.837632 | 111.79 | 1.30 | 113.09 |
| 4 | 50.767072 | 6.833191 | 112.74 | 1.30 | 114.04 |
| 5 | 50.768239 | 6.829500 | 113.26 | 1.30 | 114.56 |
| 6 | 50.769854 | 6.825530 | 114.76 | 1.30 | 116.06 |
| 7 | 50.771631 | 6.821797 | 114.87 | 1.30 | 116.17 |
| 8 | 50.772907 | 6.819887 | 114.78 | 1.30 | 116.08 |

# Glare Analysis Results

## Summary of Results No glare predicted

| PV Array | Tilt | Orient | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | | Energy |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ° | ° | min | hr | min | hr | kWh |
| PV array 1 | 20.0 | 180.0 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 15,390,000.0 |

*Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.*

| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|---|---|---|---|---|
| | min | hr | min | hr |
| Route 1 A1 Nordrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 2 A1 Suedrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 3 A1 Suedrichtung Auffahrt von A61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 4 BAB 61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

## PV: PV array 1 no glare found

*Receptor results ordered by category of glare*

| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|---|---|---|---|---|
| | min | hr | min | hr |
| Route 1 A1 Nordrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 2 A1 Suedrichtung | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 3 A1 Suedrichtung Auffahrt von A61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |
| Route 4 BAB 61 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

### PV array 1 and Route: Route 1 A1 Nordrichtung

No glare found

### PV array 1 and Route: Route 2 A1 Suedrichtung

No glare found

### PV array 1 and Route: Route 3 A1 Suedrichtung Auffahrt von A61

No glare found

### PV array 1 and Route: Route 4 BAB 61

No glare found

## Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.
"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.
Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.
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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.
Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.
The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.
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.)
The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.
The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.
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.
Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
Refer to the Help page at **www.forgesolar.com/help/** for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.