

Blendgutachten

Photovoltaikanlage bei Schiltern

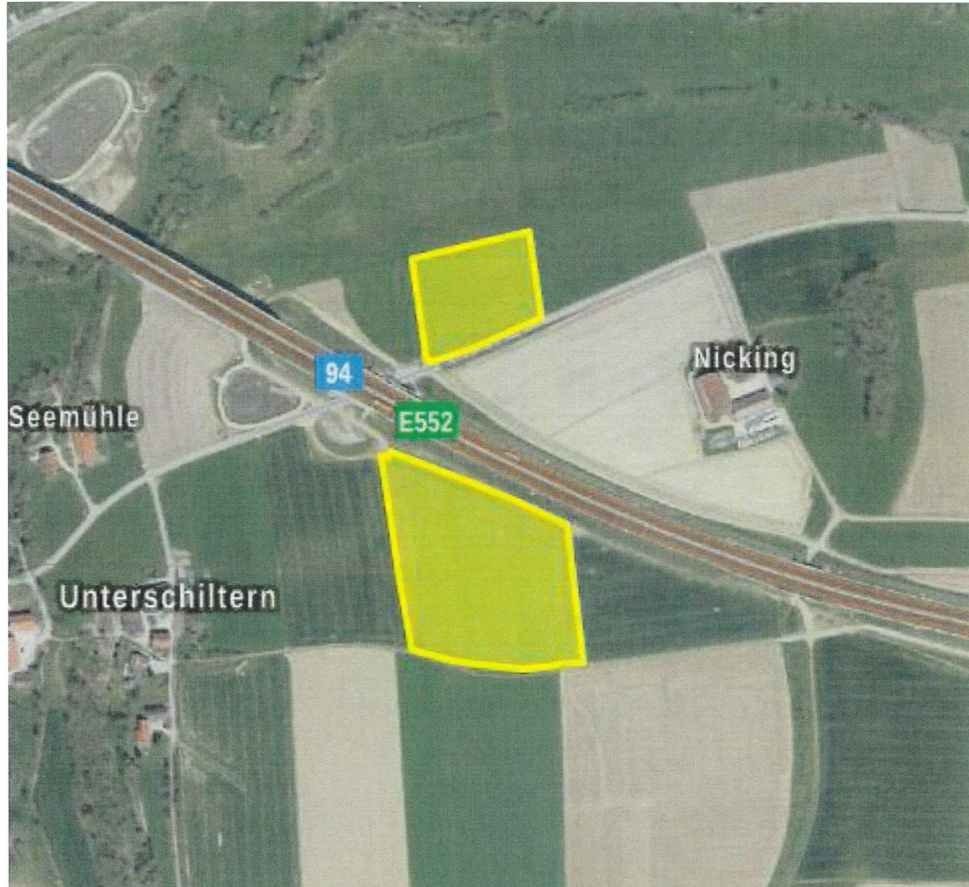


Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas

Flächen	Flurnummern 51 und 70 der Gemarkung Schiltern
Immissionsorte	A94, Aussiedlerhof Nicking
Vorhabenträger	Energieallianz Bayern
Gutachter	Solwerk GmbH Färbergasse 5 96052 Bamberg

Solwerk

Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebald
Geschäftsführer

06.10.2021

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung.....	3
1.1. Anlass	3
1.2. Fazit.....	3
2. Grundlagen	4
2.1. Situation vor Ort.....	4
2.2. Reflexionsgesetz.....	4
2.3. Bewertungsbasis	5
2.4. Haftungshinweise.....	6
2.5. Herangehensweise.....	6
3. Untersuchung.....	8
3.1. Gefährdungsbereich.....	8
3.2. Grad der Beeinträchtigung.....	9
3.2.1. Blendung für nach Westen führende Spur der Autobahn.....	12
3.2.2 Westlich gelegener Hof.....	15
4. Ergebnisauswertung.....	17
5. Anlagen	17

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Nördlich und südlich der Bundesautobahn A94, sowie südlich der Gemeinde Watzling soll eine Photovoltaikanlage auf einer derzeit landwirtschaftlich genutzten Fläche errichtet werden.

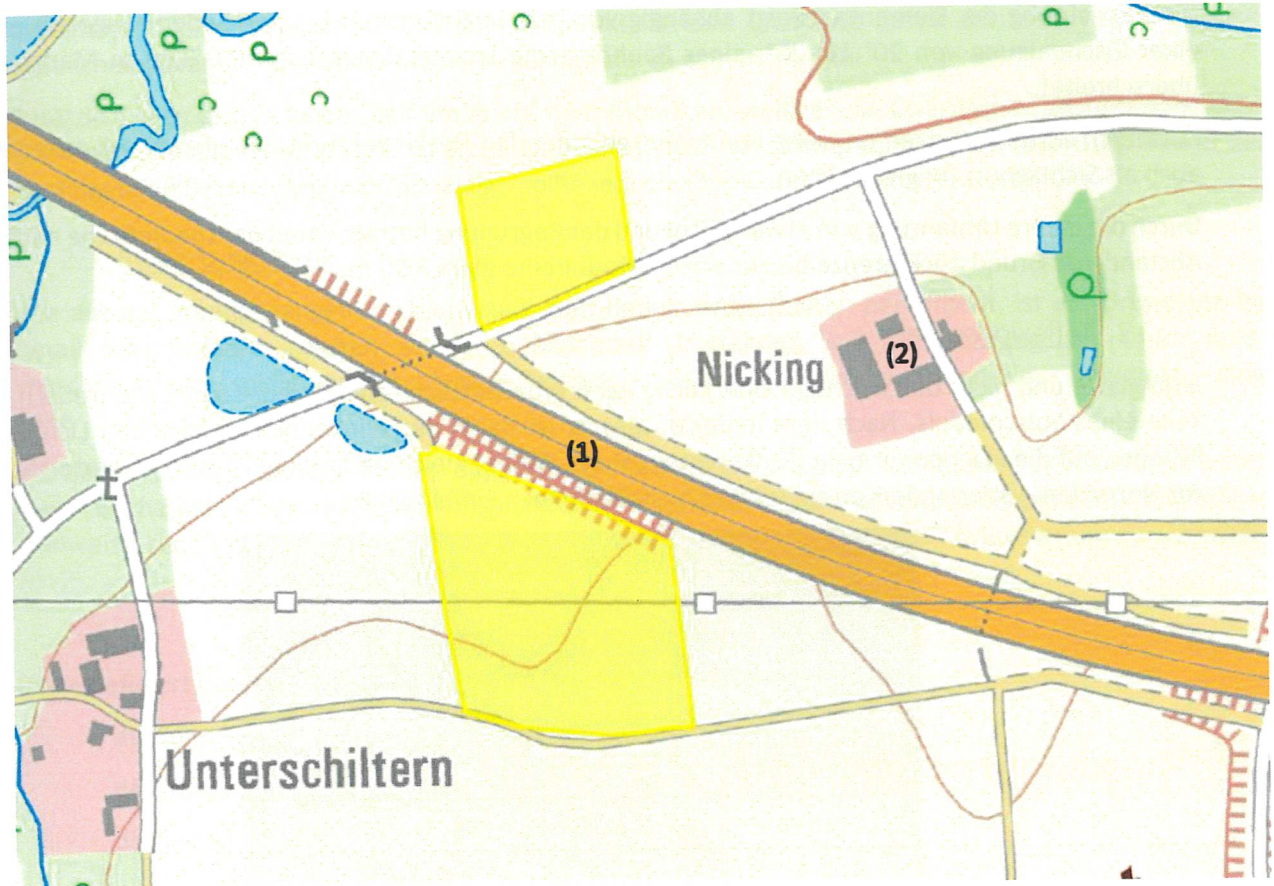


Abbildung 2 - Lage der Photovoltaikanlage - Quelle: Bayernatlas

Um das Thema Blendung im Vorfeld für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln, wurde von der Firma Energieallianz Bayern ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um eine eventuelle unzulässige Blendung auf

1. die angrenzende Autobahn A94
2. sowie einen naheliegenden Aussiedlerhof bei Nicking

noch einmal detaillierter zu untersuchen. Dies war Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Eine wesentliche und zusätzliche Beeinträchtigung im Sinne der LAI-Richtlinie ist bei Einhaltung der vorgeschlagenen Maßnahmen für keinen der Immissionsorte gegeben.

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

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° bis 25° , einer Bauhöhe, die laut Bebauungsplan die 3,50 m Marke nicht überschreitet.

Zusätzlich wird die Anlage teilweise von einer umlaufenden Hecke gesäumt, die einmal voll ausgebildet auch als Sichtschutz fungieren kann.

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

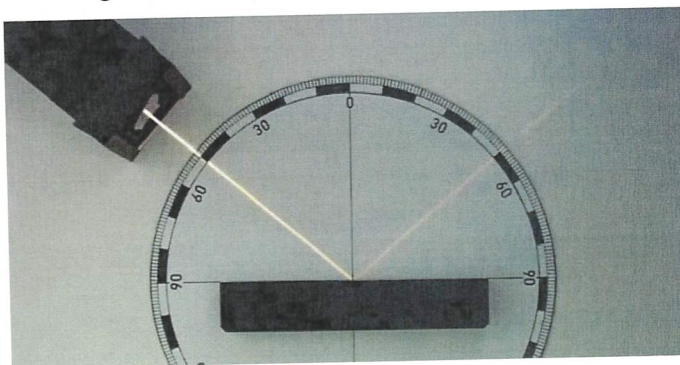


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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 Reflexion 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 Sonneinfallswinkel 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 Guthaben anhand des Bewertungsmodelles für großflächige Photovoltaikanlagen der LAI-Richtlinie „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (Ministerium für Umwelt, 2012).

Diese definiert unter der idealisierten Annahme

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

eine Anlage als problematisch, wenn

- Eine Sichtbeziehung zwischen Anlage und Immissionsort existiert
 - o Grundvoraussetzung für eine Blendung
- diese weniger als 100m vom Immissionsort entfernt liegt
 - o Stärke einer möglichen Blendung
- Immissionsorte im Besonderen westlich und östlich der Anlage liegen
 - o Zu nördlichen und direkt südlich gelegenen Orten 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
 - o 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. Zu diesen gehören vor allem:

- Geokoordinaten des Solarparks
- Bebauungsplan Nr. 114, „Freiflächen-PV bei Unterschiltern“
- Technische Daten der voraussichtlich eingesetzten PV-Module inkl. Angaben zur Ausrichtung und Höhe

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.

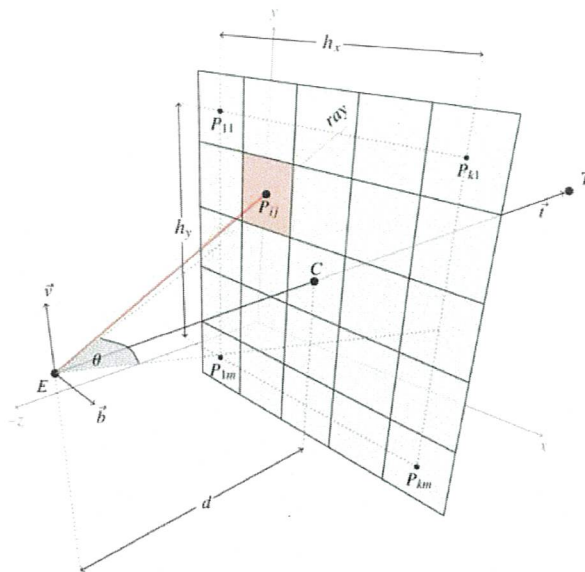


Abbildung 4 - Backward Ray Tracing - Quelle : Wikipedia

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 ist dies nur ein Richtwert und die LAI gibt an das „größere“ Anlagen auch eine Blendwirkung haben können, die über 100m hinausgeht. Da die vorliegende Anlage aus mehreren Teilen besteht wird zur Sicherheit davon ausgegangen, dass auch Immissionsquellen betrachtet werden, die mehr als 100m entfernt liegen.

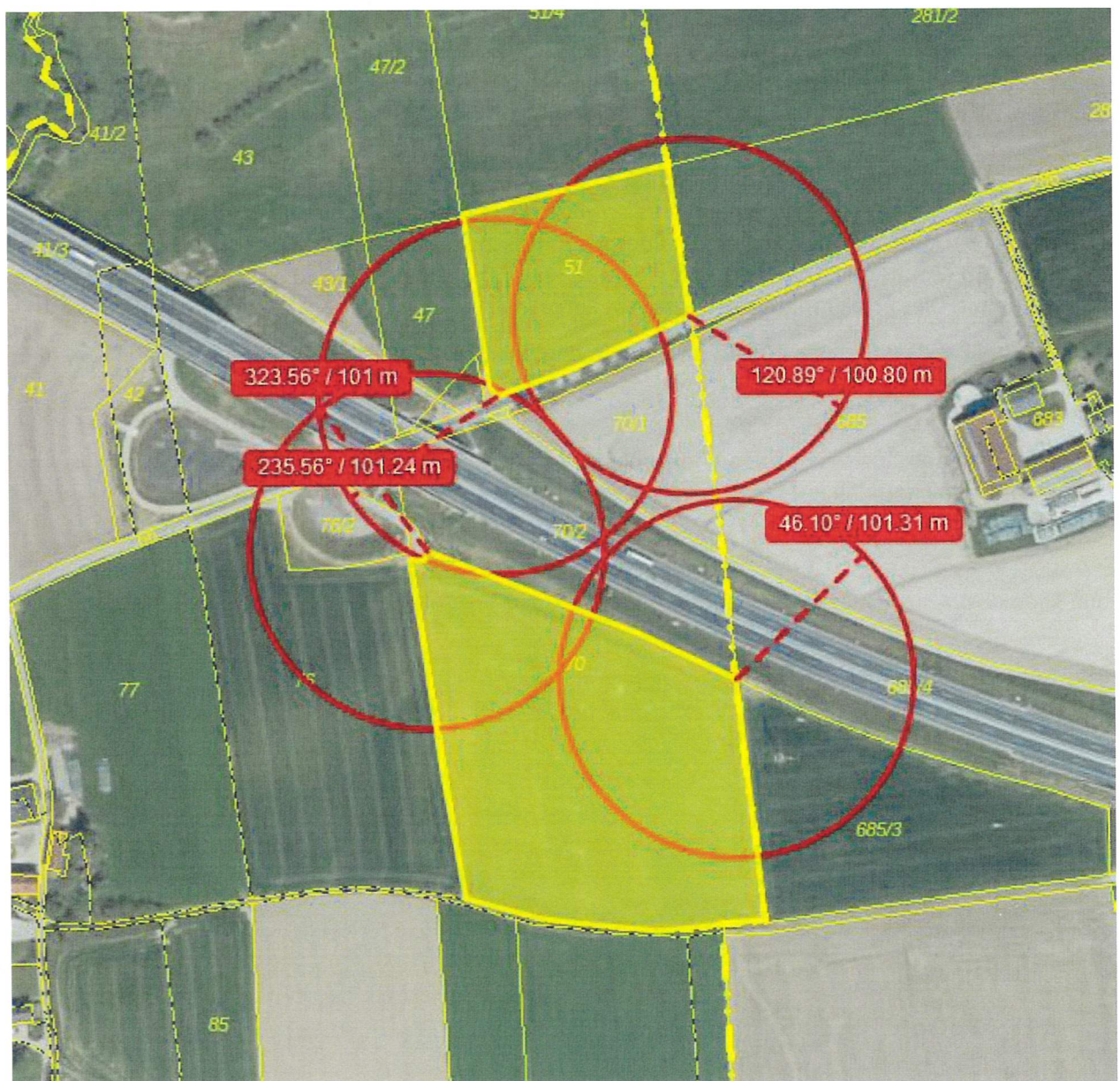


Abbildung 5 - Abstand zu Immissionsorten (Quelle: Bayernatlas)

Für die Autobahn A94 ist eindeutig festzustellen, dass beide Immissionsquellen innerhalb der 100m Marke liegen. Der Aussiedlerhof bei Nicking liegt außerhalb der 100m Marke.



Abbildung 6 - Blick Richtung A94 aus Richtung Schiltern Nord

Es ist zwar grundsätzlich eine Sichtbeziehung zwischen der Anlage Schiltern Nord und der Autobahn vorhanden, aber wie auch die Topografie zeigt, liegt hier eine Steigung zwischen der Autobahn und der Anlage. Dies erschwert grundsätzlich erst einmal eine Blendung

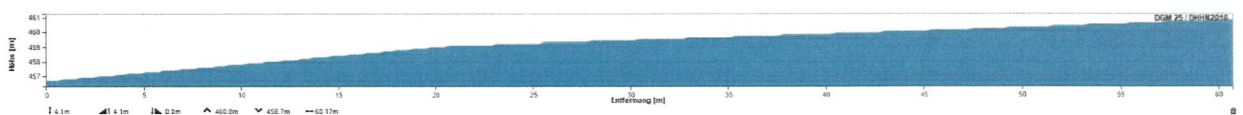


Abbildung 7 - Querschnitt der Topografie vom gefährdeten Bereich bis zum Park (Quelle: Bayernatlas)

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 $48^{\circ}25'$ und ein Längengrad von $12^{\circ}20'$ für den Park angenommen.

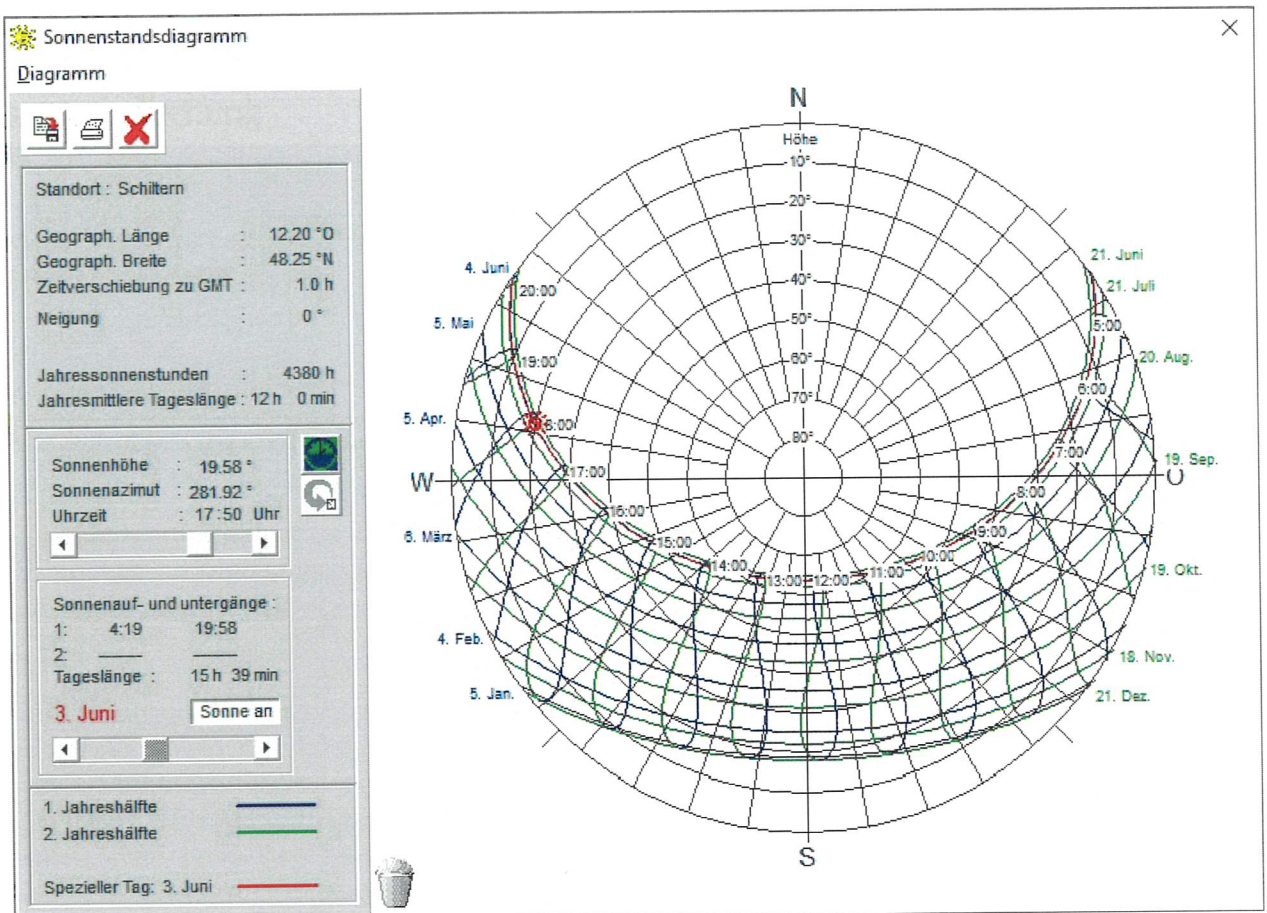


Abbildung 8 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunEarthTools.com

Das Sonnenstanddiagramm für den Standort des Solarparks (48°25 N , 12°10 O) zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist (Abbildung 9). Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Geht man davon aus, dass die Module südlich ausgerichtet sind, kann sowohl von Norden als auch von Süden nur selten Blendung auftreten. Im Norden steht die Sonne niemals und südliche Blendungen werden aufgrund der Neigung der Solarpaneele nach oben abgelenkt. Daraus ergibt sich, dass potenzielle Blendung nur auftreten kann, wenn die Sonne im Osten (Sonnenaufgang) oder im Westen (Sonnenuntergang) steht. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren. Dabei wurde eventueller Bewuchs am Rande der Autobahn, die zu einem zusätzlichen Blendschutz führen kann, außer Acht gelassen, um einen möglichst ungünstigen Fall für den Fahrer zu simulieren.



Abbildung 9 - Simulation für Autobahn und Aussiedlerhof - Quelle: ForgeSolar

Abbildung 10 zeigt den Simulationsaufbau. Die Anlage wurde in zwei Teile getrennt (Schiltern Nord und Sued). Insgesamt wurden über 40 Eckpunkte gezogen, um nach Möglichkeit die ganze Blendwirkung des Parkes annähernd darzustellen.

Auf Grund der Angaben des Auftraggebers wurde als oberster Punkt aufgrund der max. zulässigen Bauhöhe des Bebauungsplans 3,5 m über Grund angenommen.

Punkte 1 bis 3 stellen exemplarisch Immissionsorte am Aussiedlerhof dar, die türkisen Linien stellen die Strecke dar, die ein Fahrzeug zurücklegt. Insgesamt wurden 2 Fahrstrecken simuliert, um sowohl der westliche als auch der östlichen Fahrstrecke zu entsprechen. Bei den Fahrzeugen wurden die Höhen bis zu einer Maximalhöhe von 3.5 m variiert, um auch LKW- oder Busfahrer mit einzubeziehen.

Tabelle 1: Blendungsgefährdung – Quelle: ForgeSolar

PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

Schiltern Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	4089
OP: OP 2	19	4565
OP: OP 3	0	3381
Route: Route Osten	0	1558
Route: Route Westen	0	0

Schildern Sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
Route: Route Osten	0	0
Route: Route Westen	0	3096

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von etwa 1800 Minuten im Jahr genannt. Bei Anlagenteil Schildern Nord überschreitet der westlich gelegene Hof diesen Wert. Bei Watzling Sued wird nur ein einzelner Wert überschritten - der der westlichen Autobahn.

Zusätzlich ist für die LAI Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden. Dies ist nur beim Anlagenteil Nord Richtung Westen der Fall. Da dieser Punkt aber schon über den 1800 Minuten liegt, treten über die 30 Minuten Regel KEINE zusätzlich zu beobachtenden Punkte auf.

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 ?

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
schiltern-no (green)	0	0	6	0	0	0	0	0	11	0	0	0
schiltern-no (yellow)	0	0	470	1280	782	778	786	1169	873	0	0	0
schiltern-su (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
schiltern-su (yellow)	0	0	355	871	318	0	86	822	631	13	0	0

Die längste Blendungsdauer findet für beide Teile findet im April statt. Allerdings wird hier die gesamte Blendung aller beobachteten Punkte zusammengefasst. Deswegen ist die durchschnittliche Blenddauer von 42 bzw. 29 Minuten pro Tag irreführend. Eine genaue Aufschlüsselung befindet sich bei den Daten im Anhang.

Allgemein kann gesagt werden, dass nur bei 2 Immissionsobjekten (Hof und Westliche Route der Autobahn) überhaupt die Zeiten für die LAI-Richtlinie überschritten werden könnten. Trotzdem muss für diese Punkte weiter untersucht werden, ob es sich auch um zusätzliche Blendeinwirkung handelt – oder ob die Sonne zu besagten Zeitpunkten nicht ohnehin (stärker) blenden würde. Deswegen werden im Folgenden die Zeitpunkte der Blendung betrachtet.

3.2.1. Blendung für nach Westen führende Spur der Autobahn

Wie in Tabelle 1 zu sehen ist, gibt es für die nach Osten führende Spur zwar eine Blendung, diese ist aber im Zuge der LAI Richtlinie zulässig. Für die nach Westen führende Spur gilt, dass die Blendung ausschließlich abends zwischen 17.50 und 18.50 auftritt. Dort steht die Sonne aber schon relativ tief im Westen. (vgl. Abbildung 9 Sonnenstand)

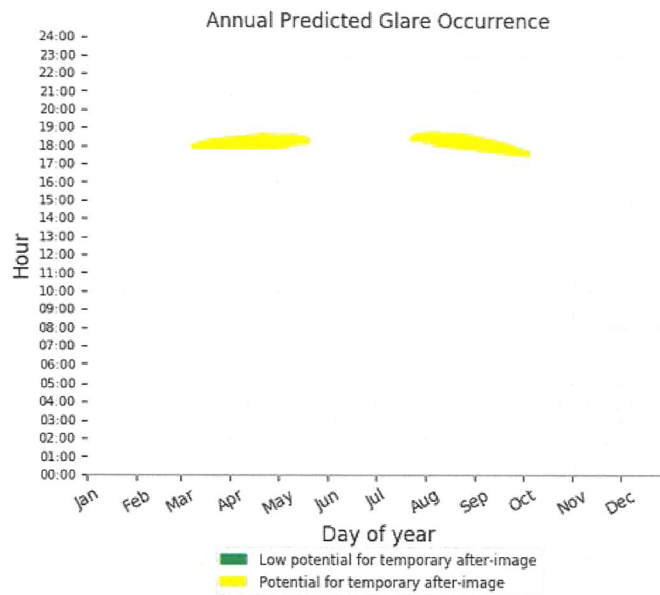


Abbildung 10 - Uhrzeit der Blendung für die Autobahn von Anlagenteil A – Quelle: ForgeSolar

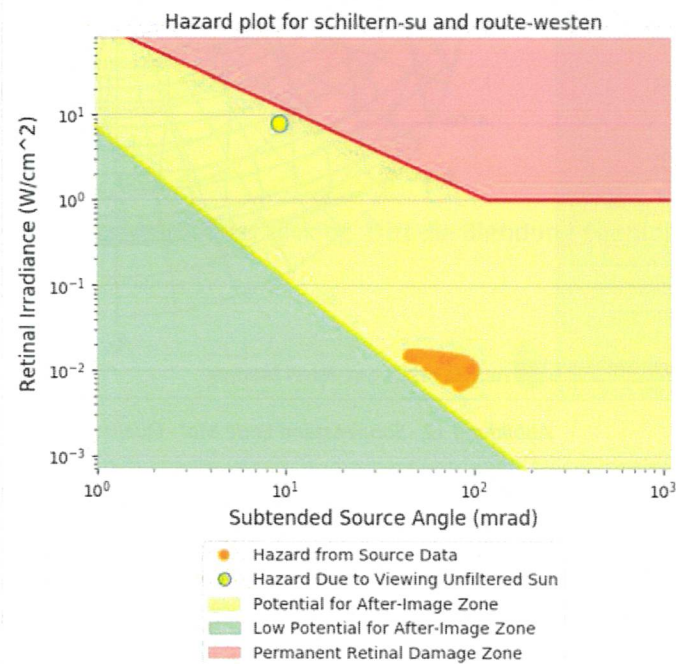


Abbildung 11 - Vergleich Natürliches Licht und Solar – Quelle: ForgeSolar

Laut der LAI-Richtlinie liegt eine unzulässige, zusätzliche Blendung nicht vor, wenn der Einfallswinkel der Sonne und der des Moduls sich um ca. 10° 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° 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° unterscheiden. Zudem ist festzustellen, dass dabei die reflektierte Intensität viel niedriger als direkte Sonnenstrahlung ist.“¹

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

Der angegebene Einfallswinkel (subtended source angle) wird hier in Milliradian angegeben. Er liegt zwischen 60 und 120 Milliradian, was $3,4^\circ$ bis $6,4^\circ$ entspricht, im Mittel also $4,8^\circ$. Zur für die Anlage ungünstigsten Zeit um 17.50 Uhr Ende August steht die Sonne bei knapp $11,84^\circ$ (Vergleiche Abbildung 13).

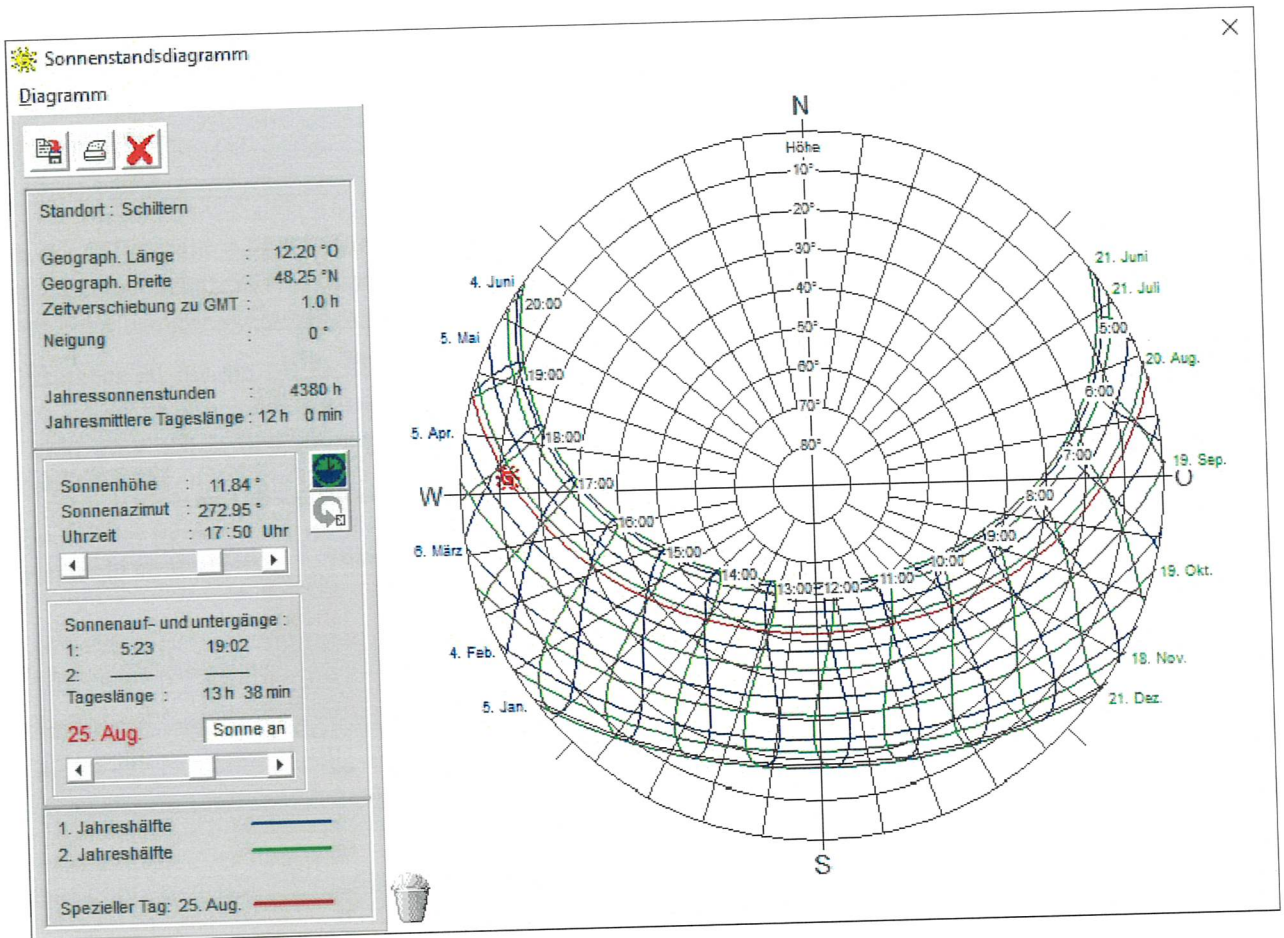


Abbildung 12 - Sonnenstand Ende Mai - Quelle: SunOrb

Zwar liegt der Differenzwinkel zunächst im Toleranzbereich, allerdings beträgt Dauer der täglichen Blendung regelmäßig mehr als 30 Minutenmarke – wenn auch nur an 6 Tagen im Jahr.

Da es sich um beim Immissionsort zusätzlich um eine vielbefahrene Autobahn handelt und damit im schlimmsten Fall um eine Gefahr für Leib und Leben herrscht, kann dies daher nicht abgewogen und billigend in Kauf genommen werden.

Die Anlage ist daher zunächst ohne weitere Maßnahmen nicht mit den LAI-Richtlinien zu vereinbaren, da es ab einigen Tagen zu einer länger andauernden zusätzlichen Blendung mit Gefährdungspotential kommt.

Diese könnte im konkreten Fall jedoch auf ein vereinbares Maß reduziert werden, wenn am jeweils zur Autobahn zeigenden Zaunfeld ein Sichtschutz in Höhe der tatsächlichen Anlagenbauhöhe angebracht werden würde – die Anlage also aus Sicht der Autobahn versteckt wird.

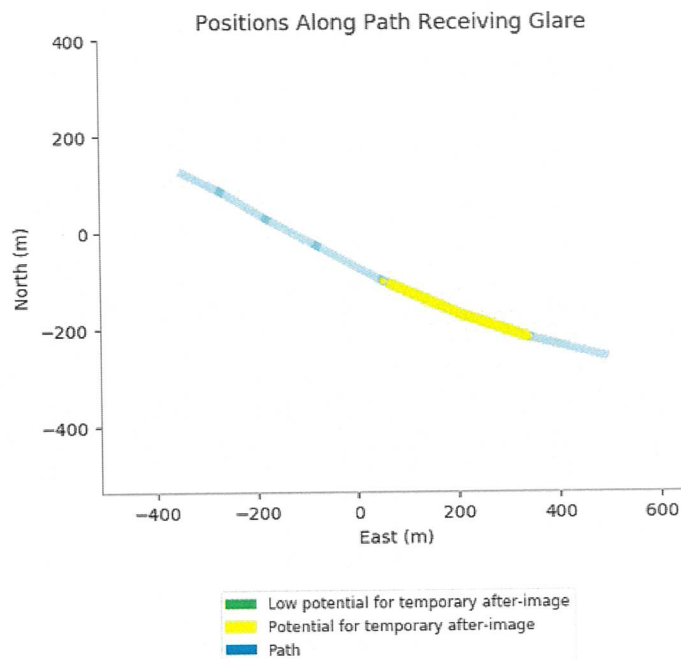


Abbildung 13 - Betroffene Bereiche der Autobahnstrecke - Quelle: ForgeSolar

3.2.2 Westlich gelegener Hof

Für den zweiten Punkt, den Aussiedlerhof bei Nicking, tritt die Blendung ebenfalls am Abend auf zwischen 17.40 und 18.30 Uhr auf.

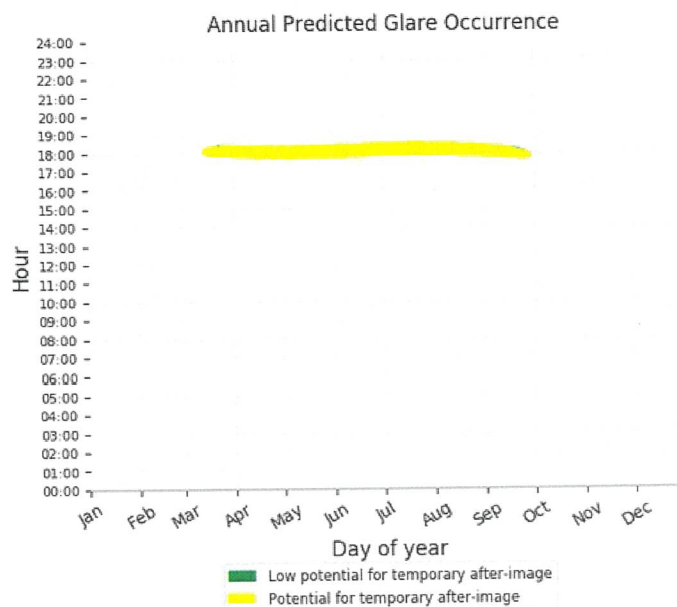


Abbildung 14 - Blendungszeitraum am westlichen Hof - Quelle: ForgeSolar

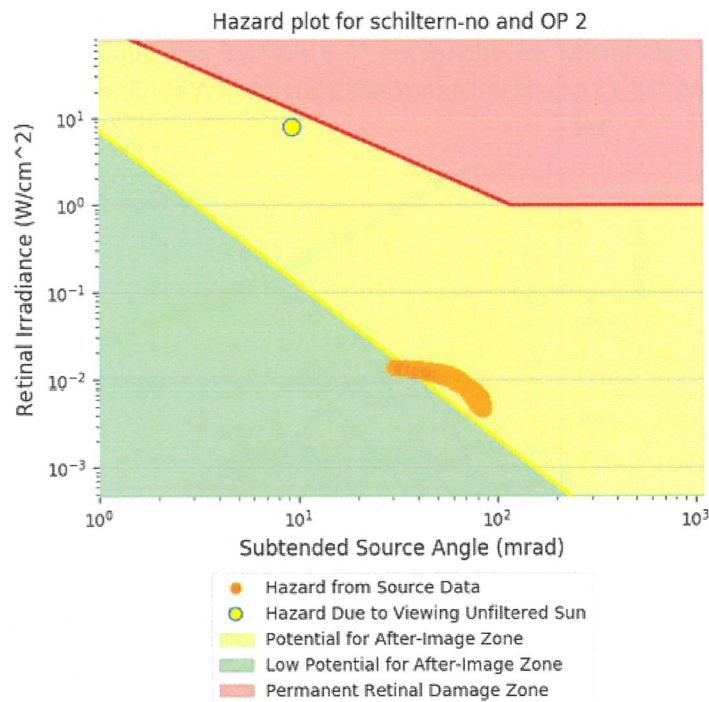


Abbildung 15 - Vergleich Natürliches Licht und Solar – Quelle: ForgeSolar

Der angegebene Einfallswinkel liegt hier zwischen $2,2^\circ$ und $5,7^\circ$ betrachtet man hier das Sonnenstandsdiagramm, so liegt der für die Anlage schlechteste Fall bei $21,11^\circ$ am 28 Juni.

Da hier der Wert über 10° abweicht würde im ungünstigsten Fall für den Park tatsächlich eine Blendung auftreten. Allerdings gilt dies nicht für alle Tage im Jahr. Betrachtet man nur die Tage, in denen wirklich eine zusätzliche Blendung auftritt, so ist der letzte Tag der 8. Mai. Hier liegt der Winkel bei $15,55^\circ$ und ist somit laut LAI keine unzulässige zusätzliche Blendung. Am 11. August beträgt der Winkel um 17.50 Uhr $15,67^\circ$ und ist somit auch hier wieder als keine zusätzliche unzulässige Blendung zu werten. Das bedeutet, dass selbst im ungünstigsten Fall die Anlage nur vom 9.5 bis zum 10.8 überhaupt eine Blendung auftreten könnte.

Zudem ist hier nicht von Verkehr auszugehen, so dass eine Gefährdung von Personen nicht gegeben ist. Der Hof wird auch nur vom bedeutend kleineren Teil der Anlage geblendet, so dass hier die 100m Regel der LAI-Richtlinie greift, da es sich nicht um eine große Anlage handelt.

Auch kann das Programm eventuellen Bewuchs nicht mit einbeziehen, was wiederum den maximal ungünstigsten Fall für den Solarpark widerspiegelt und nicht die Realität abbildet, so dass von einem zusätzlichen Reduzieren der Blendwirkung ausgegangen werden kann.

Alle Punkte zusammengekommen kann damit abgewogen werden, dass es sich um keine unzulässige zusätzliche Blendung handelt und damit mit der LAI-Richtlinie vereinbar ist.

4. Ergebnisauswertung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zur theoretischen Überschreitung der als zulässig erklärten Blendzeiträumen im Bereich der A94 kommt, diese aber größtenteils in einen Zeitraum fallen, in welchem die Sonne so tief steht, dass sie ohnehin selbst deutlich stärker blendet. Trotzdem muss eine leichte Überschreitung der LAI-Richtlinie festgestellt werden.

Diese könnte im konkreten Fall jedoch auf ein vereinbares Maß reduziert werden, wenn am jeweils zur Autobahn zeigenden Zaunfeld ein Sichtschutz in Höhe der tatsächlichen Anlagenbauhöhe angebracht werden würde – die Anlage also aus Sicht der Autobahn versteckt wird.

Zu keiner unzulässigen zusätzlichen Beeinträchtigung kommt es hingegen beim Aussiedlerhof.

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. Sollte es trotz allem Bedenken geben, so kann im Bereich der beeinträchtigten Strecke der Autobahn eine Sichtschutzmatte angebracht werden.

5. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

PV Schiltern

Schiltern 20

Client: Ros

Created Sept. 24, 2021

Updated Oct. 4, 2021

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 59407.10368

Project type Advanced

Project status: active

Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
 Ocular transmission coefficient: 0.5
 Pupil diameter: 0.002 m
 Eye focal length: 0.017 m
 Sun subtended angle: 9.3 mrad

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		min	min	kWh
Schiltern Nord	20.0	180.0	19	13,593	-
Schiltern Sued	20.0	180.0	0	3,096	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 36,221 m²

Name: Schiltern Nord
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 11,636 m²
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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.254807	12.200313	458.24	3.50	461.74
2	48.255243	12.200173	455.84	3.50	459.34
3	48.255750	12.200098	452.84	3.50	456.34
4	48.255800	12.200602	452.06	3.50	455.56
5	48.255878	12.201031	451.89	3.50	455.39
6	48.256000	12.201697	452.27	3.50	455.77
7	48.255621	12.201793	453.35	3.50	456.85
8	48.255221	12.201879	455.74	3.50	459.24
9	48.255100	12.201439	456.47	3.50	459.97
10	48.254928	12.200763	457.23	3.50	460.73

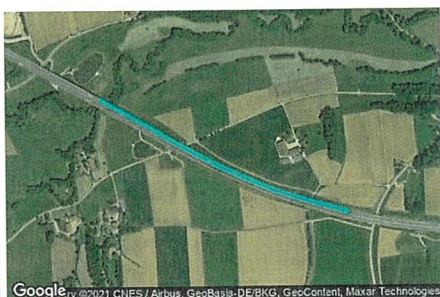
Name: Schiltern Sued
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Footprint area: 24,585 m²
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.253857	12.199771	463.68	3.50	467.18
2	48.253843	12.199728	463.91	2.00	465.91
3	48.253292	12.199867	467.77	3.50	471.27
4	48.252935	12.199944	469.74	2.00	471.74
5	48.252410	12.200089	472.69	3.50	476.19
6	48.252242	12.200110	473.68	2.00	475.68
7	48.252167	12.200486	472.94	3.50	476.44
8	48.252099	12.200952	472.98	2.00	474.98
9	48.252110	12.201392	473.23	3.50	476.73
10	48.252110	12.201800	473.86	2.00	475.86
11	48.252135	12.202299	473.39	3.50	476.89
12	48.252135	12.202412	473.37	2.00	475.37
13	48.252599	12.202326	472.30	3.50	475.80
14	48.253117	12.202261	471.52	2.00	473.52
15	48.253146	12.202111	471.45	3.50	474.95
16	48.253221	12.201859	471.04	2.00	473.04
17	48.253375	12.201376	469.90	3.50	473.40
18	48.253575	12.200700	466.55	2.00	468.55
19	48.253771	12.200024	463.93	3.50	467.43
20	48.253817	12.199917	463.71	2.00	465.71
21	48.253850	12.199815	463.64	3.50	467.14

Route Receptor(s)

Name: Route Osten
Route type One-way
View angle: 40.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.255967	12.196114	454.43	1.50	455.93
2	48.255381	12.197659	454.79	3.00	457.79
3	48.254710	12.199375	457.68	1.50	459.18
4	48.253952	12.201478	468.48	3.00	471.48
5	48.253281	12.203731	470.55	1.50	472.05
6	48.252952	12.205319	465.65	3.00	468.65
7	48.252652	12.206950	470.32	1.50	471.82

Name: Route Westen
Route type One-way
View angle: 40.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.252481	12.206928	470.78	1.50	472.28
2	48.252838	12.204911	466.51	3.00	469.51
3	48.253252	12.203152	471.16	1.50	472.66
4	48.253895	12.201006	467.35	3.00	470.35
5	48.254553	12.199268	459.12	1.50	460.62
6	48.255053	12.197916	455.30	3.00	458.30
7	48.255567	12.196693	454.05	1.50	455.55
8	48.255910	12.195685	454.28	3.00	457.28

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.254645	12.203914	468.54	2.00	470.54
OP 2	48.254845	12.204402	466.55	4.00	470.55
OP 3	48.254317	12.204112	469.89	6.00	475.89

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
Schiltern Nord	20.0	180.0	19	13,593	-	-
Schiltern Sued	20.0	180.0	0	3,096	-	-

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
schiltern-no (green)	0	0	6	0	0	0	0	0	11	0	0	0
schiltern-no (yellow)	0	0	470	1280	782	778	786	1169	873	0	0	0
schiltern-su (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
schiltern-su (yellow)	0	0	355	871	318	0	86	822	631	13	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

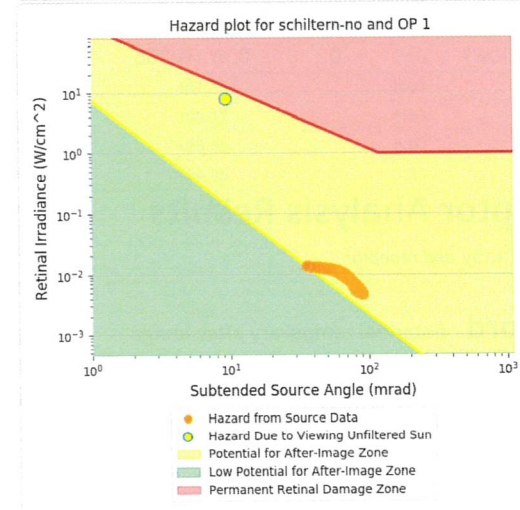
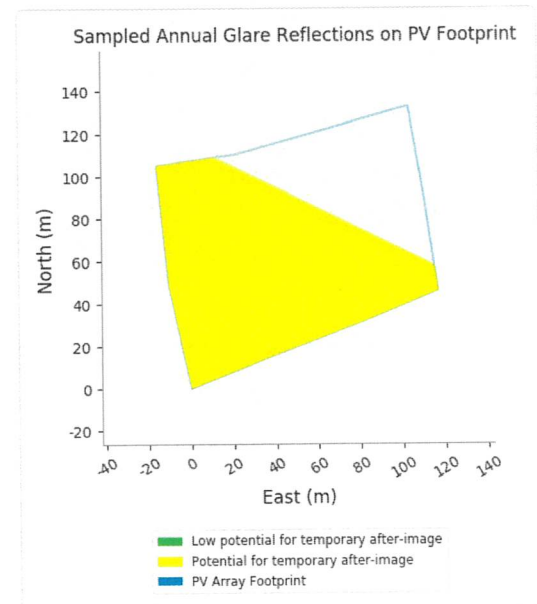
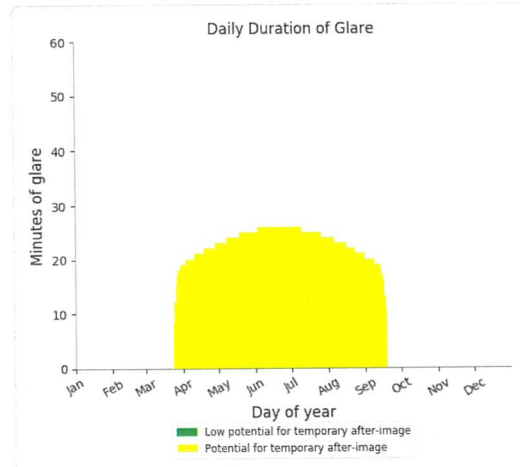
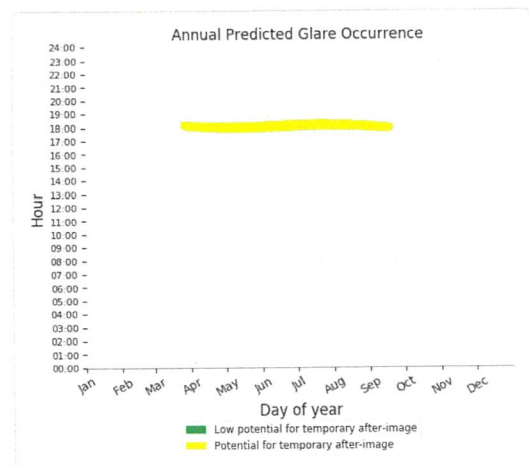
Schiltern Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	4089
OP: OP 2	19	4565
OP: OP 3	0	3381
Route: Route Osten	0	1558
Route: Route Westen	0	0

Schiltern Nord - OP Receptor (OP 1)

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

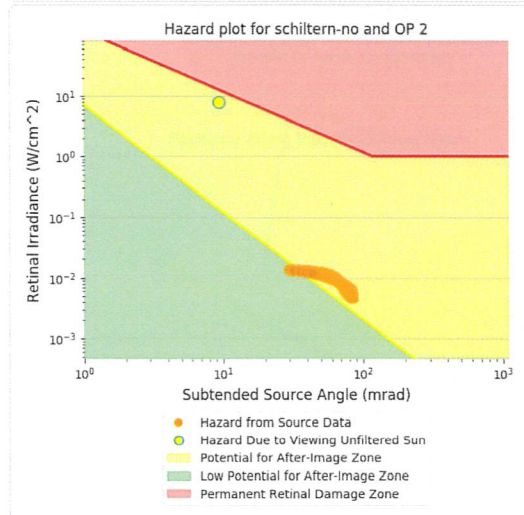
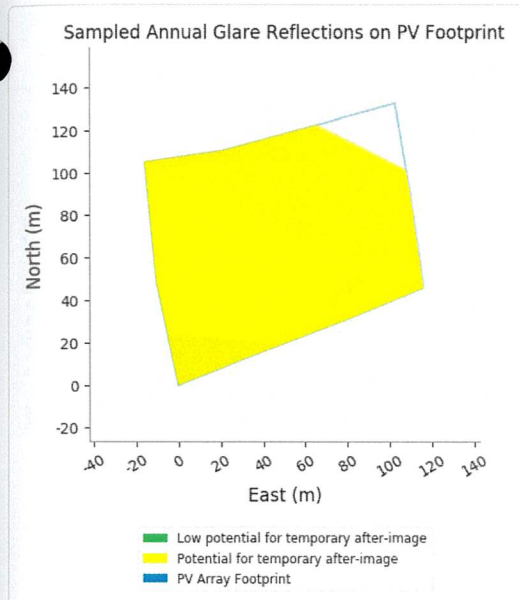
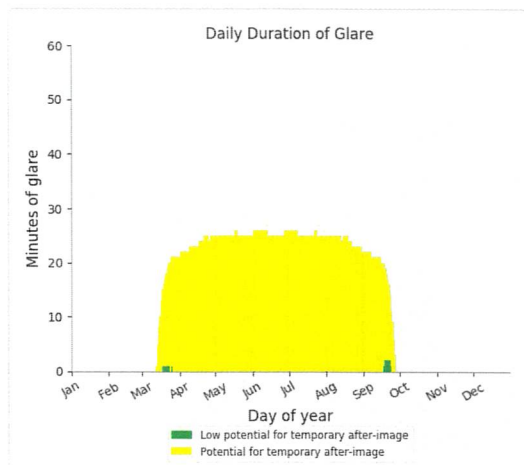
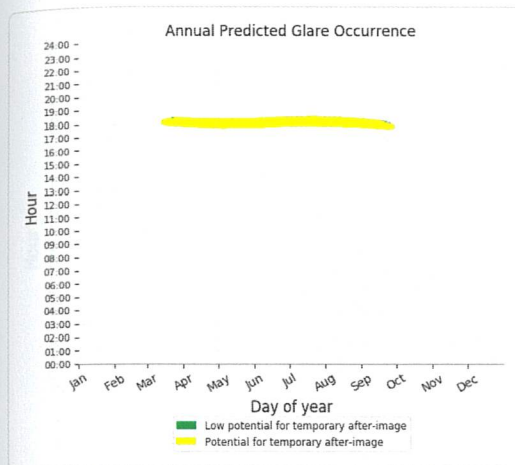
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,089 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - OP Receptor (OP 2)

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

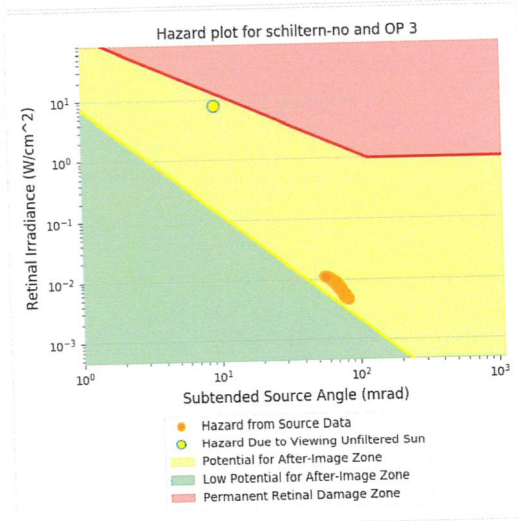
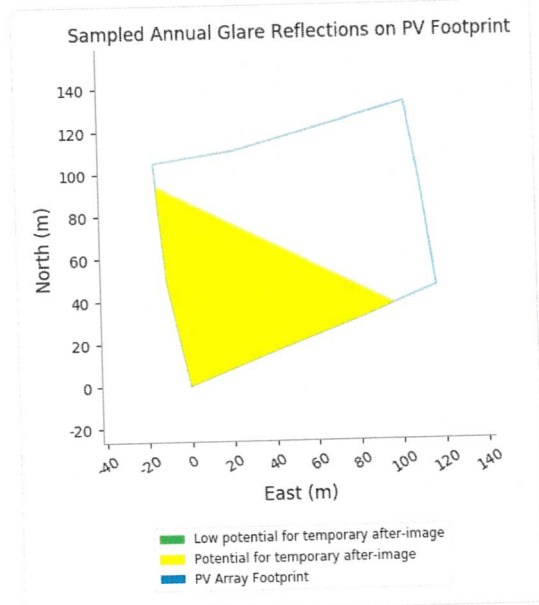
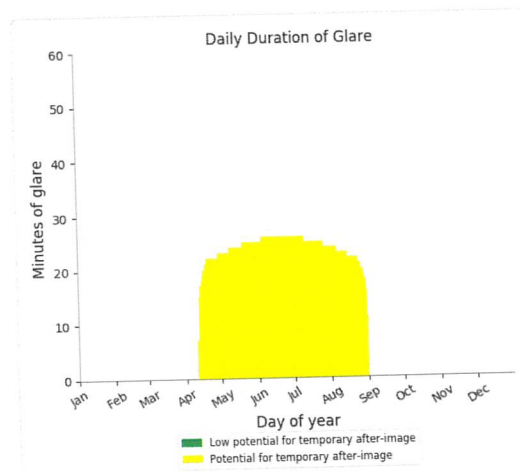
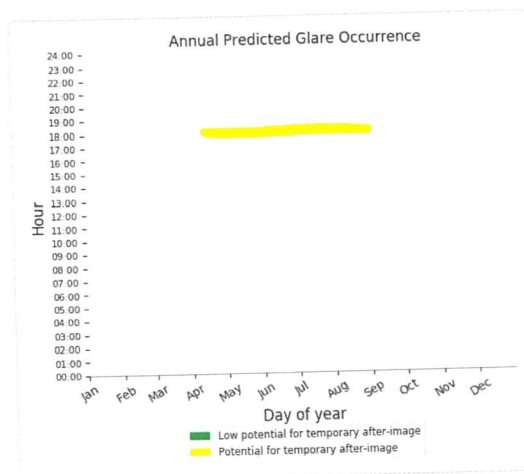
- 19 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,565 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - OP Receptor (OP 3)

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

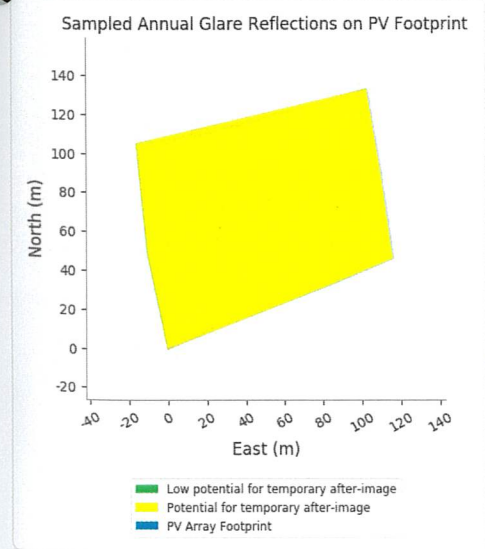
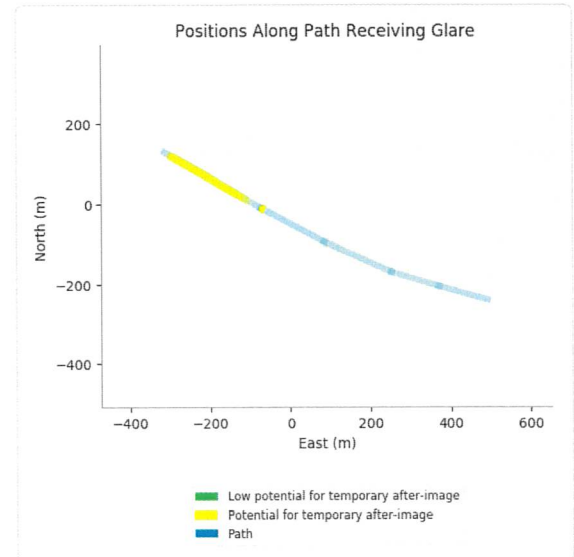
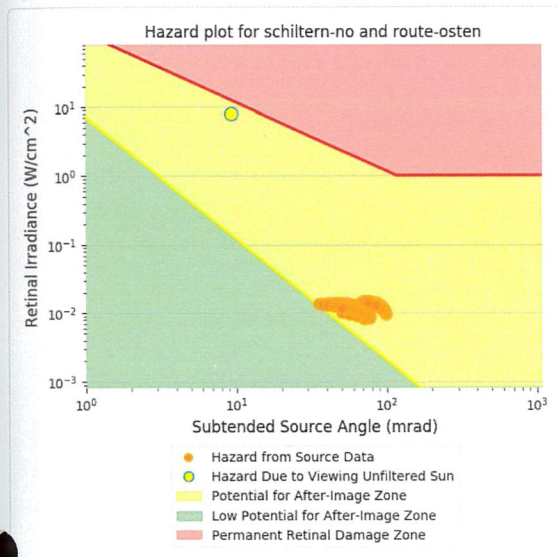
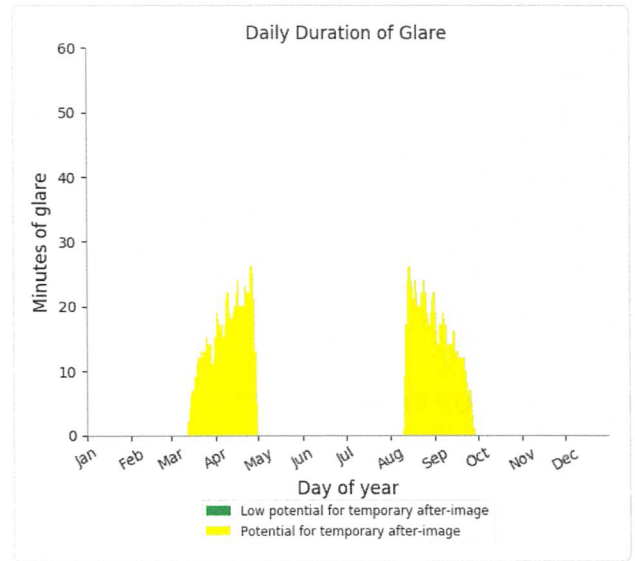
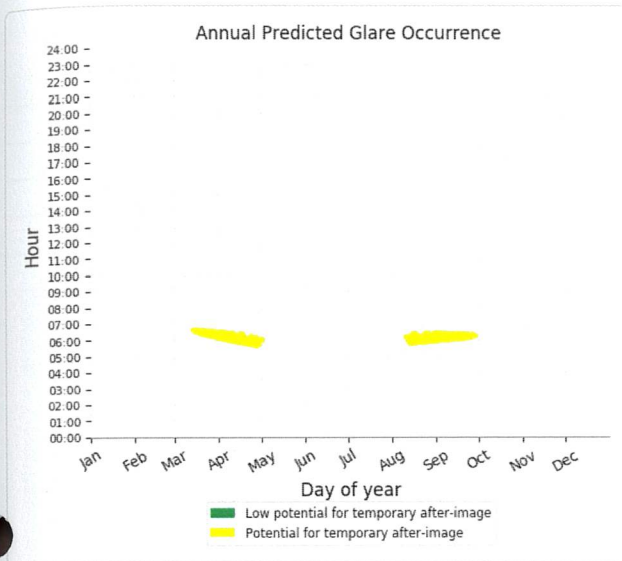
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,381 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - Route Receptor (Route Osten)

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.
- 1,558 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - Route Receptor (Route Westen)

No glare found

Schiltern Sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
Route: Route Osten	0	0
Route: Route Westen	0	3096

Schiltern Sued - OP Receptor (OP 1)

No glare found

Schiltern Sued - OP Receptor (OP 2)

No glare found

Schiltern Sued - OP Receptor (OP 3)

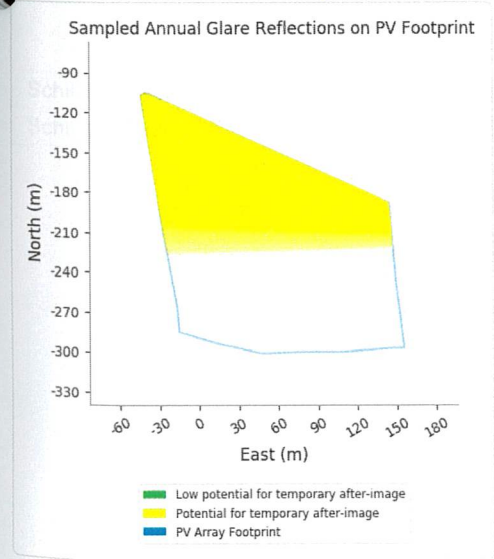
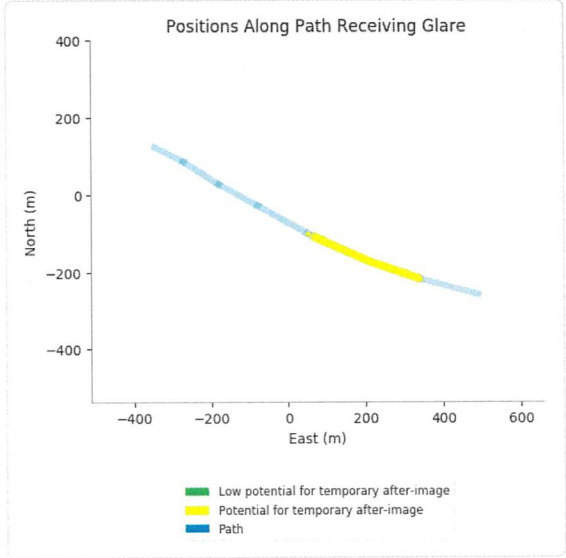
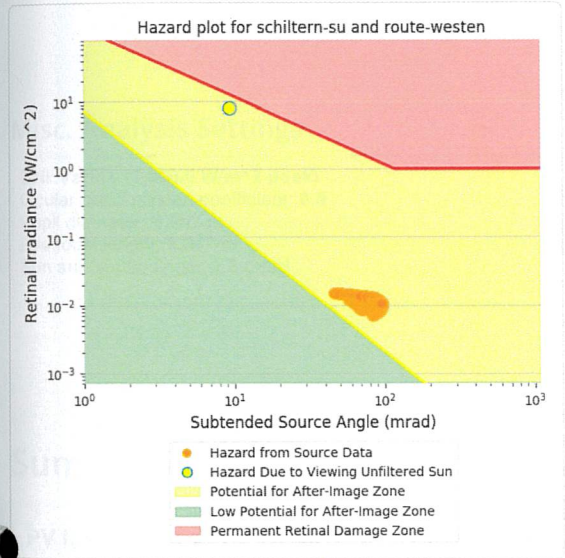
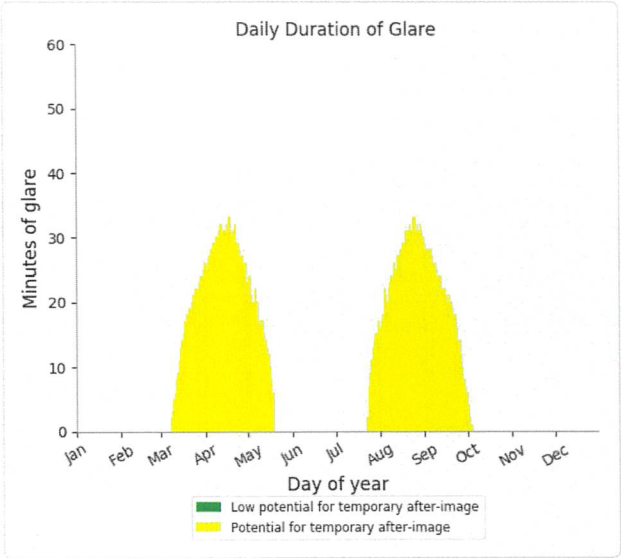
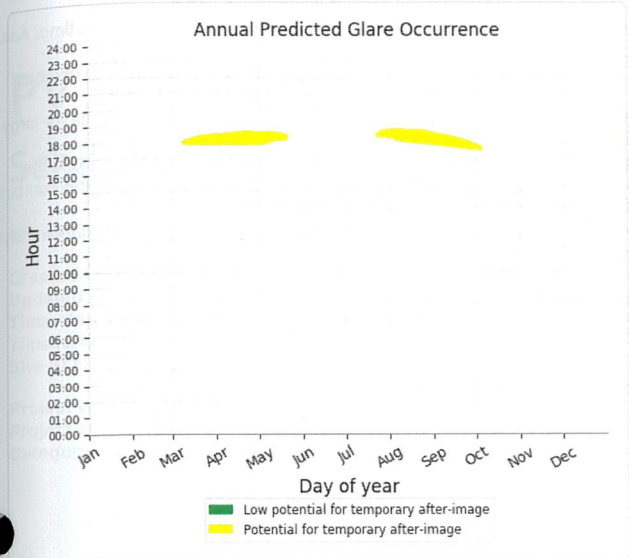
No glare found

Schiltern Sued - Route Receptor (Route Osten)

No glare found

Schiltern Sued - Route Receptor (Route Westen)

- 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.
 - 3,096 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 combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, 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.

PV Schiltern

Schiltern 25

Client: Ros

Created Sept. 24, 2021
Updated Oct. 4, 2021
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Site ID 59407.10368

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



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
Ocular transmission coefficient: 0.5
Pupil diameter: 0.002 m
Eye focal length: 0.017 m
Sun subtended angle: 9.3 mrad

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
Schiltern Nord	25.0	180.0	19	14,087	-
Schiltern Sued	25.0	180.0	0	3,137	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 36,221 m²

Name: Schiltern Nord

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 25.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Footprint area: 11,636 m²

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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.254807	12.200313	458.24	3.50	461.74
2	48.255243	12.200173	455.84	3.50	459.34
3	48.255750	12.200098	452.84	3.50	456.34
4	48.255800	12.200602	452.06	3.50	455.56
5	48.255878	12.201031	451.89	3.50	455.39
6	48.256000	12.201697	452.27	3.50	455.77
7	48.255621	12.201793	453.35	3.50	456.85
8	48.255221	12.201879	455.74	3.50	459.24
9	48.255100	12.201439	456.47	3.50	459.97
10	48.254928	12.200763	457.23	3.50	460.73

Name: Schiltern Sued

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 25.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Footprint area: 24,585 m²

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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.253857	12.199771	463.68	3.50	467.18
2	48.253843	12.199728	463.91	2.00	465.91
3	48.253292	12.199867	467.77	3.50	471.27
4	48.252935	12.199944	469.74	2.00	471.74
5	48.252410	12.200089	472.69	3.50	476.19
6	48.252242	12.200110	473.68	2.00	475.68
7	48.252167	12.200486	472.94	3.50	476.44
8	48.252099	12.200952	472.98	2.00	474.98
9	48.252110	12.201392	473.23	3.50	476.73
10	48.252110	12.201800	473.86	2.00	475.86
11	48.252135	12.202299	473.39	3.50	476.89
12	48.252135	12.202412	473.37	2.00	475.37
13	48.252599	12.202326	472.30	3.50	475.80
14	48.253117	12.202261	471.52	2.00	473.52
15	48.253146	12.202111	471.45	3.50	474.95
16	48.253221	12.201859	471.04	2.00	473.04
17	48.253375	12.201376	469.90	3.50	473.40
18	48.253575	12.200700	466.55	2.00	468.55
19	48.253771	12.200024	463.93	3.50	467.43
20	48.253817	12.199917	463.71	2.00	465.71
21	48.253850	12.199815	463.64	3.50	467.14

Route Receptor(s)

Name: Route Osten
Route type One-way
View angle: 40.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.255967	12.196114	454.43	1.50	455.93
2	48.255381	12.197659	454.79	3.00	457.79
3	48.254710	12.199375	457.68	1.50	459.18
4	48.253952	12.201478	468.48	3.00	471.48
5	48.253281	12.203731	470.55	1.50	472.05
6	48.252952	12.205319	465.65	3.00	468.65
7	48.252652	12.206950	470.32	1.50	471.82

Name: Route Westen
Route type One-way
View angle: 40.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.252481	12.206928	470.78	1.50	472.28
2	48.252838	12.204911	466.51	3.00	469.51
3	48.253252	12.203152	471.16	1.50	472.66
4	48.253895	12.201006	467.35	3.00	470.35
5	48.254553	12.199268	459.12	1.50	460.62
6	48.255053	12.197916	455.30	3.00	458.30
7	48.255567	12.196693	454.05	1.50	455.55
8	48.255910	12.195685	454.28	3.00	457.28

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.254645	12.203914	468.54	2.00	470.54
OP 2	48.254845	12.204402	466.55	4.00	470.55
OP 3	48.254317	12.204112	469.89	6.00	475.89

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
Schiltern Nord	25.0	180.0	19	14,087	-	-
Schiltern Sued	25.0	180.0	0	3,137	-	-

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
schiltern-no (green)	0	0	9	0	0	0	0	0	7	0	0	0
schiltern-no (yellow)	0	0	462	1370	811	806	804	1268	899	0	0	0
schiltern-su (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
schiltern-su (yellow)	0	0	336	883	349	0	106	831	628	4	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

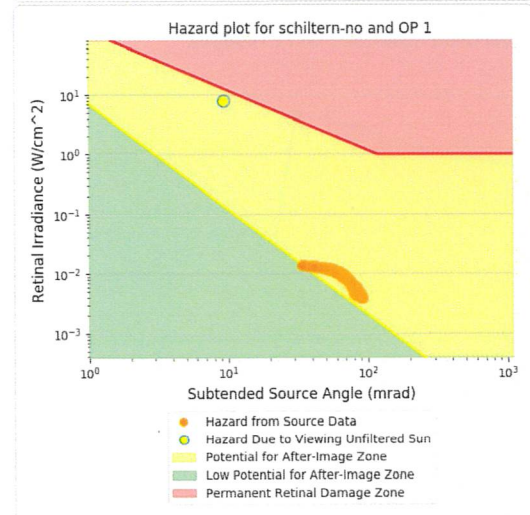
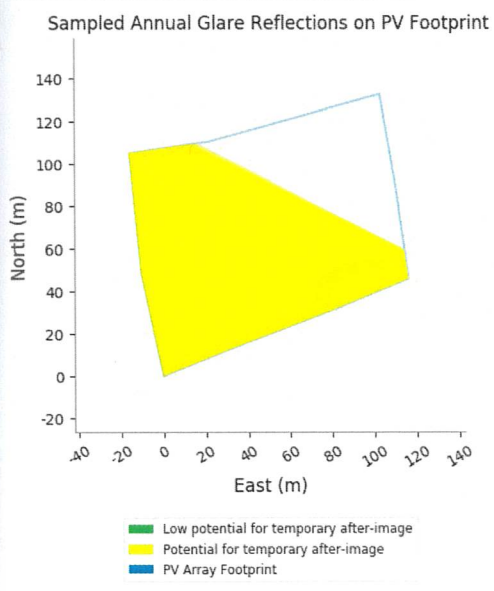
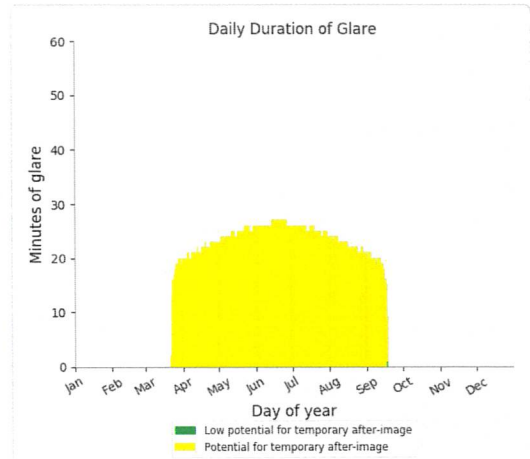
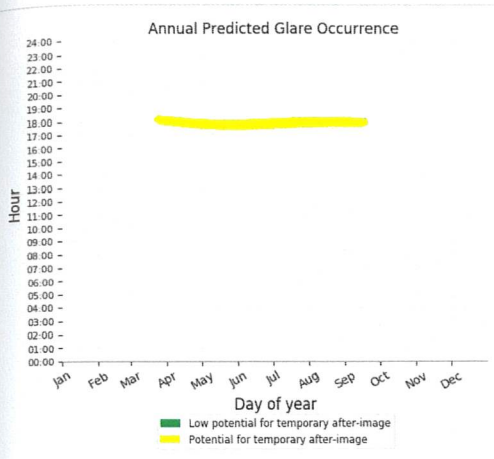
Schiltern Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1	4192
OP: OP 2	16	4623
OP: OP 3	0	3535
Route: Route Osten	2	1737
Route: Route Westen	0	0

Schiltern Nord - OP Receptor (OP 1)

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

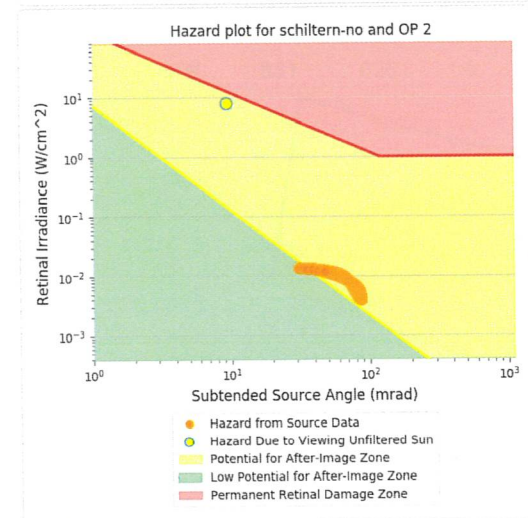
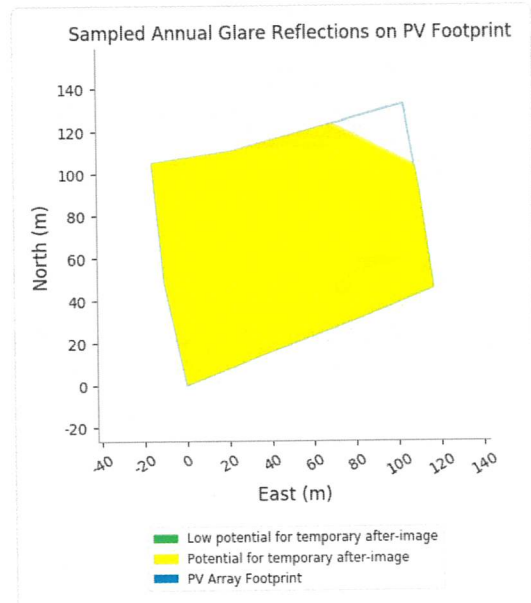
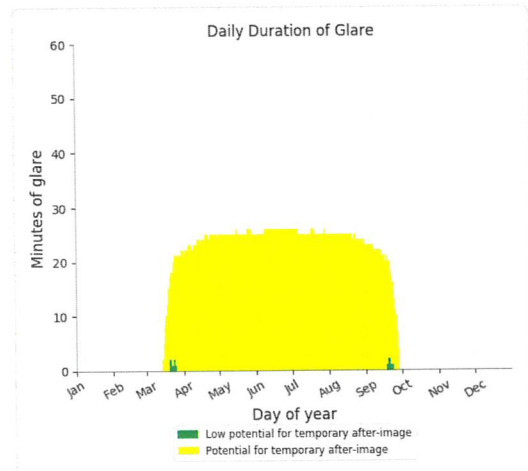
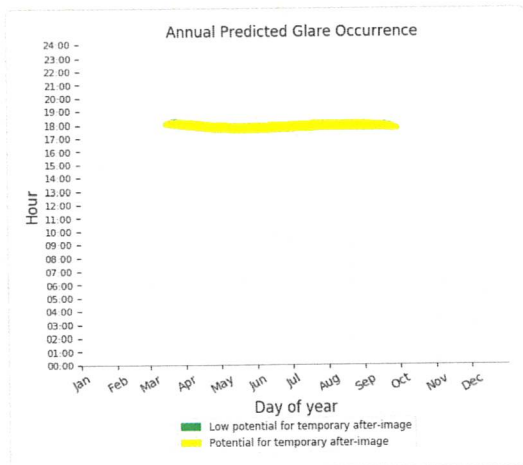
- 1 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,192 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - OP Receptor (OP 2)

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

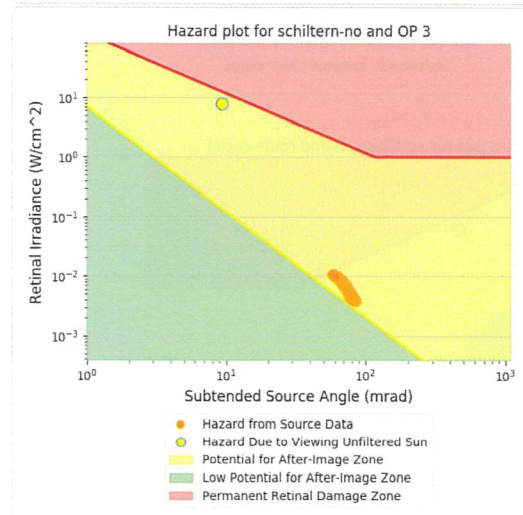
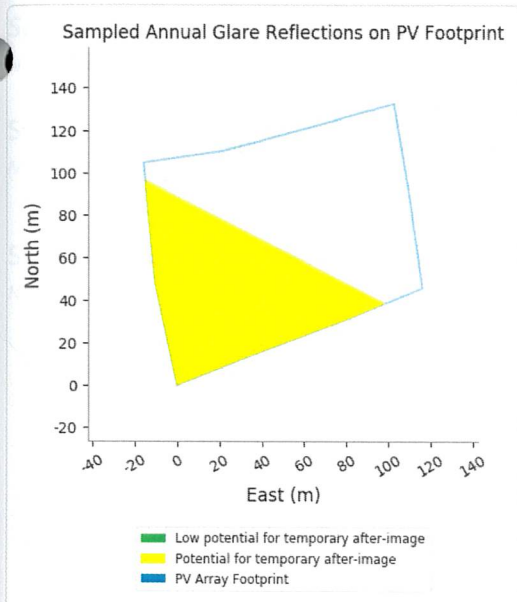
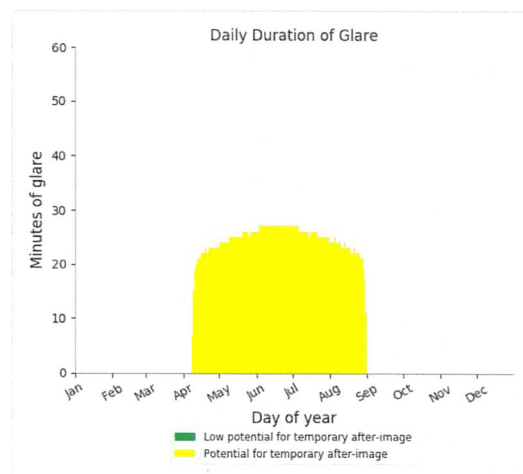
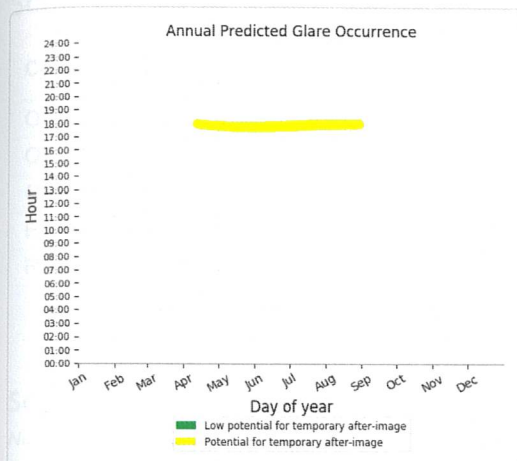
- 16 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,623 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - OP Receptor (OP 3)

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

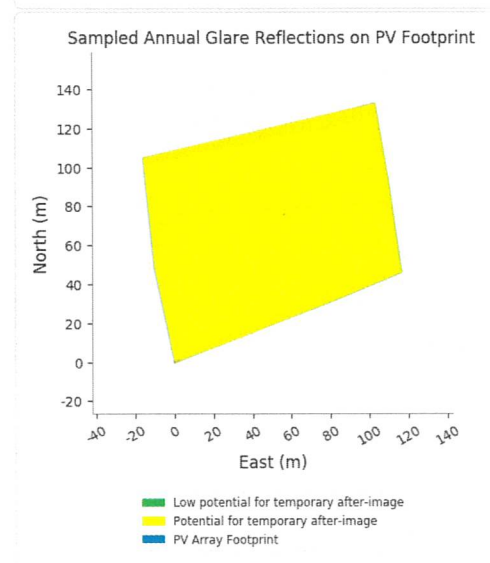
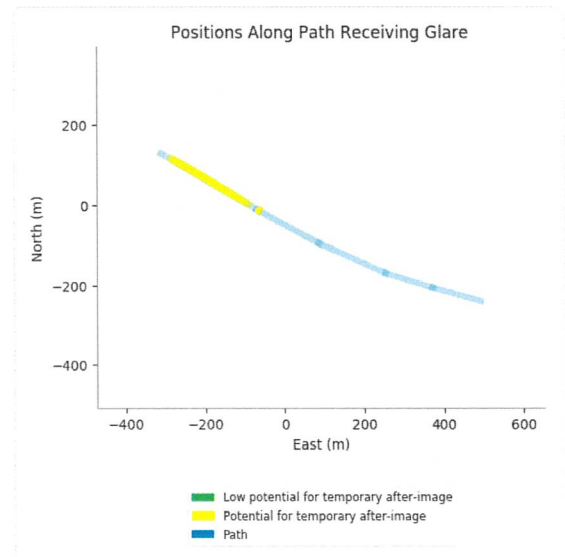
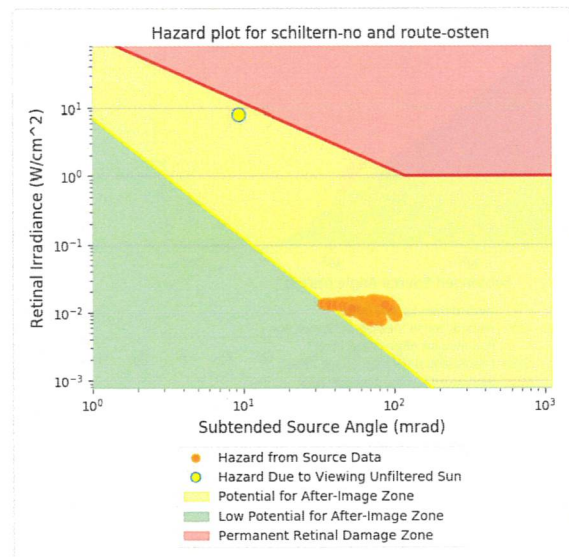
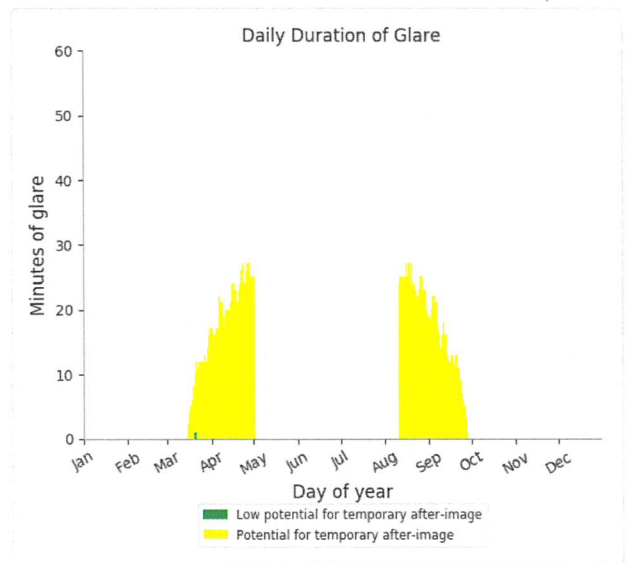
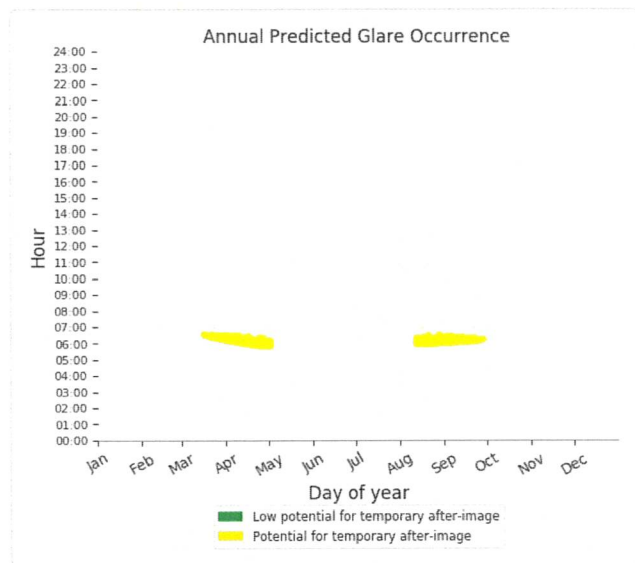
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,535 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - Route Receptor (Route Osten)

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

- 2 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,737 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Schiltern Nord - Route Receptor (Route Westen)

No glare found

Schiltern Sued potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
Route: Route Osten	0	0
Route: Route Westen	0	3137

Schiltern Sued - OP Receptor (OP 1)

No glare found

Schiltern Sued - OP Receptor (OP 2)

No glare found

Schiltern Sued - OP Receptor (OP 3)

No glare found

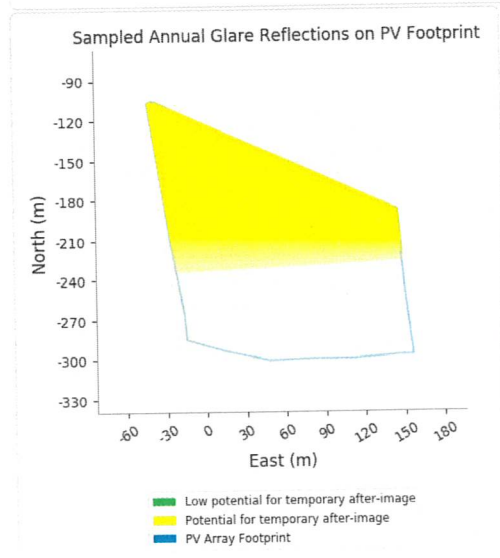
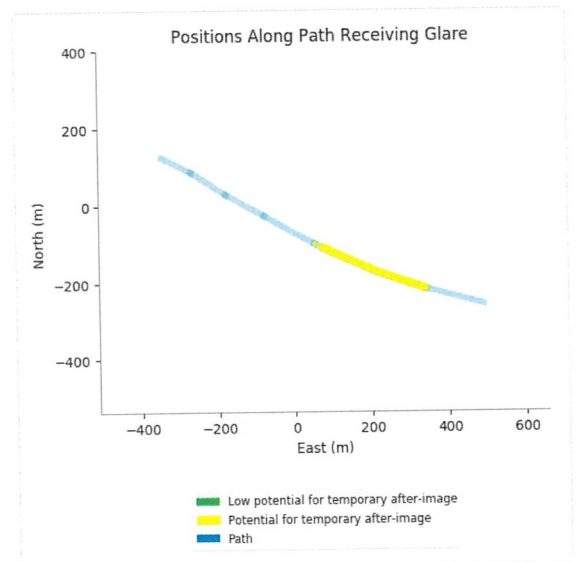
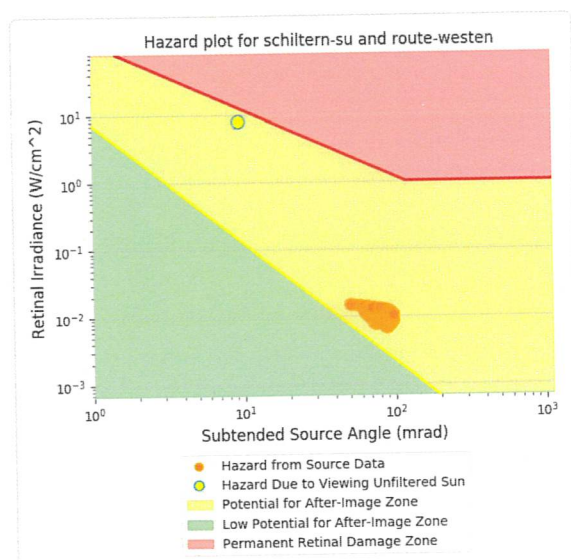
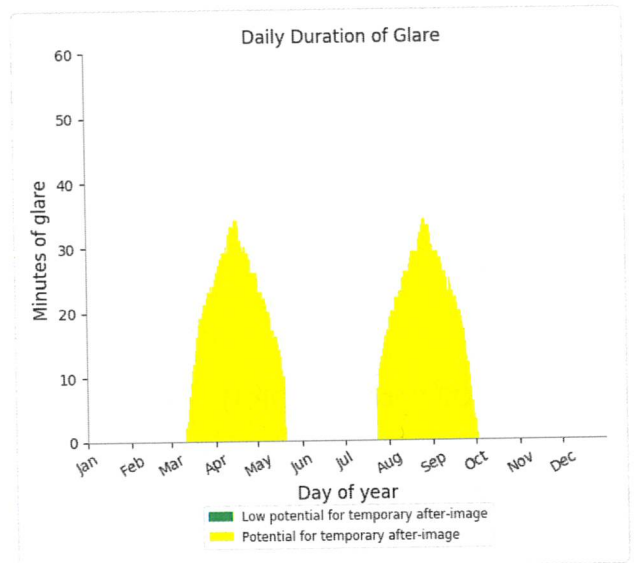
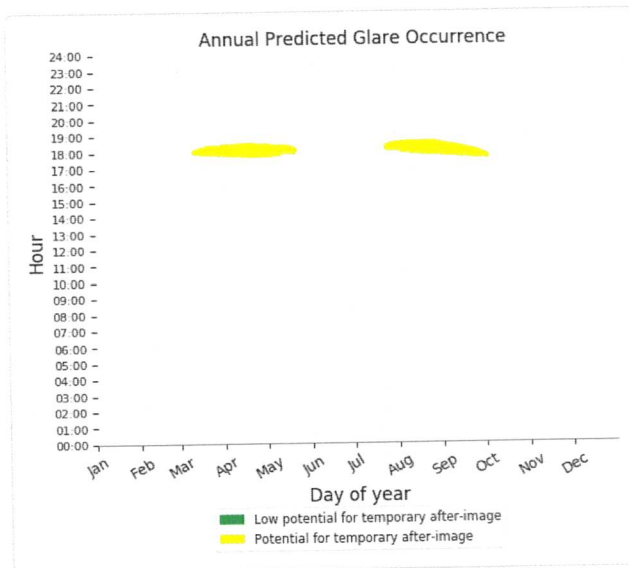
Schiltern Sued - Route Receptor (Route Osten)

No glare found

Schiltern Sued - Route Receptor (Route Westen)

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.
- 3,137 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.