

# Blendgutachten

## Agrovoltaikanlage bei Lautertal



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas

**Flächen** Flurnummer 200, Gemarkung Oberlauter

**Immissionsorte** A73, CO17, Lautertal

**Vorhabenträger** **Monja Bühling GbR**  
Mühlleitenweg 1b  
96486 Lautertal

**Fachplaner** **Solwerk GmbH**  
Färbergasse 5  
96052 Bamberg



Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare  
Energien seit 2009

  
Philipp Saffer  
M. Sc. Geoökologie

  
Sascha Sebald  
Geschäftsführer

07.09.2021

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Fragestellung</b> .....	<b>3</b>
1.1. Anlass.....	3
1.2. Fazit.....	3
<b>2. Grundlagen</b> .....	<b>4</b>
2.1. Situation vor Ort.....	4
2.2. Reflexionsgesetz.....	4
2.3. Bewertungsbasis.....	5
2.4. Haftungshinweise.....	6
2.5. Herangehensweise.....	6
<b>3. Untersuchung</b> .....	<b>8</b>
3.1. Gefährdungsbereich.....	8
3.2. Grad der Beeinträchtigung.....	12
3.2.1. Blendung für Lautertal (OP 1-7) und die linke Spur der südlichen Landstraße.....	15
3.2.2. CO17 westliche Richtung.....	18
<b>4. Ergebnisauswertung</b> .....	<b>21</b>
<b>5. Anlagen</b> .....	<b>21</b>

# 1. Fragestellung

## 1.1. Anlass

Östlich der Bundesautobahn A73, nördlich der Straße CO17, sowie westlich der Gemeinde Lautertal soll eine Agrolvoltaikanlage auf einer derzeit landwirtschaftlich genutzten Fläche errichtet werden.

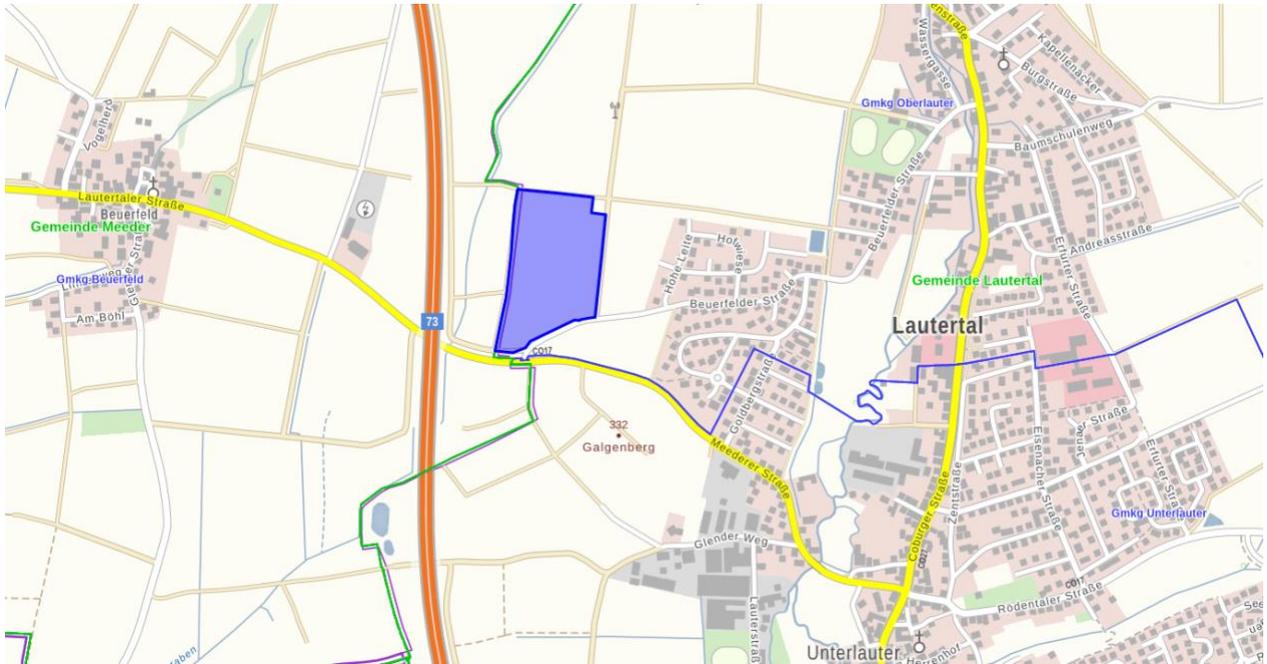


Abbildung 2 - Lage der Agrolvoltaikanlage - Quelle: Bayernatlas

Normalerweise würde das Thema Blendung im Zuge des Vorentwurfes des Umweltberichtes im für das zugehörige Bauleitverfahren behandelt, und anschließend bei entsprechenden Einwänden der Behörde um ein Blendgutachten ergänzt. Da hier allerdings eine Nähe zum Ort und zu Autobahn vorliegt, wurde schon jetzt ein Blendgutachten angefertigt, um zu prüfen, ob die Fläche grundsätzlich eine problematische Blendung aufweist. Die zu untersuchenden Gebiete beinhalten

- die angrenzende Autobahn A73
- die Ortschaft Lautertal
- die Straße CO17

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

## 1.2. Fazit

Eine wesentliche und/oder zusätzliche Beeinträchtigung im Sinne der LAI-Richtlinie ist für alle drei Immissionsorte nicht vorhanden.

## 2. Grundlagen

### 2.1. Situation vor Ort

Im Plangebiet sollen entsprechend den aktuellen technischen und baulichen Standards für Freiflächenphotovoltaikanlagen Modulreihen montiert werden.

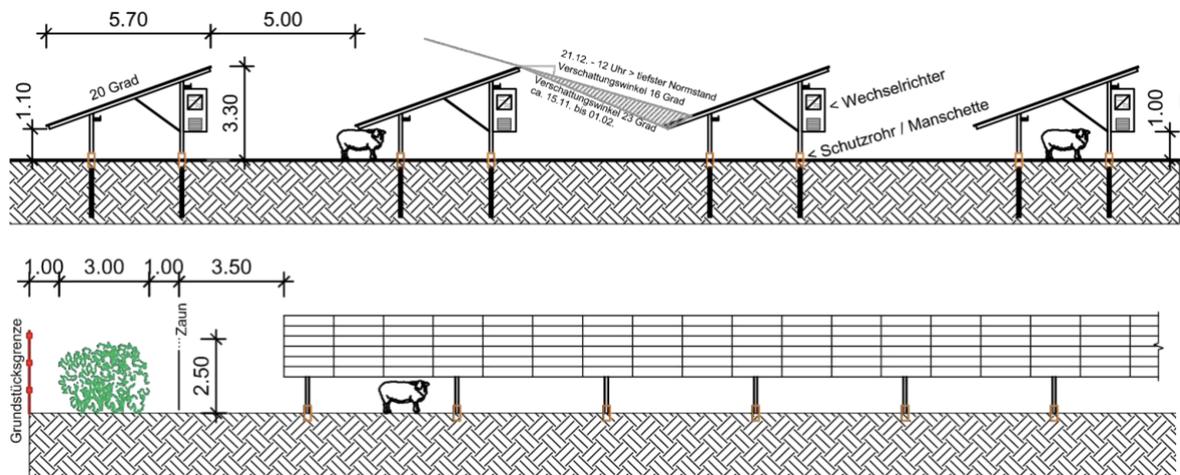


Abbildung 3 - Systemschema der Baukonstruktion

Die Photovoltaikmodule der Anlage sollen auf einer Unterkonstruktion aufgeständert aufgestellt werden. Die Ausrichtung der Elemente erfolgt abhängig von der Geländeneigung gegen Süden ausgerichtet mit einer Tischneigung von 20°, einer Bauhöhe von etwa 3,30 m und einem Reihenabstand von durchschnittlich 5,00 m.

Umlaufend um die Anlage wird eine 3-reihige Hecke vor dem Zaun errichtet, bei welcher zu Ungunsten der Anlage von einer Endhöhe von etwa 2,00 m und einer Tiefe von ca. 3,00 m ausgegangen wird. In der Realität wird diese eher eine Höhe zwischen 3,00 m bis 4,00 m erreichen.

Durch die innere Umfahrung von etwa 4,50 m beträgt damit der theoretische minimale Abstand von Grundstücksgrenze bis zur ersten Modulreihe 8,50 m.

### 2.2. Reflexionsgesetz

Jede glatte und nicht durchsichtige Oberfläche kann grundsätzlich reflektieren – somit theoretisch auch Teile eines Solarmoduls. Nach dem Reflexionsgesetz ist dabei der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen – oder anders ausgedrückt : Ausfallswinkel = Einfallswinkel.



Abbildung 4 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei Reflexion von Lichtstrahlen, auch wenn die reflektierende Oberfläche nicht eben ist oder diffuses Licht einfällt. In diesen Fällen ist jeder einzelne Teillichtstrahl individuell zu betrachten.

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 kurzzeitiges Aufblitzen wahrgenommen werden.

Da diese Streuung und Abschwächung mit zweckmäßigem Aufwand nicht greifbar gemacht werden kann, wird bei Betrachtung eines Reflektionsverhalten von Modulen modellhaft 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 Sonnenstandshöhe 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, 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

- Grundvoraussetzung für eine Blendung
- diese weniger als 100m vom Immissionsort entfernt liegt
  - Stärke einer möglichen Blendung
- Immissionsorte im Besonderen westlich und östlich der Anlage liegen
  - Zu nördlichen und direkt südlich gelegenen Orten nur in Sonderfällen Reflektionen durch Modulneigung und Ausrichtung möglich
- Die Summe der maximal möglichen astronomischen Blenddauer unter Berücksichtigung umliegender Anlagen über 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden (1.800 Minuten) pro Jahr beträgt
  - Eindeutige Beeinträchtigung
- Es sich um eine zusätzliche Blendung handelt
  - Bei streifendem Einfall der Sonne auf ein 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.

#### 2.4. 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.

#### 2.5. Herangehensweise

Die Überlegungen und Herangehensweisen dieser Stellungnahme gründen auf den Angaben des Auftraggebers, sowie den vom Ihm zur Verfügung gestellten Plänen.

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.

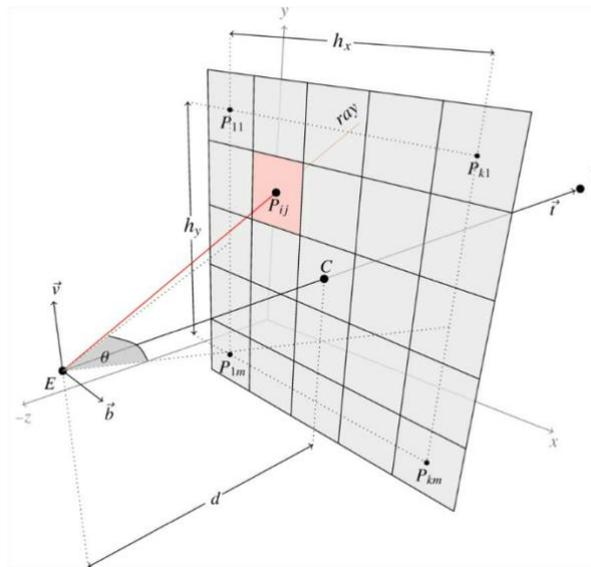


Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle : Wikipedia

Ist beides zutreffend, eine Reflektion also möglich und potential ausreichend stark, wird rechnerisch mittels Backward Ray Tracing anhand der geometrischen Lage und Geländetopographie 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. 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 nicht mehr als relevant zu betrachten. Allerdings können Anlagen ab einer bestimmten Größe von dieser Regelung ausgenommen werden, so dass sich hier drei potentielle Immissionsquellen ergeben

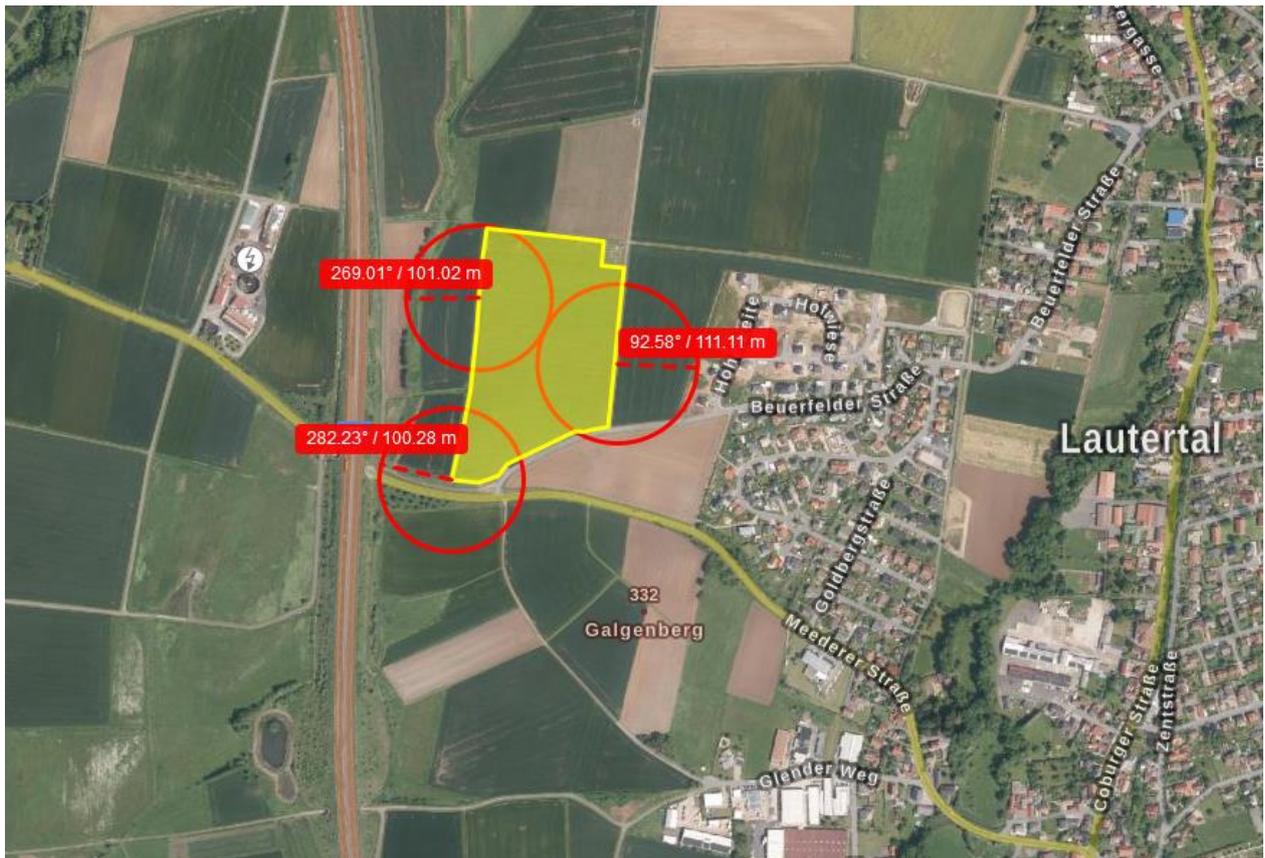


Abbildung 6: Abstand zu Immissionsorten (Quelle: Bayernatlas)

Wie zu erkennen ist, die Straße CO17 im 100m Radius. Auch die Ortschaft Lautertal ist nur unbedeutend weiter als 100m entfernt. Am weitesten entfernt liegt die Autobahn.



Abbildung 7 - Blick Lautertal

Nach Osten in Richtung Lautertal ist eine Sichtbeziehung vorhanden, die auch nicht durch Vegetation gestört wird. Allerdings kann man erkennen, dass das Gelände nach Lautertal hin abfällt.

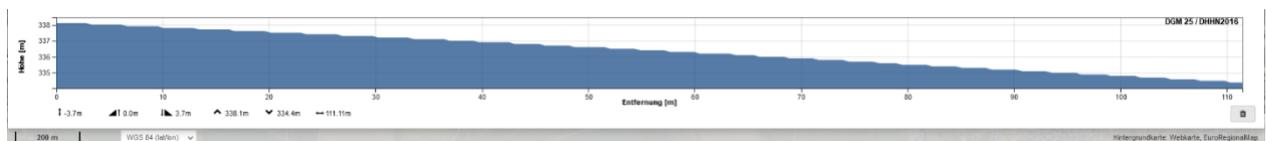


Abbildung 8 - Geländeschnitt von Anlage (links) nach Lautertal (rechts)



Abbildung 9 - Blick Richtung A73

Auch zur A73 herrscht eine direkte Sichtbeziehung ohne Vegetation. Allerdings ist auch hier ein Abfall der Geländetopografie festzustellen.

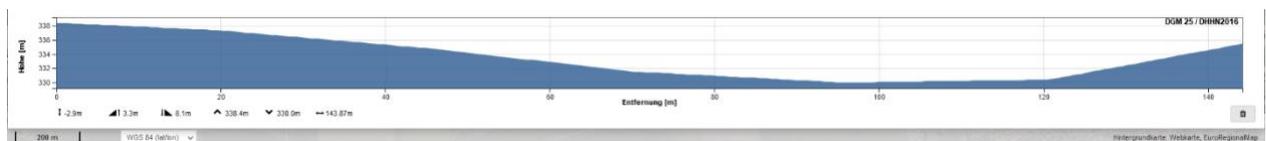


Abbildung 10 - Geländeschnitt von Anlage (links) zur A73 (rechts)



Abbildung 11 - Blick Richtung CO17

In Richtung Süden zur CO17 hin ist ebenfalls keine Vegetation vorhanden, die eine Sichtbeziehung einschränken würde. Allerdings herrscht auch hier ein Gefälle vor.

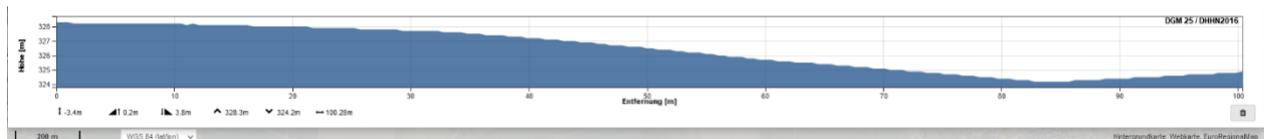


Abbildung 12 - Geländeschnitt von Anlage (links) zur CO17 (rechts)

Die Topografie ist zusammen mit dem Blendbereich ein weiteres Kriterium, um eine Blendung festzustellen. Da der Park höher liegt als die umliegenden Immissionsquellen, wird von einer minimierenden Auswirkung auf die Blendung ausgegangen. Da aber in jedem Fall eine direkte Sichtbeziehung vorhanden ist, muss im nächsten Schritt geprüft werden, ob tatsächlich eine unzulässige Blendung gemäß der Richtlinie vorliegt.

### 3.2. Grad der Beeinträchtigung

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage des Parks festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird im Allgemeinen ein Breitengrad von  $50^{\circ}30'$  und ein Längengrad von  $10^{\circ}96'$  für den Park angenommen.

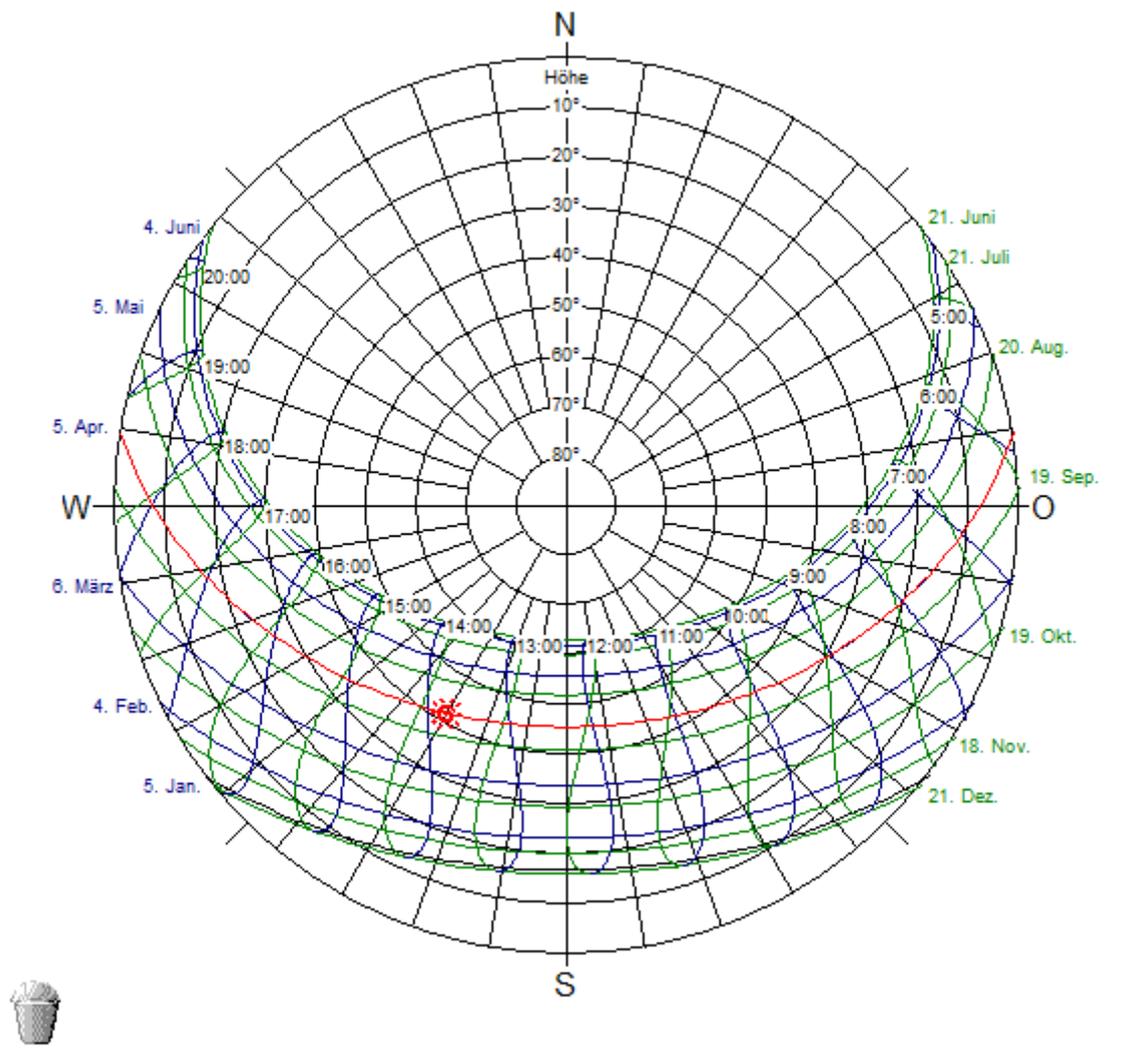


Abbildung 13- Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle:SunOrb

Das Sonnenstanddiagramm für den Standort des Solarparks ( $50^{\circ}30' N$ ,  $10^{\circ}96' O$ ) zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist (Abbildung 13). Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Geht man von einem Modul aus, das südlich ausgerichtet ist so wird bei einer Reflexion der Sonnenstrahl in den meisten Fällen nach oben abgeleitet. Nur wenn die Sonne in einem äußerst flachen Winkel das Modul seitlich anstrahlt, kann eine Blendung auftreten. Dies ergibt sich vor allem am Morgen und am Abend, wenn die Sonne tief im Osten bzw. Westen steht. Ein nördlicher Strahlungseinfall liegt niemals vor und von Süden kommende Strahlen werden nach oben reflektiert. Dies bedeutet auch dass vor allem die westlich gelegene Autobahn und der östlich gelegene Ort von Interesse sind.

Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren. Dabei wurde eventueller Bewuchs am Rande der Autobahn, der Straße und der Ortschaft, die zu einem zusätzlichen Blendschutz führen kann, außer Acht gelassen, um einen möglichst ungünstigen Fall für den Fahrer zu simulieren.

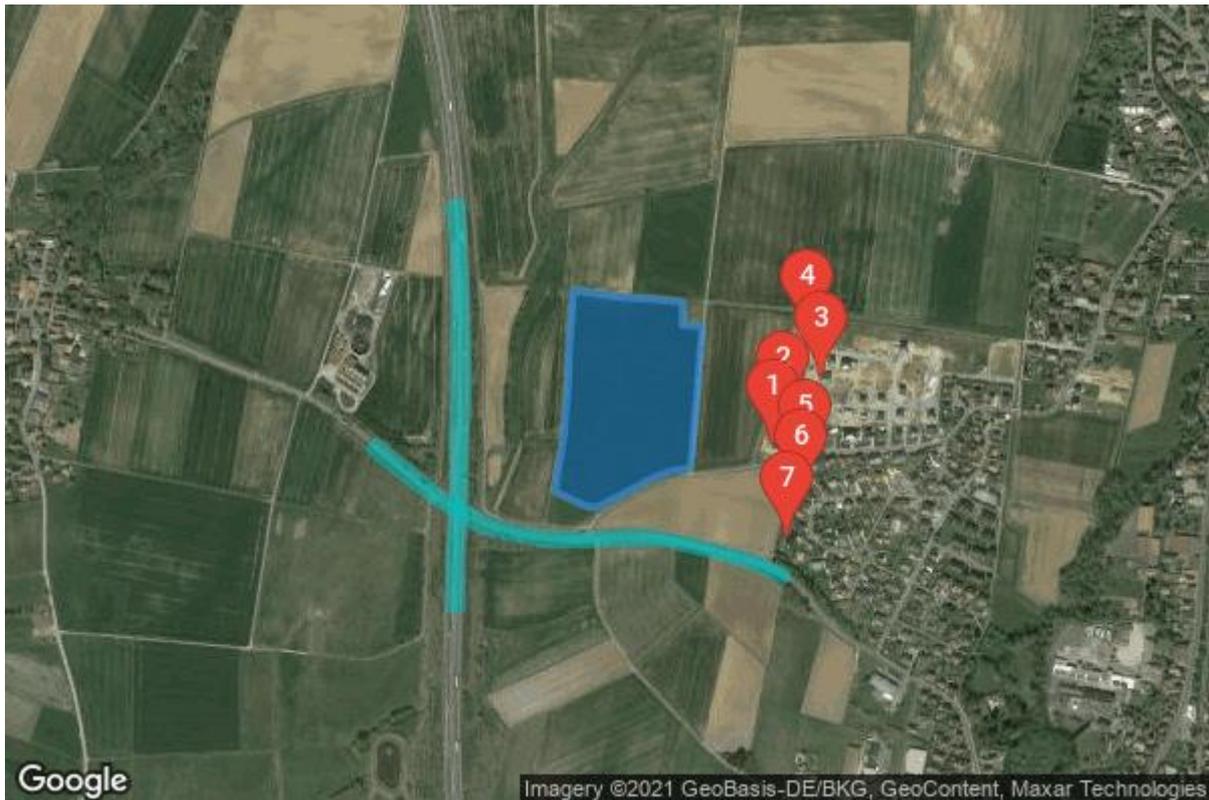


Abbildung 14 - Simulation für Autobahn, Landstraße und Ortschaften - Quelle: ForgeSolar

Abbildung 14 zeigt den Simulationsaufbau. Insgesamt wurden über 30 Eckpunkte gezogen, um nach Möglichkeit die ganze Blendwirkung des Parkes annähernd darzustellen.

Auf Grund der umlaufenden Hecke wurde dabei als unterster Reflektionspunkt 2,0 m und als oberster auf Grund der angestrebten max. zulässigen Bauhöhe des Bebauungsplans 3,5 m über Grund angenommen.

Punkte 1 bis 7 stellen exemplarisch Immissionsorte in den Ortschaften da, welche bis zu einer Höhe von 6m simuliert wurden, um auch höhere Stockwerke abzubilden. Die türkisen Linien stellen die Strecke dar, die ein Fahrzeug zurücklegt. Insgesamt wurden 4 Fahrstrecken simuliert, um beide Fahrrichtungen darzustellen. Bei den Fahrzeugen wurden die Blickhöhen bis zu einer Maximalhöhe von 3m variiert, um auch LKW- oder Busfahrer mit einzubeziehen.

Tabelle 1: Blendungsgefährdung – Quelle: ForgeSolar

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### AGV Buehling potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3364
OP: OP 2	0	3096
OP: OP 3	0	2526
OP: OP 4	0	1253
OP: OP 5	0	3143
OP: OP 6	0	2819
OP: OP 7	0	2961
Route: Autobahn Nord	0	0
Route: Autobahn Sued	0	0
Route: Strasse Ost	0	1830
Route: Strasse West	0	2227

Wie zu erkennen ist, liegt für die Autobahn in beiden Richtungen keine Blendung vor. Dies ist mit Sicherheit der Topografie geschuldet, die Strahlen gehen einfach über die Autobahn hinweg. Für die restlichen Beobachtungspunkte liegt allerdings eine potenzielle Blendung vor.

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von etwa 1800 Minuten im Jahr genannt. Zusätzlich ist für die LAI Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Da alle zu untersuchenden Punkte außer der Autobahn darüber liegen, ist im Weiteren zu untersuchen, ob es sich um eine unzulässige ZUSÄTZLICHE Blendung handelt.

Ein Teil der Betrachtung ist die Aufschlüsselung nach Monaten. Tabelle 2 gibt Aufschluss über die Strahlung abhängig vom Monat

Tabelle 2: Blendung in den jeweiligen Monaten – Quelle: ForgeSolar

### Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
agv-buehling (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
agv-buehling (yellow)	0	0	48	595	1283	1295	1328	933	157	0	0	0

Die längste Blendungsdauer findet im Juli statt, allerdings wird hier die gesamte Blendung aller beobachteten Punkte genommen. Deswegen ist die durchschnittliche Blenddauer von 42 Minuten pro Tag irreführend. Eine genaue Aufschlüsselung befindet sich bei den Daten im Anhang.

Allgemein kann gesagt werden, dass sowohl die Gesamtblendungsdauer, als auch die zulässige Blendungsdauer pro Tag zunächst einmal über dem Grenzwert der Richtlinie liegen. Es ist daher weiter zu untersuchen, ob es sich auch um zusätzliche Einwirkung handelt – die Sonne also zu besagten Zeitpunkten nicht ohnehin (stärker) blenden würde.

### 3.2.1. Blendung für Lautertal (OP 1-7) und die linke Spur der südlichen Landstraße

Um das Gutachten nicht aufzublähen, wird für die aufgeführten Punkte exemplarisch der Fall der von OP1 betrachtet. Der Rest verhält sich analog dazu und alle Daten hierzu befinden sich im Anhang.

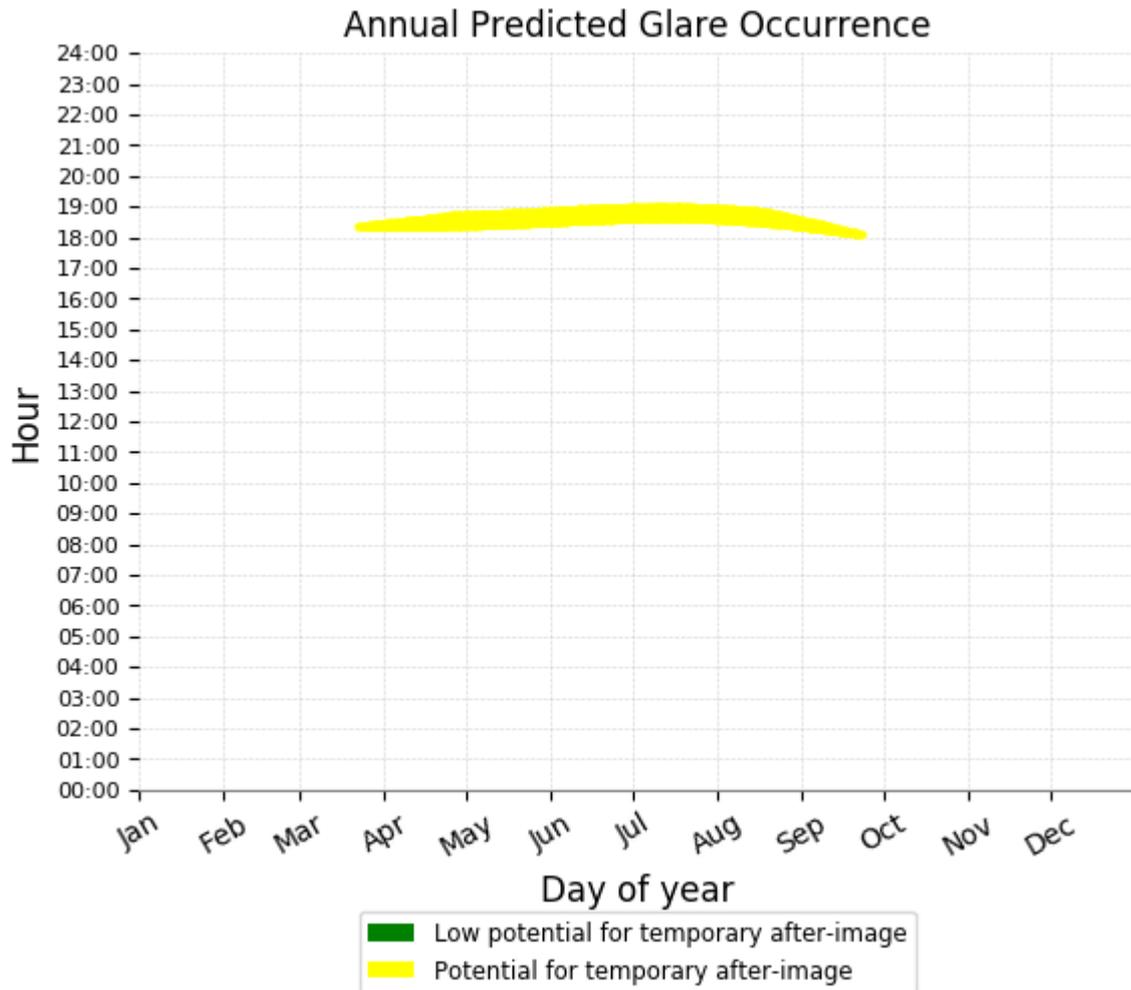


Abbildung 15 - Uhrzeit der Blendung für Immissionsort OP1 – Quelle: ForgeSolar

Mögliche Blendungen treten ausschließlich zwischen 18 und 19 Uhr abends auf, wenn die Sonne ohnehin tief im Westen steht (siehe Abbildung 17 - Sonnenstand).

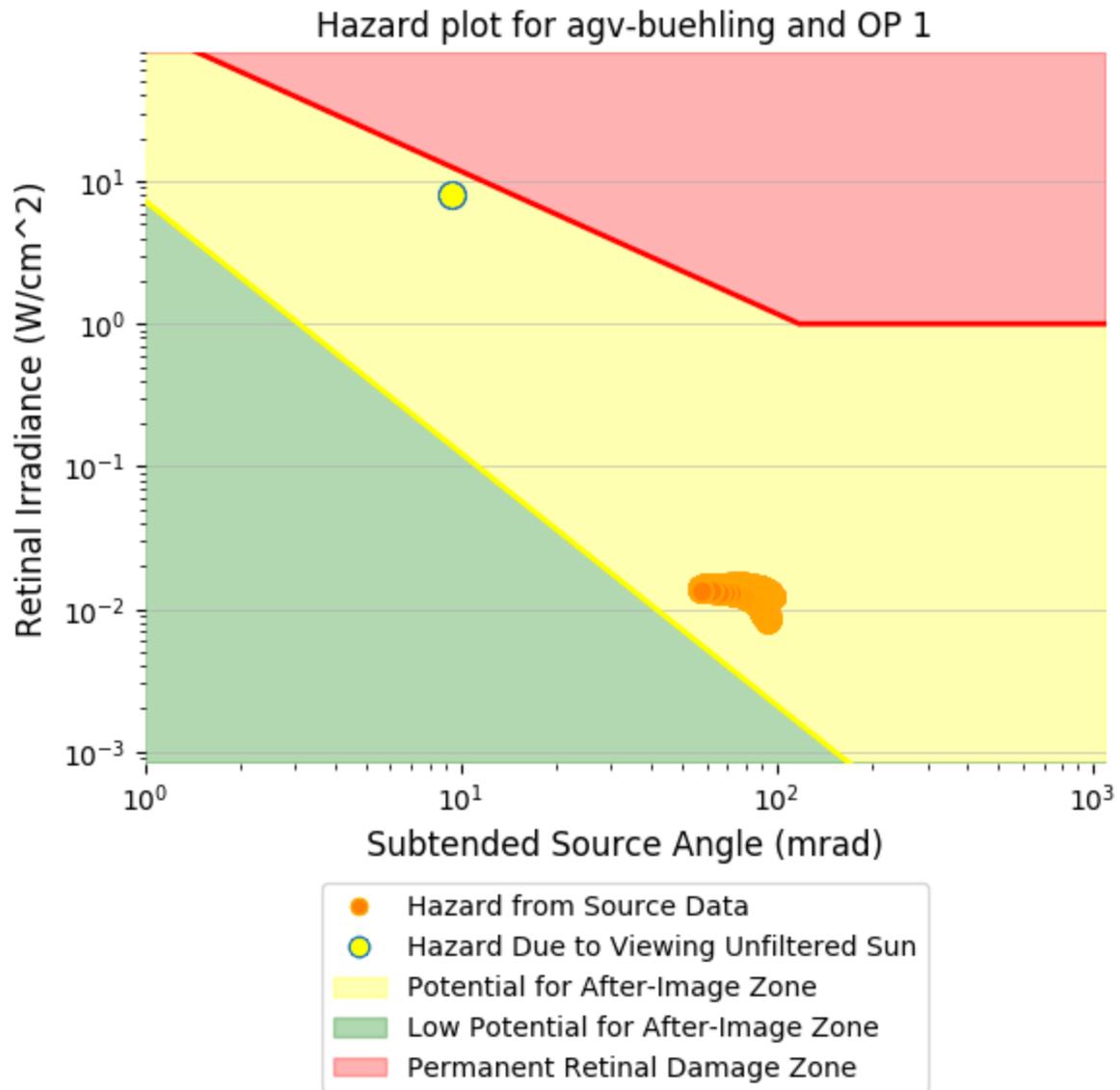


Abbildung 16 - Vergleich Natürliches Licht und Solar – Quelle: ForgeSolar

Laut der LAI-Richtlinie liegt eine unzulässige, zusätzliche Blendung nicht vor, wenn der Einfallswinkel der Sonne und der des Moduls sich um ca.  $10^\circ$  unterscheiden :

*„Bei streifendem Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Erst ab einem Differenzwinkel von ca.  $10^\circ$  kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul. In den Immissionszeiten sollten deshalb nur solche Konstellationen berücksichtigt werden, in denen sich die Blickrichtungen zur Sonne und auf das Modul um mindestens  $10^\circ$  unterscheiden. Zudem ist festzustellen, dass dabei die reflektierte Intensität viel niedriger als direkte Sonnenstrahlung ist.“<sup>1</sup>*

Der angegebene Einfallswinkel (subtended source angle) wird hier in Milliradian angegeben. Er liegt zwischen 60 und 130 Milliradian, was  $3^\circ$  bis  $7,4^\circ$  entspricht, im Mittel also  $5,1^\circ$ . Zur für die Anlage ungünstigsten Zeit um 18 Uhr Ende Juli steht die Sonne bei knapp  $20,61^\circ$  (Vergleiche Abbildung 13). Somit ist die Anforderung der LAI Richtlinie erfüllt, die Sonne blendet in diesem Zeitraum stärker. Aufgrund des Reflexionsgesetzes gilt dies dann ebenso für den zweiten Jahresteil.

---

<sup>1</sup> Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)

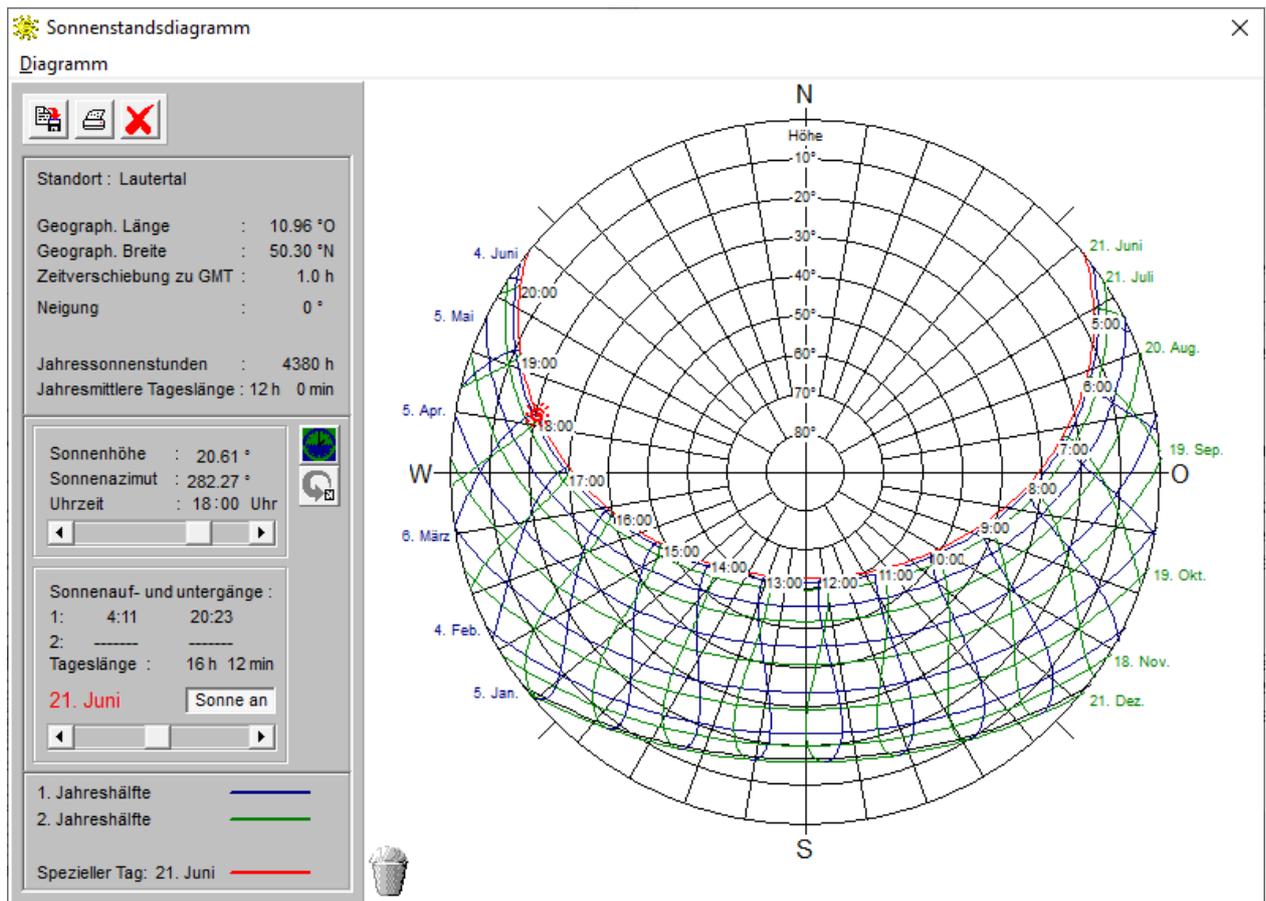


Abbildung 17 Sonnenstand Ende Mai - Quelle: SunOrb

Es handelt sich folglich um keine zusätzliche Beeinträchtigung. Ein nach Westen sehender Bewohner ist durch die tief im Westen stehende Sonne schon geblendet

Tabelle 3: Blendung anderer Anlagenteile

Emmissionsort	Immissionsort	durchschnittlicher Einfallswinkel (°)	Winkel der Sonne (°)	zulässig
Anlage Bühling	OP1	5,1	20.61	ja(*)
Anlage Bühling	OP2	5	20.61	ja(*)
Anlage Bühling	OP3	5,2	20.61	ja(*)
Anlage Bühling	OP4	4,9	20.61	ja(*)
Anlage Bühling	OP5	5,1	20.61	ja(*)
Anlage Bühling	OP6	5	20.61	ja(*)
Anlage Bühling	OP7	5,1	20.61	ja(*)
Anlage Bühling	CO17 Ost	5,8	20.61	ja(*)

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die anderen Punkte. Hier ist anzumerken dass nicht nur die Immissionsorte geprüft wurden, die erst einmal über dem Wert der LAI-Richtlinie lagen, sondern der Sorgfalt wegen alle Punkte die auch nur eine leichte Blendung aufweisen könnten. Allen Punkte ist erst einmal gemein, dass der Differenzwinkel leicht über 10° liegt. Allerdings kommen hier mehrere Faktoren zusammen, die darauf schließen lassen, dass hier keine unzulässige zusätzliche Blendung vorliegt.

Zum einen ist die Dauer der Blendung über alle Monate mit dem ungünstigsten Winkel betrachtet worden, der Möglich ist. Ein Sonnenstandswinkel von über 16°, sprich ein Winkel, bei dem man eventuell von einer Blendung reden könnte, liegt nur vom 13 Mai bis zum 7 August vor. Betrachtet man nur diesen Zeitraum, kommt man auf eine Blendungsdauer von 20 Minuten am Tag und eine Gesamtdauer von 1720 Minuten, was nach der LAI-Richtlinie eine zulässige Blendung darstellt.

Zum anderen betrachtet das Programm nur die direkte Verbindung des Parks und der Observierungspunkte. Das Programm kann die Topografie oder eventuellen Bewuchs nicht mit einbeziehen, was wiederum den maximal ungünstigsten Fall für den Solarpark widerspiegelt und kann auf Grund der Komplexität nicht die Realität zu 100% abbildet. Bei einer vor-Ort Betrachtung lässt sich feststellen, dass die Topografie recht hügelig ist und oftmals gar keine direkte Sichtbeziehung zwischen der Ortschaft und dem Solarpark besteht. (vgl. Abb. 7 bis 12)

Des Weiteren gibt die LAI-Richtlinie hier auch einen Ermessensspielraum vor, da es „mindestens 10°“ und nicht „ab 10°“ heißt. Betrachtet man nun den Zeitpunkt der Blendung so stellt man fest, dass es für die Ortschaft früh von 18.00 bis 19.00 Uhr zu einer Blendung kommt. Es handelt sich um die Anfänge eines Wohngebietes und somit ist nicht von einer Gefährdung von Personen durch zum Beispiel Verkehr auszugehen.

Zusätzlich wird eine Hecke gepflanzt, die eine eventuelle Blendung noch einmal deutlich reduzieren wird. Durch den Bewuchs, den das Programm nicht mit einbeziehen kann, ist es zweifelhaft, ob es überhaupt zu einer Blendung kommt. In Summe kommt das Gutachten hier zu dem Schluss, dass auch im Zuge der LAI-Richtlinie eine zulässige Blendung vorliegt.

### 3.2.2 CO17 westliche Richtung

Für die nach Osten sehende Fahrer der CO17 tritt eine Blendung ausschließlich früh am morgen auf.

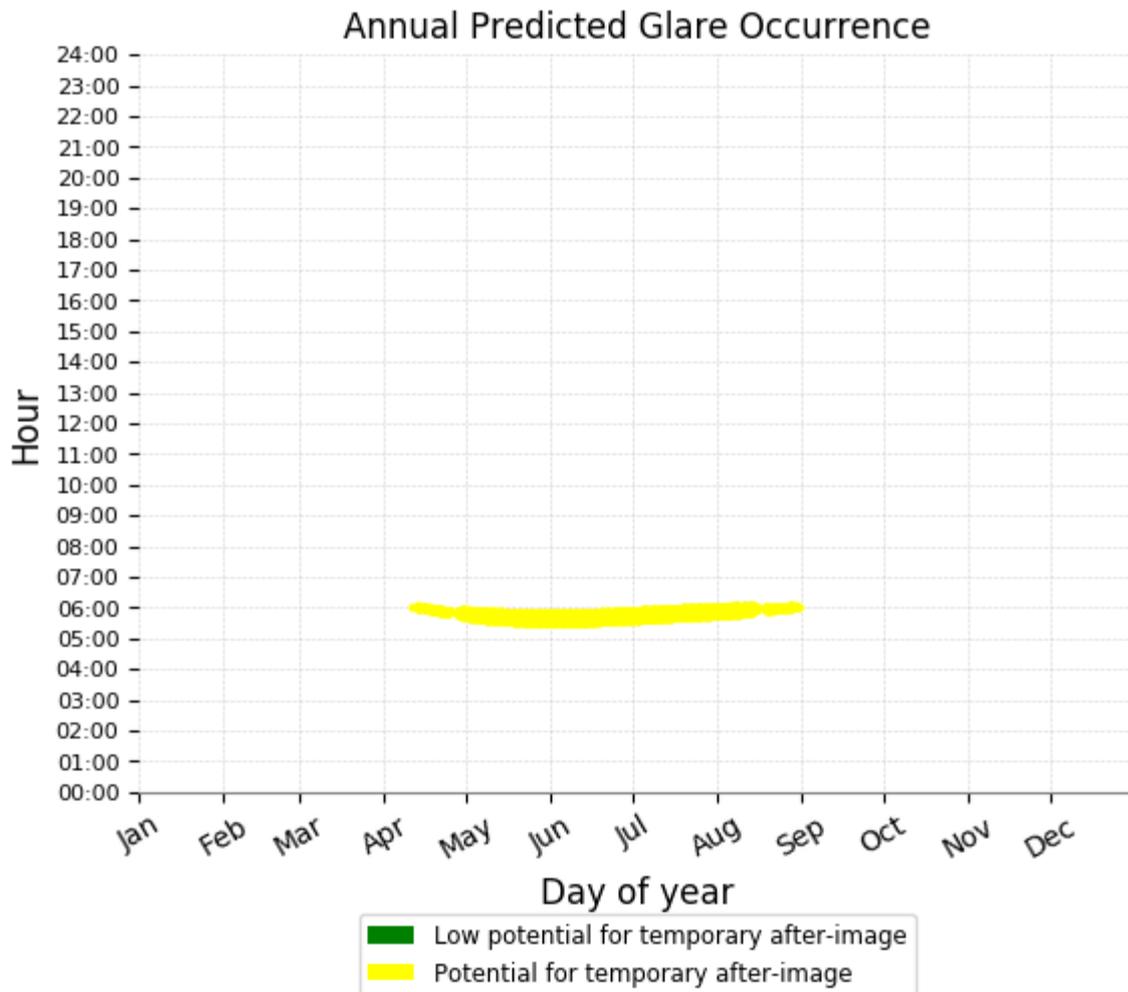


Abbildung 14 Blendung der CO17 West

Hier liegt der Fall noch eindeutiger. Der maximale Sonnenstandswinkel beträgt hier  $12^{\circ}93'$ . Der angegebene Einfallswinkel (subtended source angle) von 80 bis 120 Milliradian entspricht  $4,5^{\circ}$  bis  $6,8^{\circ}$ . Hier wird selbst im ungünstigsten Fall die Differenz von 10% nicht überschritten.

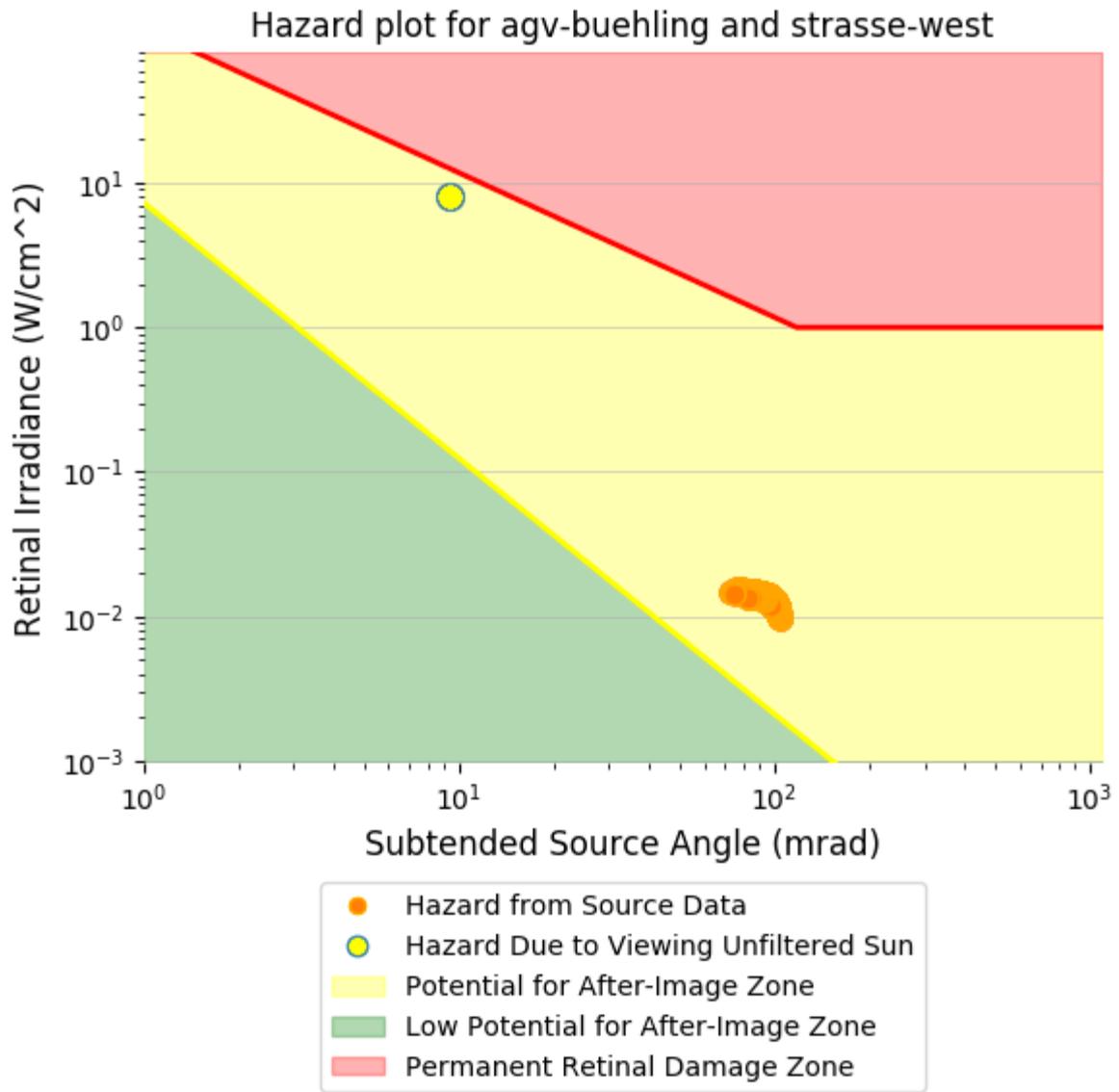


Abbildung 19 - Vergleich Natürliches Licht und Solar Quelle: Forgesolar

## 4. Ergebnisauswertung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zwar zunächst zur theoretischen Überschreitung als zulässig erklärter Blendzeiträume im Bereich von Lautertal und der CO17 kommt, diese aber alle in einen Zeitraum fallen, in welchem die Sonne so tief steht, dass sie ohnehin selbst deutlich stärker blendet. Es handelt sich folglich um keine zusätzliche Belastung, weshalb **die Anlage** auch unter dem Gesichtspunkt des Differenzwinkels **mit der Richtlinie vereinbar ist**.

Zusätzlich positiv für die Anlage wirkt sich zudem aus, dass die Module in der Realität eben nicht ideal spiegeln, sondern nur etwa 4-6% des Lichts reflektieren – keine 100%. Sobald sich der erste Staub auf die Oberfläche legt, nimmt dieser Wert zusätzlich fortlaufend ab.

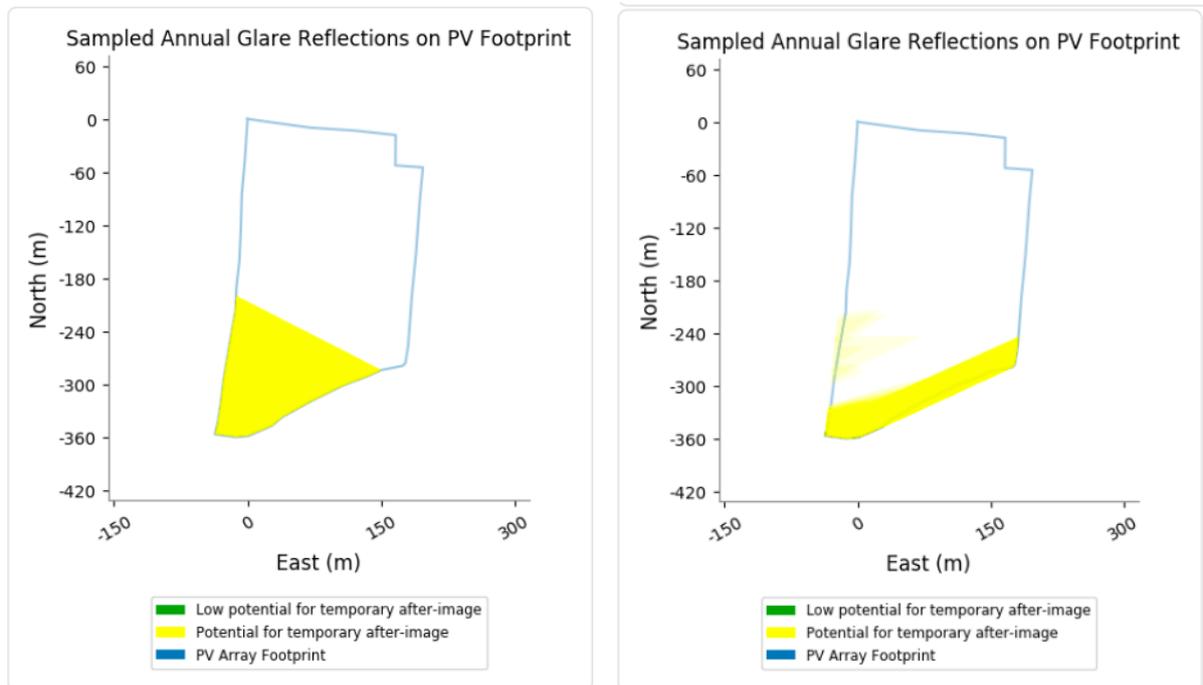


Abbildung 20 – Reflexionsquellen OP7 & CO17 - Quelle: Forgesolar

Bei genauer Betrachtung der Simulationsergebnisse zeigt Abb. 20 zudem auf, dass mögliche Reflexionen auf CO17 und Wohngebiet vor allem auf dem Süd – SüdWestlichen Ende der Anlage resultieren. Wir würden daher empfehlen in diesen Bereiche bevorzugt für das Bauleitverfahren ohnehin nötige Ausgleichmaßnahmen zu platzieren, um Reflexionen noch weiter zu reduzieren.

## 5. Anlagen

### (1) Simulationsergebnis

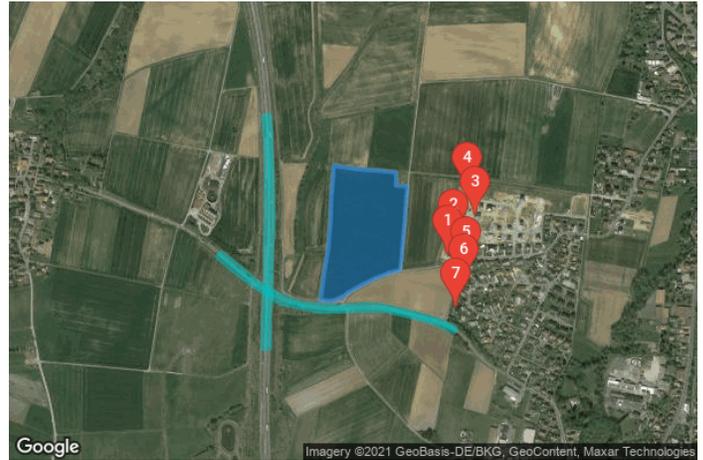
# AGV Buehling

## Buehling Grund

Client: Ros

Created Aug. 30, 2021  
 Updated Aug. 30, 2021  
 Time-step 1 minute  
 Timezone offset UTC+1  
 Site ID 58131.10368

Project type Advanced  
 Project status: active  
 Category 5 MW to 10 MW



### Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
 Ocular transmission coefficient: 0.5  
 Pupil diameter: 0.002 m  
 Eye focal length: 0.017 m  
 Sun subtended angle: 9.3 mrad

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

## Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
AGV Buehling	20.0	180.0	0	26,462	-

# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 59,329 m<sup>2</sup>

**Name:** AGV Buehling  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Footprint area:** 59,329 m<sup>2</sup>  
**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	50.307036	10.965342	336.86	2.00	338.86
2	50.306618	10.965299	337.31	3.50	340.81
3	50.306268	10.965251	337.72	2.00	339.72
4	50.305905	10.965235	336.23	3.50	339.73
5	50.305597	10.965213	333.91	2.00	335.91
6	50.305320	10.965165	332.07	3.50	335.57
7	50.305097	10.965154	331.57	2.00	333.57
8	50.304843	10.965084	331.44	3.50	334.94
9	50.304395	10.964966	331.62	2.00	333.62
10	50.304159	10.964924	330.86	3.50	334.36
11	50.303943	10.964870	329.32	2.00	331.32
12	50.303830	10.964827	327.93	3.50	331.43
13	50.303802	10.965154	328.37	2.00	330.37
14	50.303813	10.965353	328.67	3.50	332.17
15	50.303915	10.965723	330.28	2.00	332.28
16	50.304004	10.965889	331.27	3.50	334.77
17	50.304166	10.966340	332.59	2.00	334.59
18	50.304344	10.966903	333.35	3.50	336.85
19	50.304419	10.967219	333.64	2.00	335.64
20	50.304484	10.967445	334.11	3.50	337.61
21	50.304529	10.967788	334.45	2.00	336.45
22	50.304556	10.967831	334.42	3.50	337.92
23	50.304727	10.967874	335.03	2.00	337.03
24	50.305255	10.967935	337.21	3.50	340.71
25	50.305676	10.967999	339.50	2.00	341.50
26	50.306215	10.968059	341.19	3.50	344.69
27	50.306543	10.968107	342.63	2.00	344.63
28	50.306564	10.967672	343.05	3.50	346.55
29	50.306872	10.967678	344.10	2.00	346.10
30	50.306917	10.967039	342.73	3.50	346.23
31	50.306948	10.966326	340.90	2.00	342.90
32	50.306999	10.965747	338.24	3.50	341.74

## Route Receptor(s)

**Name:** Autobahn Nord  
**Route type** One-way  
**View angle:** 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	50.308201	10.962756	348.69	1.50	350.19
2	50.307742	10.962820	346.50	3.00	349.50
3	50.307297	10.962852	344.14	1.50	345.64
4	50.306810	10.962863	341.75	3.00	344.75
5	50.306201	10.962841	338.80	1.50	340.30
6	50.305399	10.962841	333.70	3.00	336.70
7	50.304803	10.962831	330.02	1.50	331.52
8	50.304316	10.962831	327.01	3.00	330.01
9	50.303667	10.962777	323.64	1.50	325.14
10	50.303126	10.962745	321.09	3.00	324.09
11	50.302681	10.962734	319.84	1.50	321.34

**Name:** Autobahn Sued  
**Route type** One-way  
**View angle:** 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	50.302694	10.962927	319.83	1.50	321.33
2	50.303373	10.962906	322.16	3.00	325.16
3	50.303928	10.962981	325.12	1.50	326.62
4	50.304483	10.962981	328.18	3.00	331.18
5	50.305024	10.963002	331.49	1.50	332.99
6	50.305755	10.963056	336.64	3.00	339.64
7	50.306502	10.963024	339.75	1.50	341.25
8	50.307089	10.963002	343.10	3.00	346.10
9	50.307768	10.962959	346.57	1.50	348.07
10	50.308220	10.962927	348.71	3.00	351.71

**Name:** Strasse Ost  
**Route type** One-way  
**View angle:** 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	50.303093	10.969839	327.34	1.50	328.84
2	50.303319	10.969002	328.42	3.00	331.42
3	50.303470	10.968058	329.18	1.50	330.68
4	50.303586	10.967382	329.48	3.00	332.48
5	50.303593	10.966245	328.36	1.50	329.86
6	50.303565	10.964850	325.81	3.00	328.81
7	50.303757	10.963391	323.65	1.50	325.15
8	50.304210	10.962296	324.52	3.00	327.52
9	50.304648	10.961417	326.74	1.50	328.24
10	50.304861	10.961030	327.62	3.00	330.62

**Name:** Strasse West  
**Route type:** One-way  
**View angle:** 50.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.304927	10.961152	327.97	1.50	329.47
2	50.304646	10.961699	326.92	3.00	329.92
3	50.304187	10.962568	325.54	1.50	327.04
4	50.303879	10.963459	323.67	3.00	326.67
5	50.303714	10.964178	324.73	1.50	326.23
6	50.303639	10.965454	327.28	3.00	330.28
7	50.303694	10.966473	329.26	1.50	330.76
8	50.303673	10.967085	329.63	3.00	332.63
9	50.303509	10.968265	329.47	1.50	330.97
10	50.303296	10.969360	327.33	3.00	330.33
11	50.303145	10.969853	326.69	1.50	328.19

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.304909	10.969592	333.02	2.00	335.02
OP 2	50.305306	10.969828	333.27	3.00	336.27
OP 3	50.305854	10.970622	335.51	4.00	339.51
OP 4	50.306432	10.970339	337.77	2.00	339.77
OP 5	50.304637	10.970297	330.83	3.00	333.83
OP 6	50.304239	10.970221	329.46	4.00	333.46
OP 7	50.303663	10.969921	326.74	3.00	329.74

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
AGV Buehling	20.0	180.0	0	26,462	-	-

## Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
agv-buehling (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
agv-buehling (yellow)	0	0	234	1406	1903	1999	1993	1712	602	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

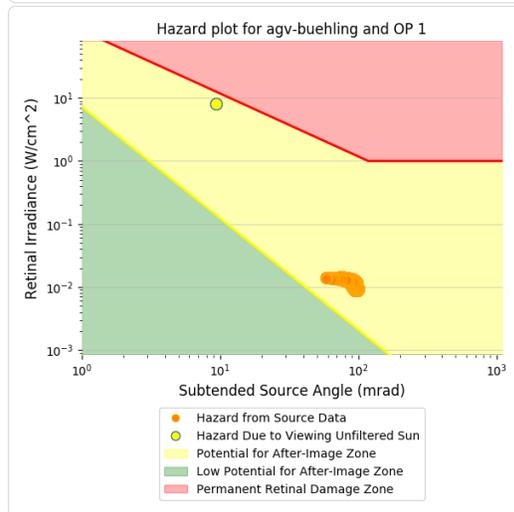
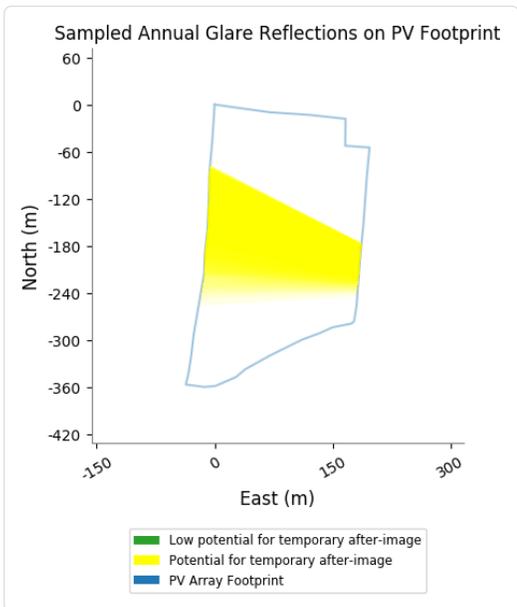
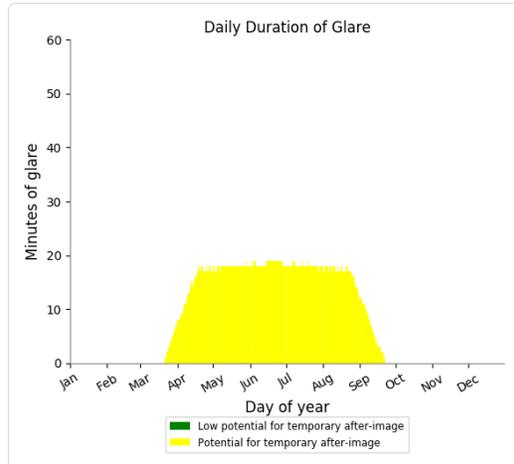
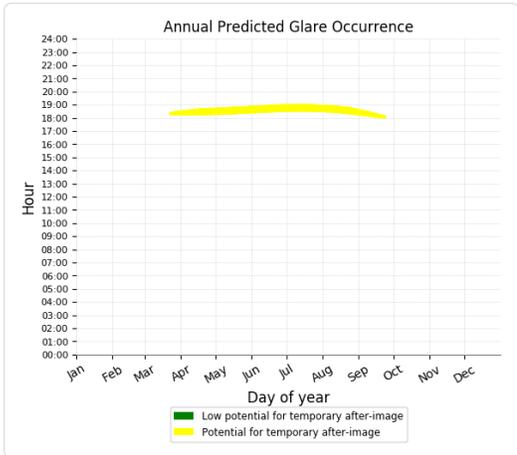
### AGV Buehling potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2808
OP: OP 2	0	2855
OP: OP 3	0	2613
OP: OP 4	0	1164
OP: OP 5	0	2851
OP: OP 6	0	2647
OP: OP 7	0	2708
Route: Autobahn Nord	0	0
Route: Autobahn Sued	0	0
Route: Strasse Ost	0	4908
Route: Strasse West	0	3908

# AGV Buehling - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

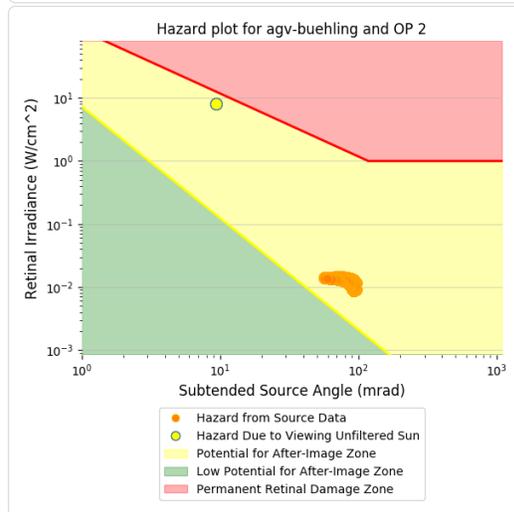
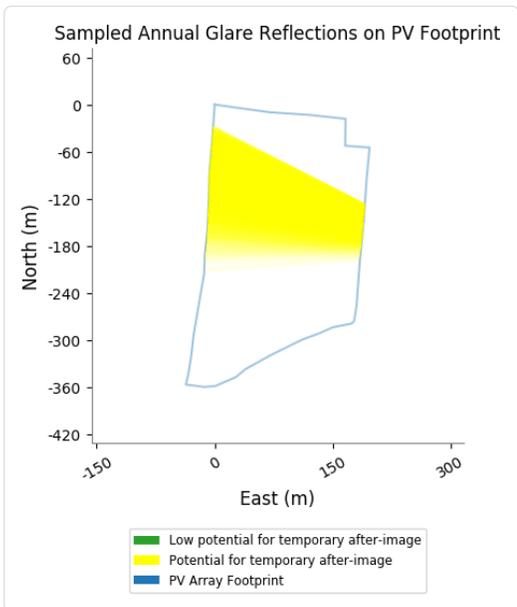
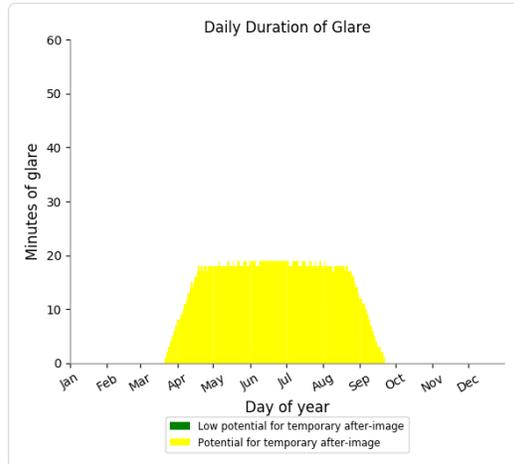
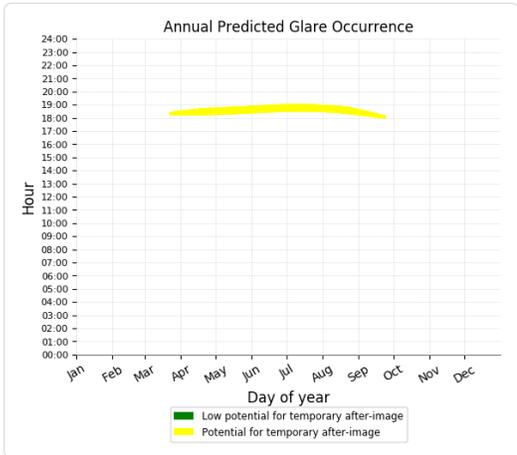
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,808 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# AGV Buehling - OP Receptor (OP 2)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

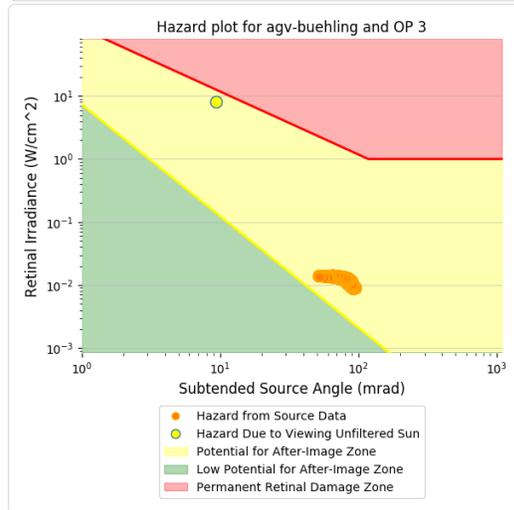
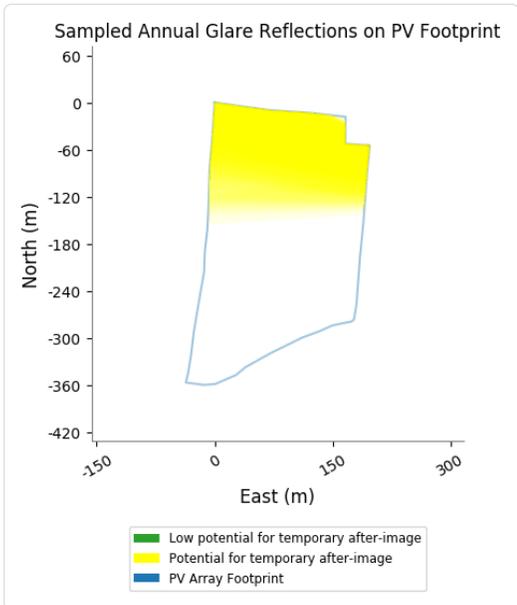
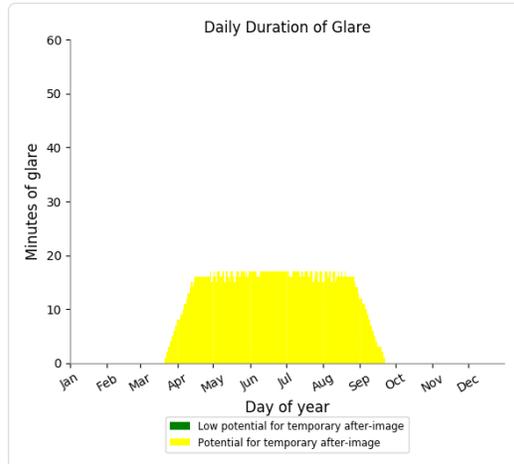
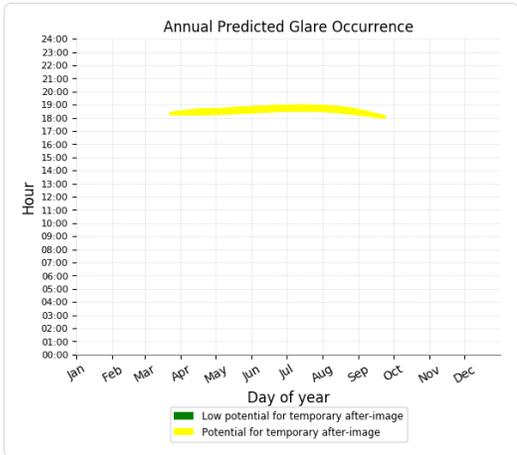
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,855 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# AGV Buehling - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

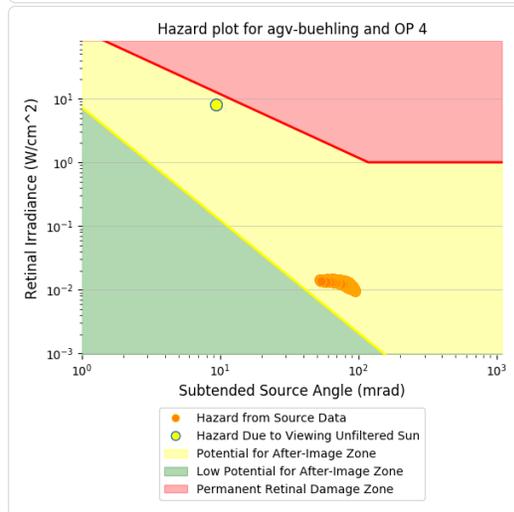
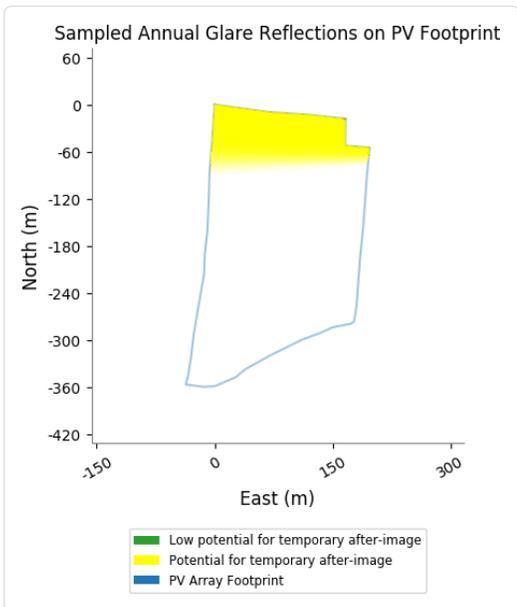
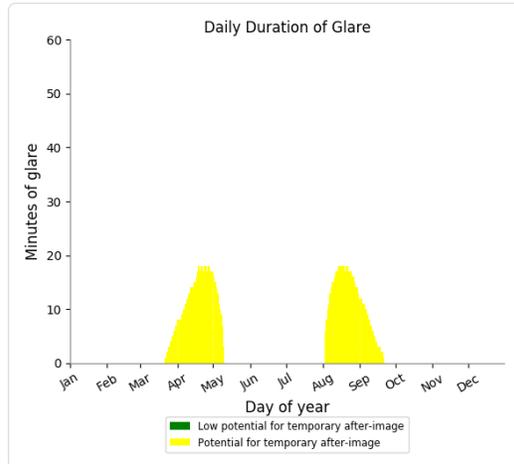
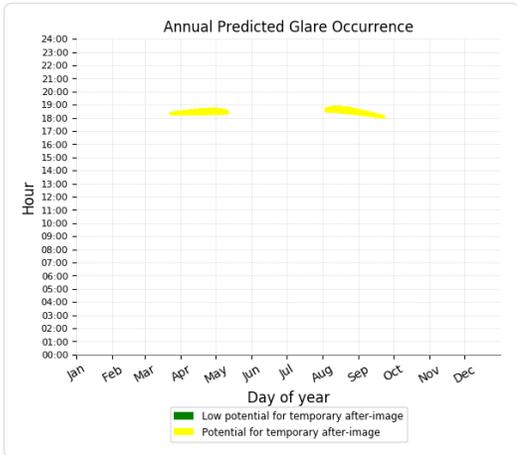
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,613 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# AGV Buehling - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

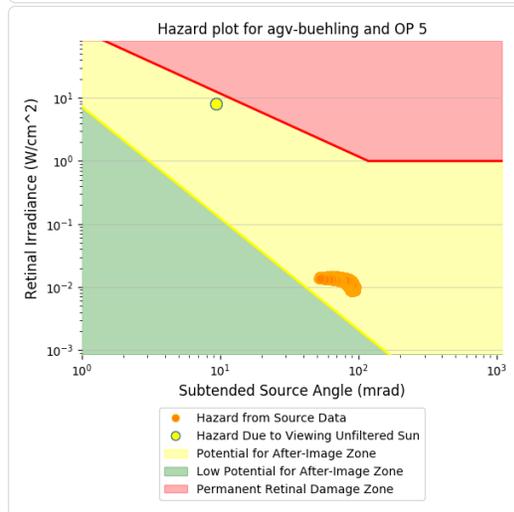
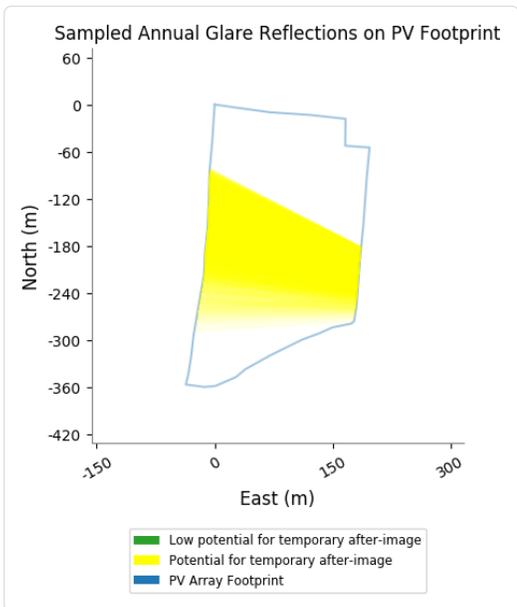
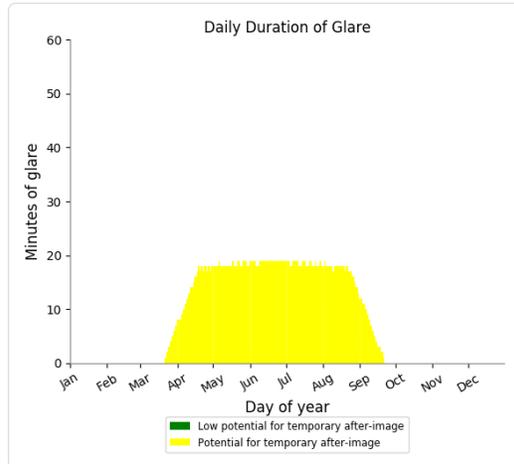
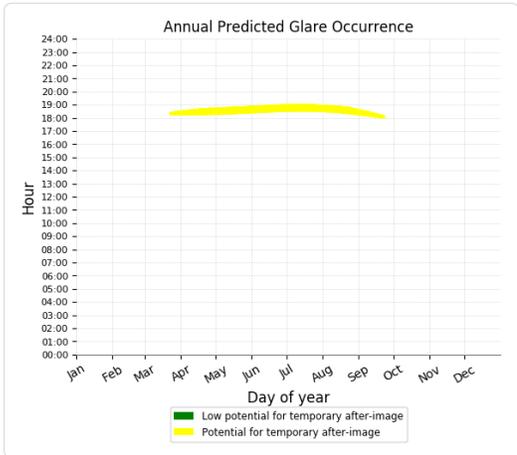
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,164 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# AGV Buehling - OP Receptor (OP 5)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

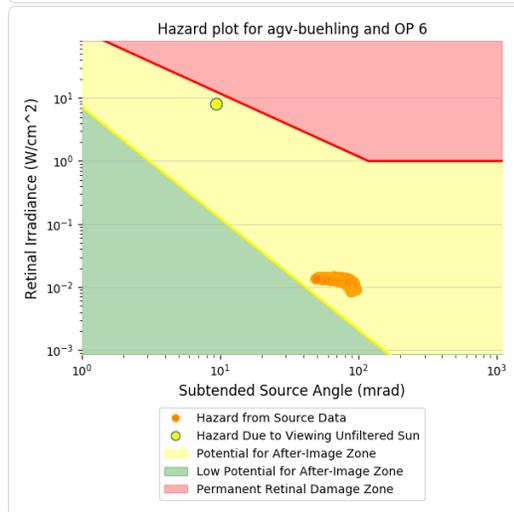
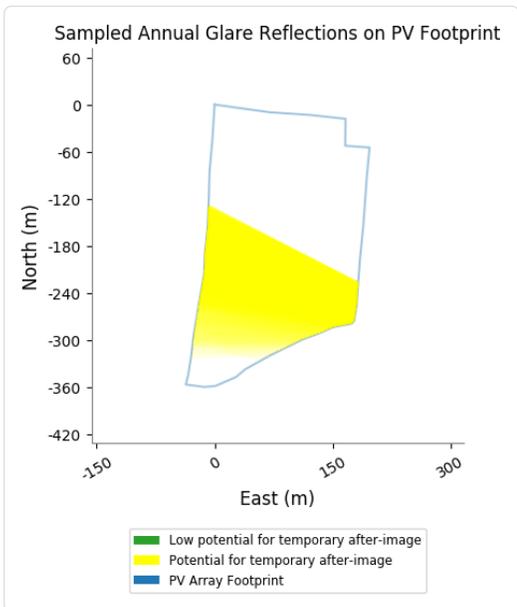
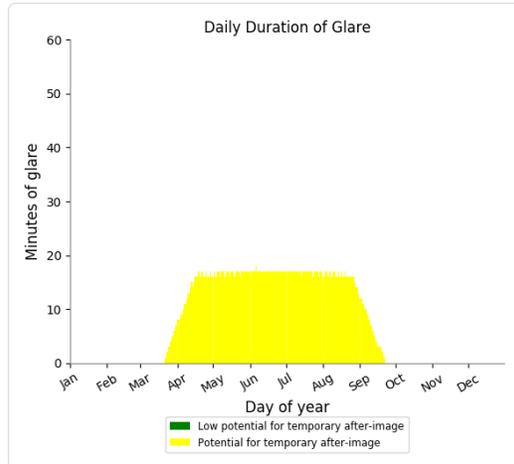
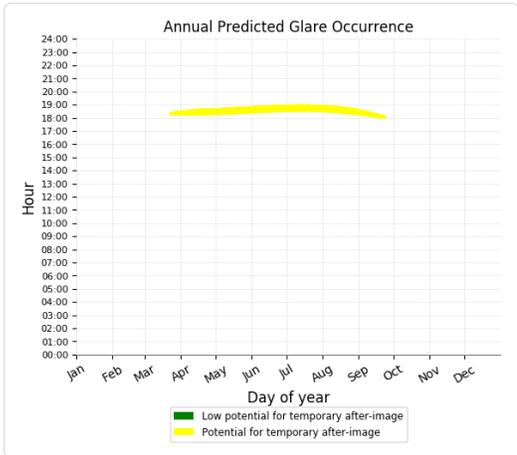
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,851 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# AGV Buehling - OP Receptor (OP 6)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

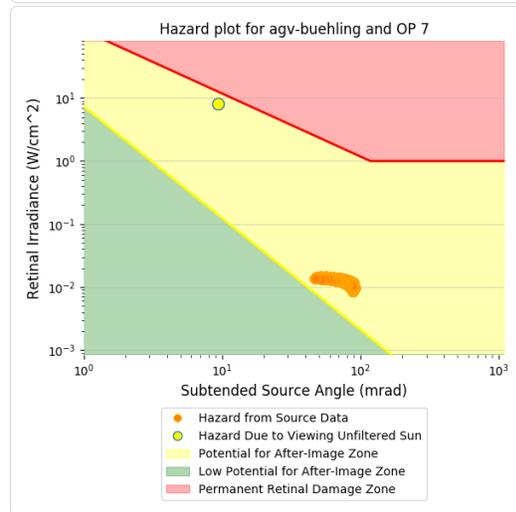
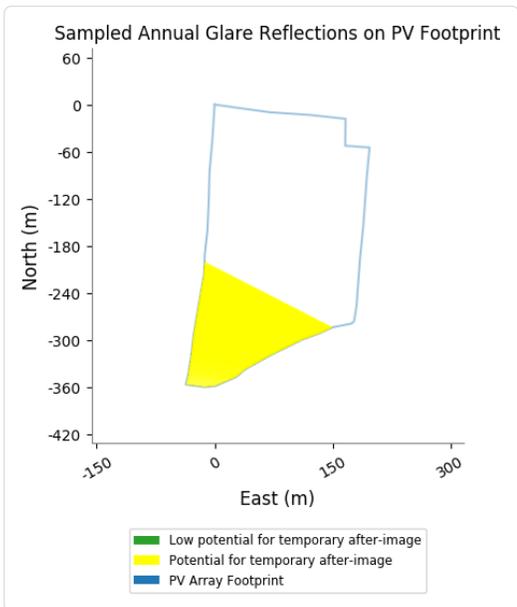
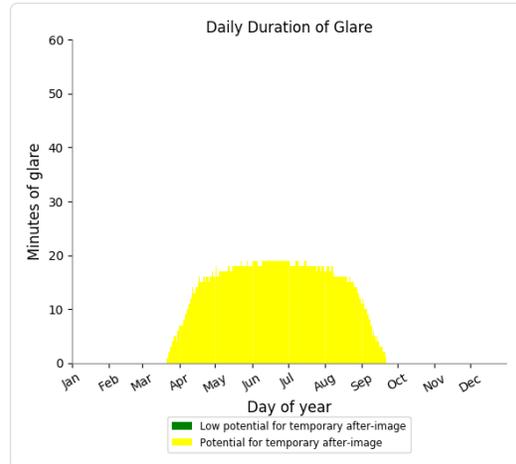
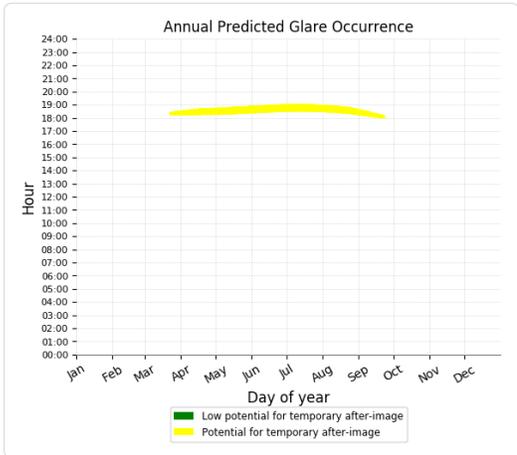
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,647 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## AGV Buehling - OP Receptor (OP 7)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,708 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## AGV Buehling - Route Receptor (Autobahn Nord)

No glare found

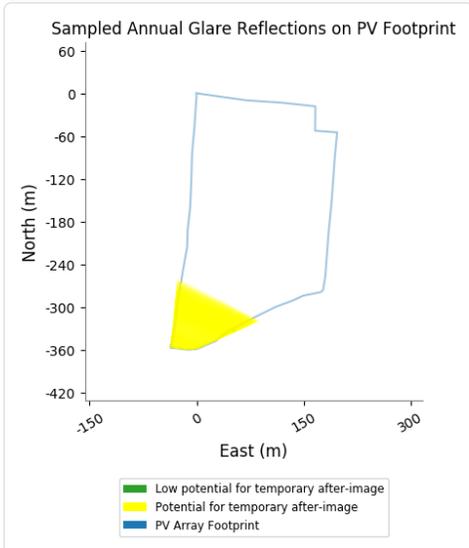
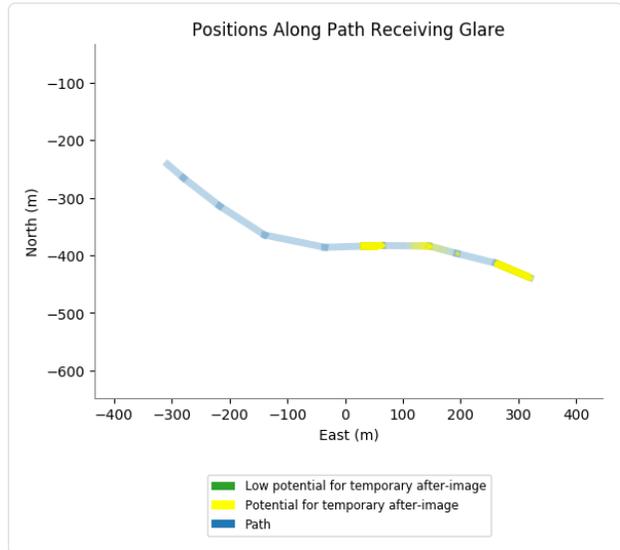
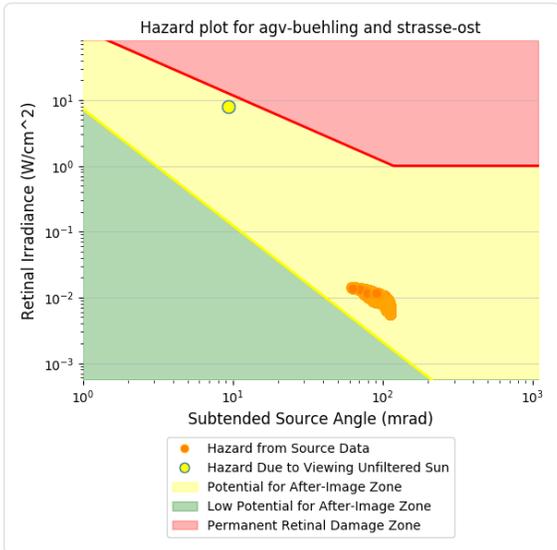
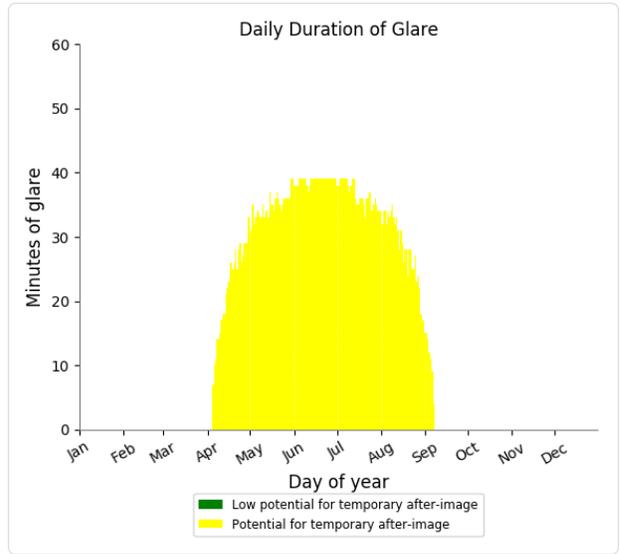
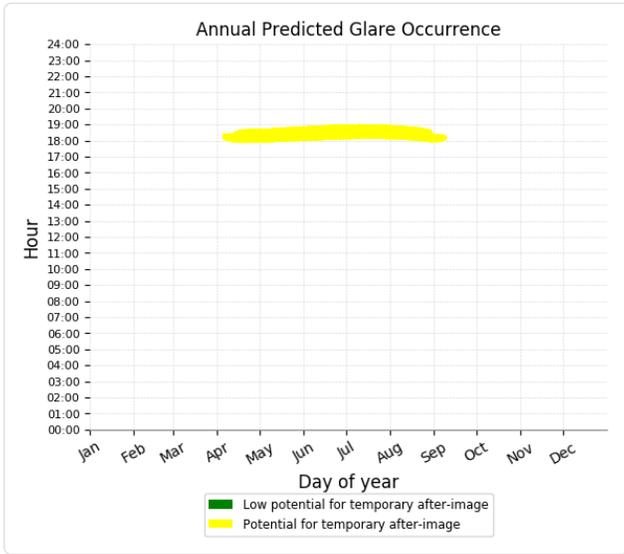
## AGV Buehling - Route Receptor (Autobahn Sued)

No glare found

# AGV Buehling - Route Receptor (Strasse Ost)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

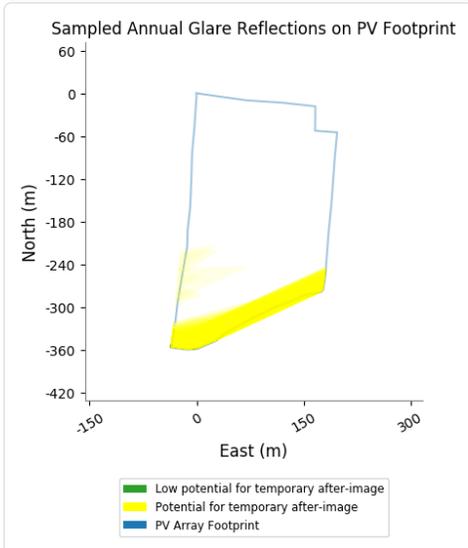
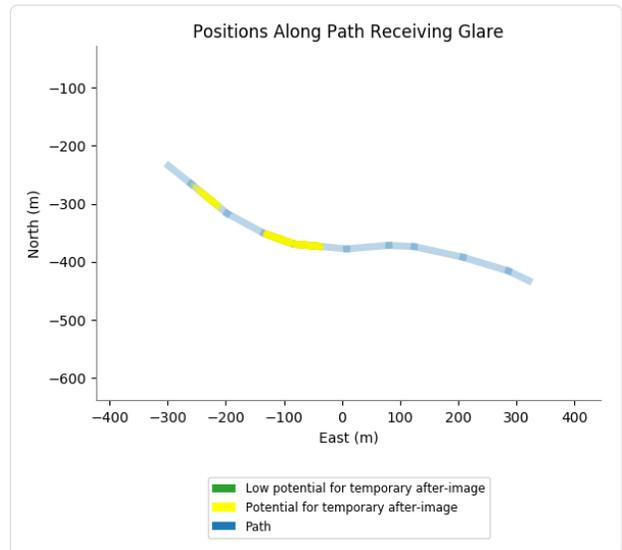
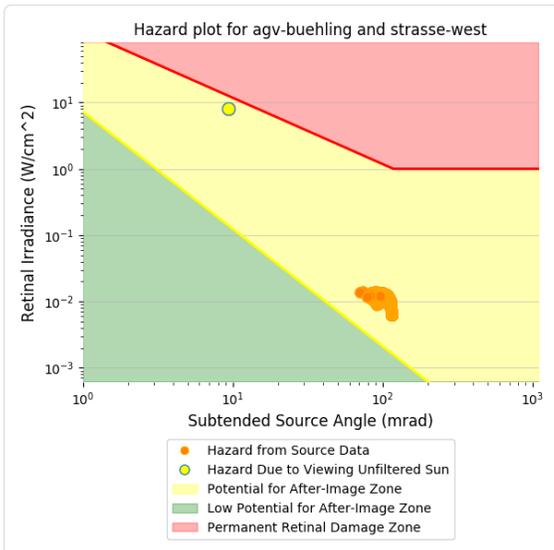
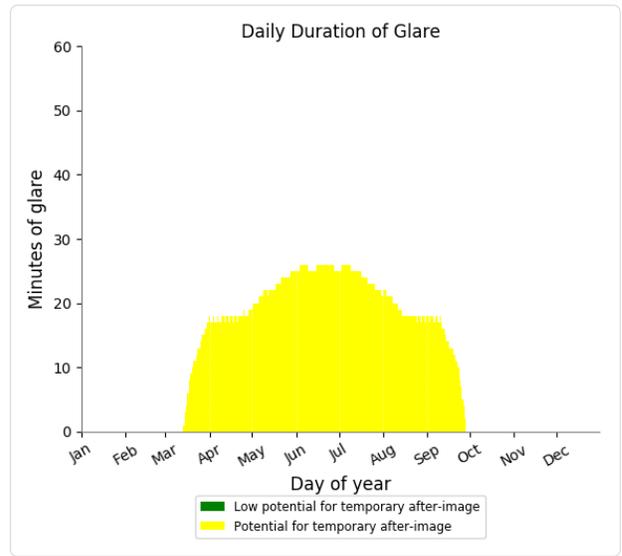
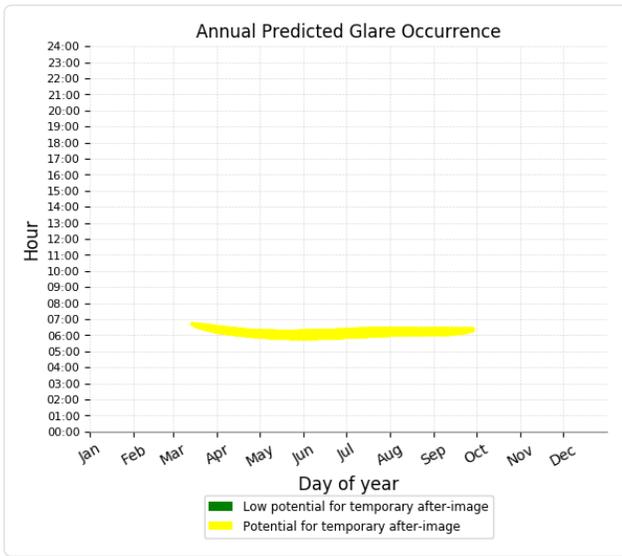
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,908 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# AGV Buehling - Route Receptor (Strasse West)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,908 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Assumptions

---

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not 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 combine 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, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.