

SolPEG Blendgutachten

Blendwirkung der PV Anlage Groß Siemz

Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Groß Siemz
in Mecklenburg-Vorpommern

SolPEG GmbH
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
<http://www.solpeg.de>

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	9
3.1	Rechtliche Hinweise	9
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	9
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung.....	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
4	Ergebnisse	14
4.1	Allgemeine Hinweise	14
4.2	Ergebnisübersicht	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P1.....	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P2.....	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P3.....	20
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P4.....	21
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P5.....	22
4.8	Ergebnisse am Messpunkt P6.....	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	24
5.1	Zusammenfassung	24
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	24
6	Schlussbemerkung	24

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Groß Siemz

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Groß Siemz Solar GbR beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Groß Siemz“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A20 sowie die Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) bzw. gemäß der daraus resultierenden sog. Licht-Leitlinie¹ sind technische Anlagen, die das Sonnenlicht reflektieren, so auszuführen, dass es bei Anwohnern und Verkehrsteilnehmern nicht zu erheblichen Störungen kommt. Die Licht-Leitlinie wurde durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und dient als Basis für Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Groß Siemz“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Anwohner der umliegenden Gebäude und Verkehrsteilnehmer der Bundesautobahn A20.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage, eine Analyse der Blendwirkung vor Ort ist nicht Bestandteil des Auftrags.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet in Mecklenburg-Vorpommern ca. 1 km nordöstlich der Ortschaft Groß Siemz, ca. 17 km östlich von Lübeck. Die Anlage ist in separate Abschnitte mit insgesamt 5 Teilflächen unterteilt, die sich auf einer Länge von ca. 1.4 km entlang der Autobahn A20 befinden. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerflächen ca. 1 km nordöstlich des Ortes Groß Siemz, ca. 17 km östlich von Lübeck (Schleswig-Holstein). Der Geländeverlauf ist leicht hügelig.
Koordinaten Teilfläche 4	53.82°N, 10.945°O, 25 m ü. NN
Grenzlänge entlang der A20	ca. 1,4 km
Abstand zur Fahrbahn A20	20 m (Süden) / 25 m (Norden)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Mehr als 1 km (relevante Richtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (Abschnitt Nord und Süd, schematisch)

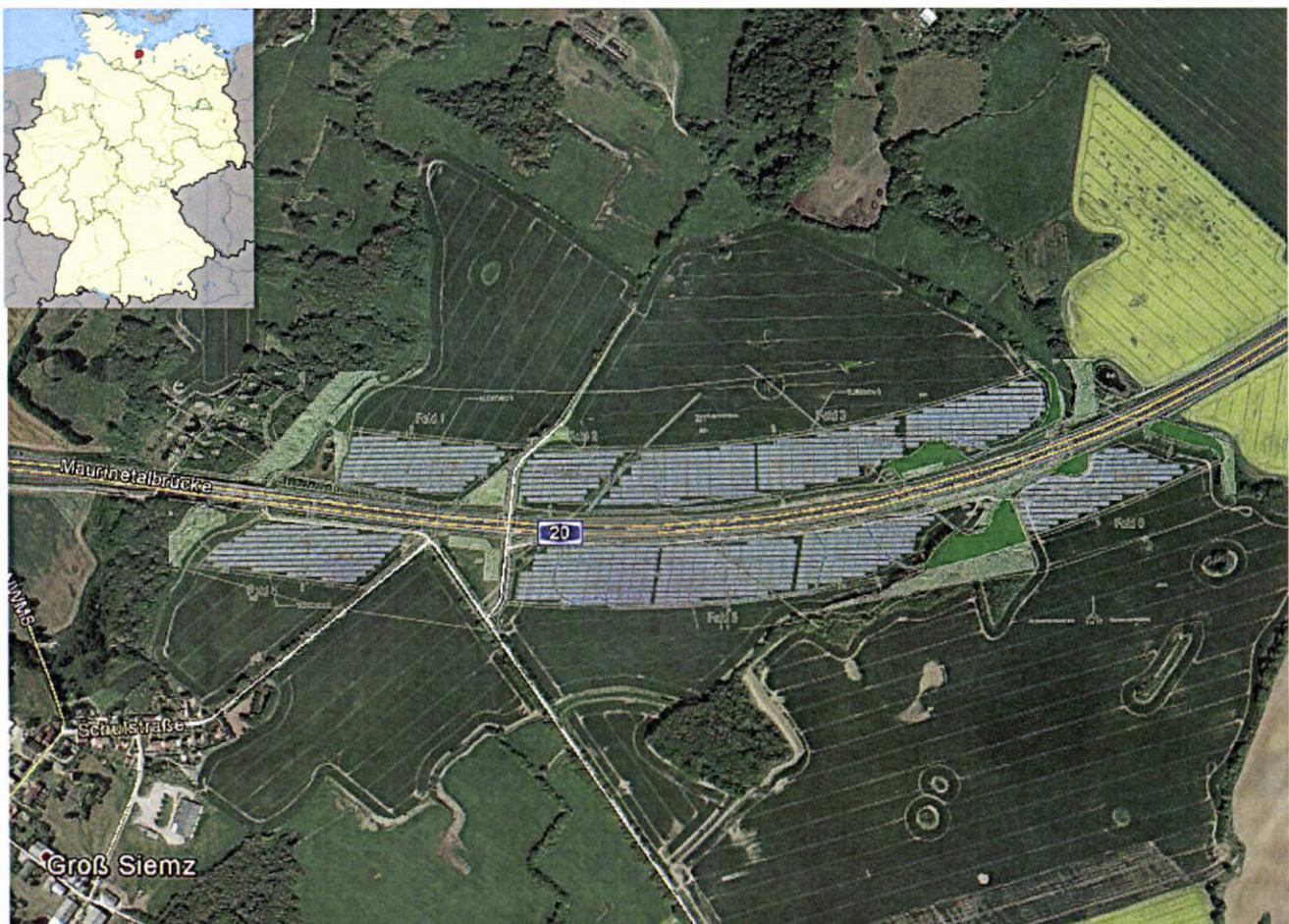


Bild S1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht West. Die Position der Modultische entspricht der Vorplanung.



Bild S2: Detail Bereich West (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detail (Ost)

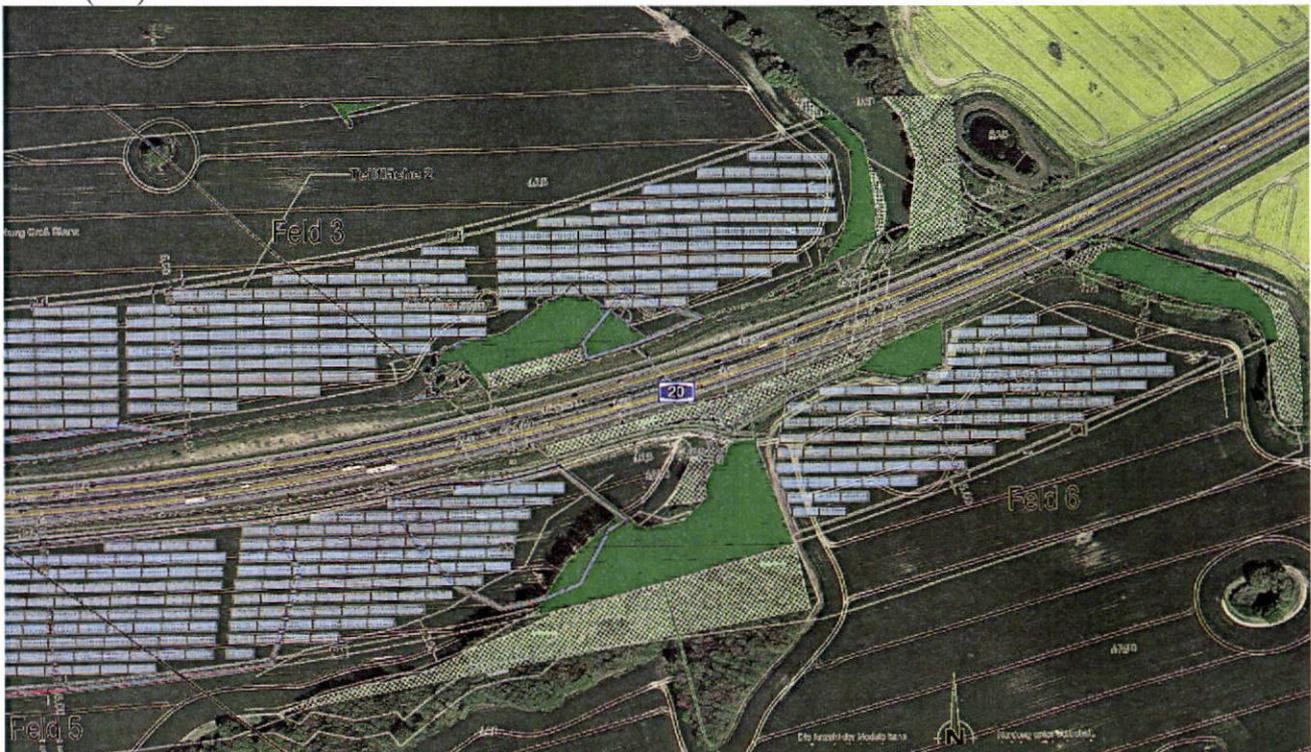


Bild S3: Detail Bereich Ost (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die vorwiegend südlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der Autobahn A20 sowie einzelne Wohnhäuser der Ortschaft Groß Siemz südwestlich der geplanten PV Anlage (hier Teilfläche 3). Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude nicht von einer potentiellen Reflexion durch die PV Anlage erreicht werden, daher werden diese Standorte nicht weiter analysiert. Andere Gebäude westlich der Anlage sind mehr als 1 km entfernt und somit nicht von potentiellen Reflexionen betroffen.

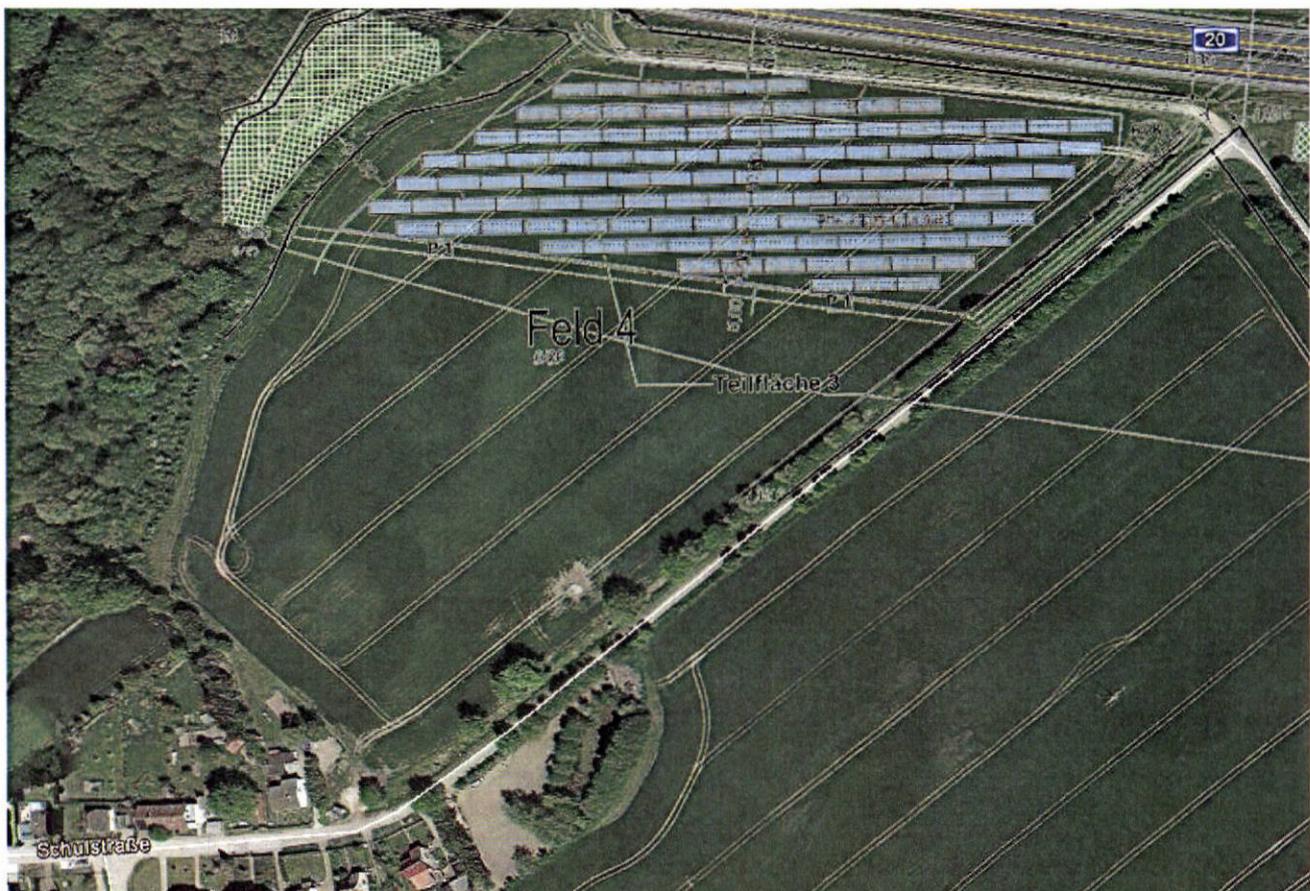


Bild S4: Wohnhäuser von Groß Siemz im Süden von Teilfläche 3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Verlauf der Autobahn A20 in diesem Bereich. Der Höhenunterschied zwischen A20 und PV Fläche beträgt teilweise bis zu 6 m.

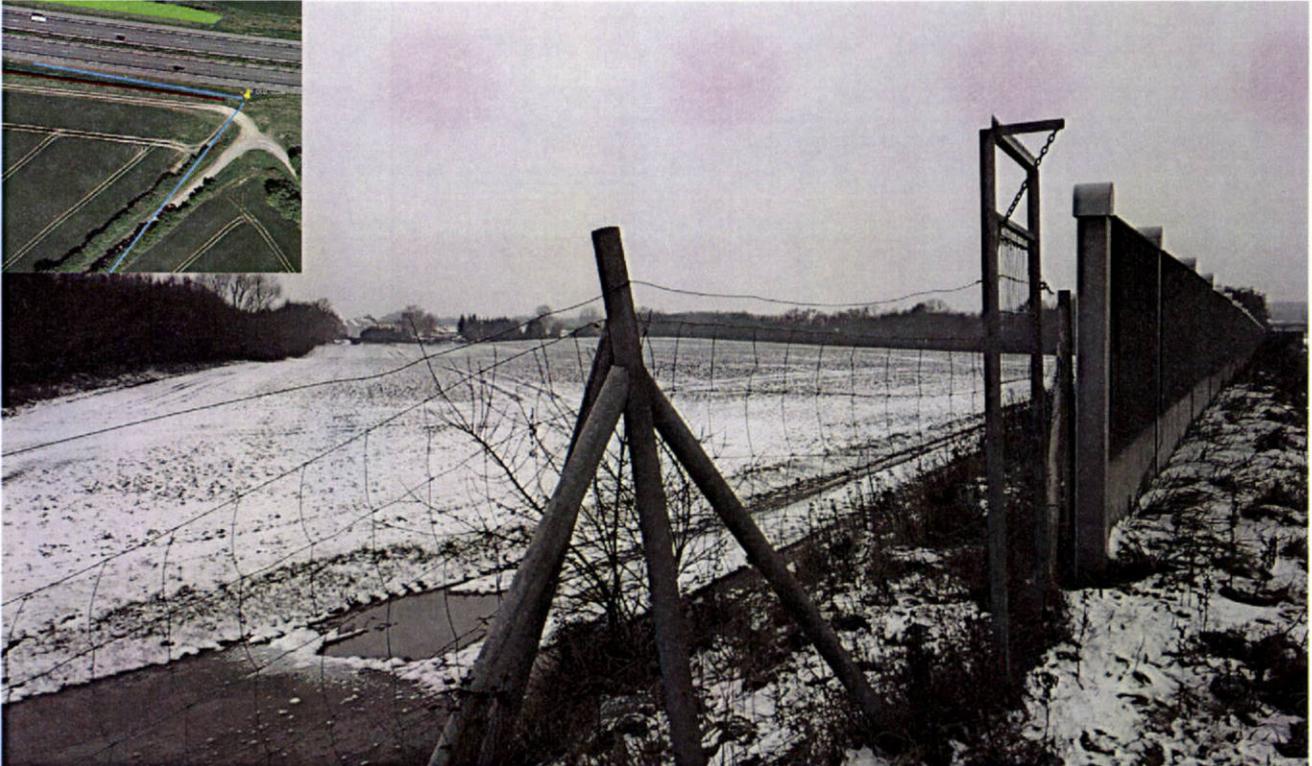


Bild S5: Blick von der A20 Richtung Südwest auf Teilfläche 3 hinter Sicht- und Schallschutzwand (Quelle: Auftraggeber)



Bild S6: Blick Richtung Osten entlang Teilfläche 4 (Quelle: Auftraggeber)



Bild S7: Blick Richtung Nordwest auf Teilfläche 1, hinter der Böschung (Quelle: Auftraggeber)



Bild S8: Blick Richtung Nordost auf Teilfläche 2, hinter der Böschung/Anhöhe (Quelle: Auftraggeber)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des reflektierten Lichtes auf 2-6 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau:

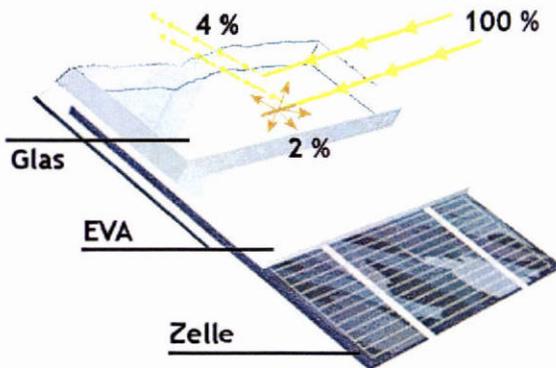


Bild S9: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:

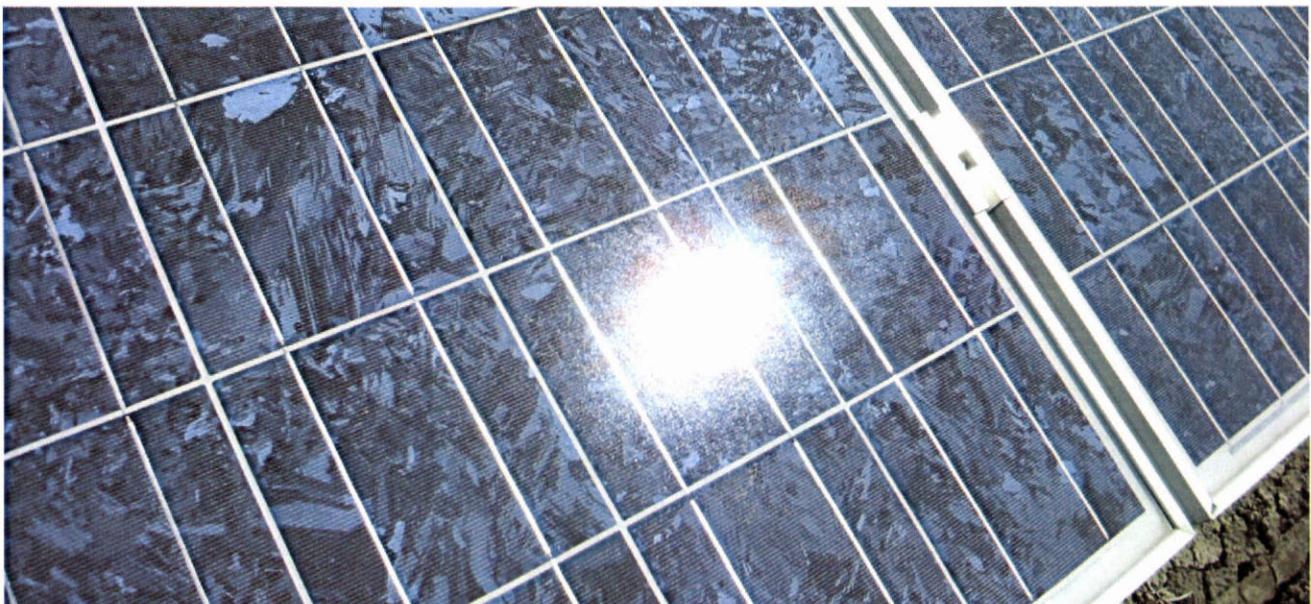


Bild S10: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

3.3 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module und insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Die folgenden Skizzen verdeutlichen die Konstruktion der Modulinstallation.

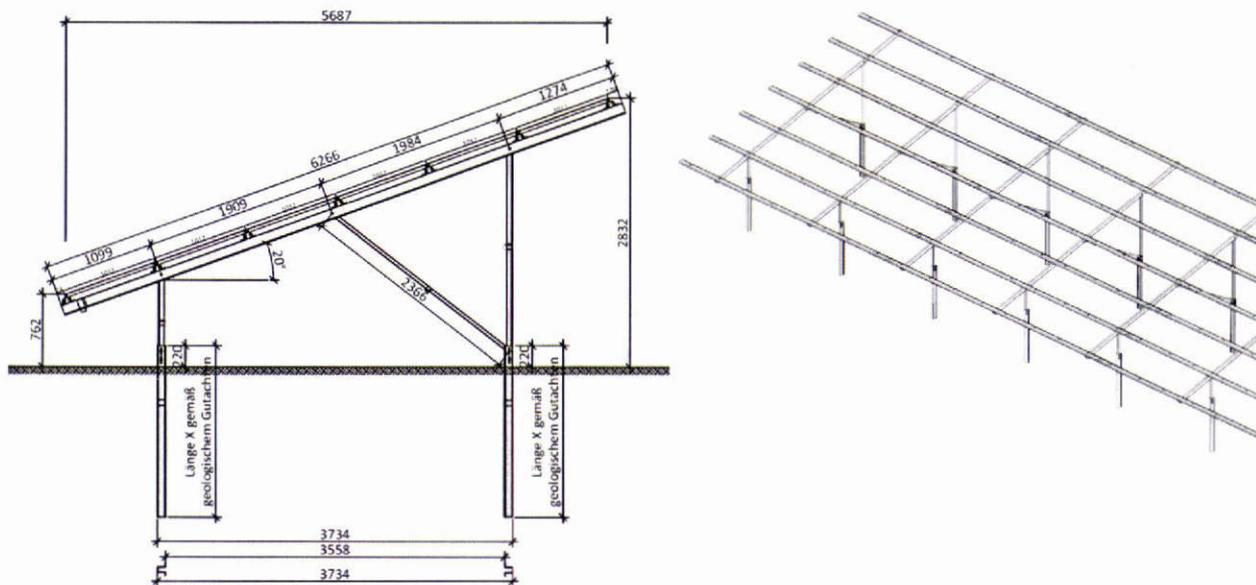


Bild S11: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Vorplanung)

Die für die Untersuchung der Reflexion wesentlichen Parameter der PV Anlage sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	REC 265PE, Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module horizontal übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,76 m, max. 2,83 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Messpunkte an den Gebäuden	nicht relevant
Messpunkte an der A20	6 Messpunkte (siehe Skizze S13)
Höhe Messpunkte	2 m (über Boden, mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

3.4 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt schematisch dargestellt:

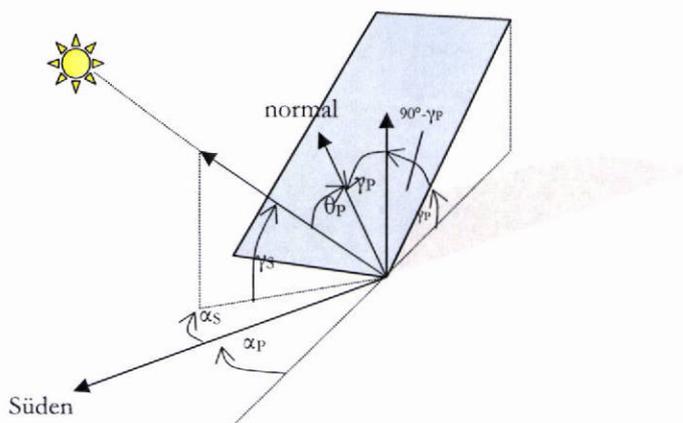


Bild S12: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation der Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von klarem Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung aus, daher ist als Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt. Da die Simulation auch Reflexionen in größerer Entfernung einbezieht, werden die Ergebnisse entsprechend relativiert.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus wirtschaftlichen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. In der Regel werden exemplarisch 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Auswahl der Messpunkte erfolgt anhand der Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz von potentiellen Reflexionen nicht erreicht werden.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der Anlage Groß Siemz wurden aufgrund der räumlichen Ausdehnung 6 Messpunkte entlang der A20 festgelegt. Für die jeweiligen Standorte wurden die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt.

Die folgende Übersicht zeigt die 5 PV Teilflächen, die 6 exemplarisch gewählten Messpunkte P1 - P6, die für Sichtschutz⁵ relevanten Bereiche (hellgrün), sowie die Sicht- und Schallschutzmauer (rot):



Bild S13: Übersicht über die 5 PV Felder und exemplarisch gewählte Messpunkte P1 – P6 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

⁵ Sichtschutz durch Bäume, Büsche, Feldgehölz

Detailansicht für die Messpunkte P1-P3 im westlichen Bereich der geplanten PV Anlage:



Bild S14: Ausschnitt für Messpunkt P4 im südlichen Bereich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht für die Messpunkte P4-P6 im östlichen Bereich der geplanten PV Anlage:

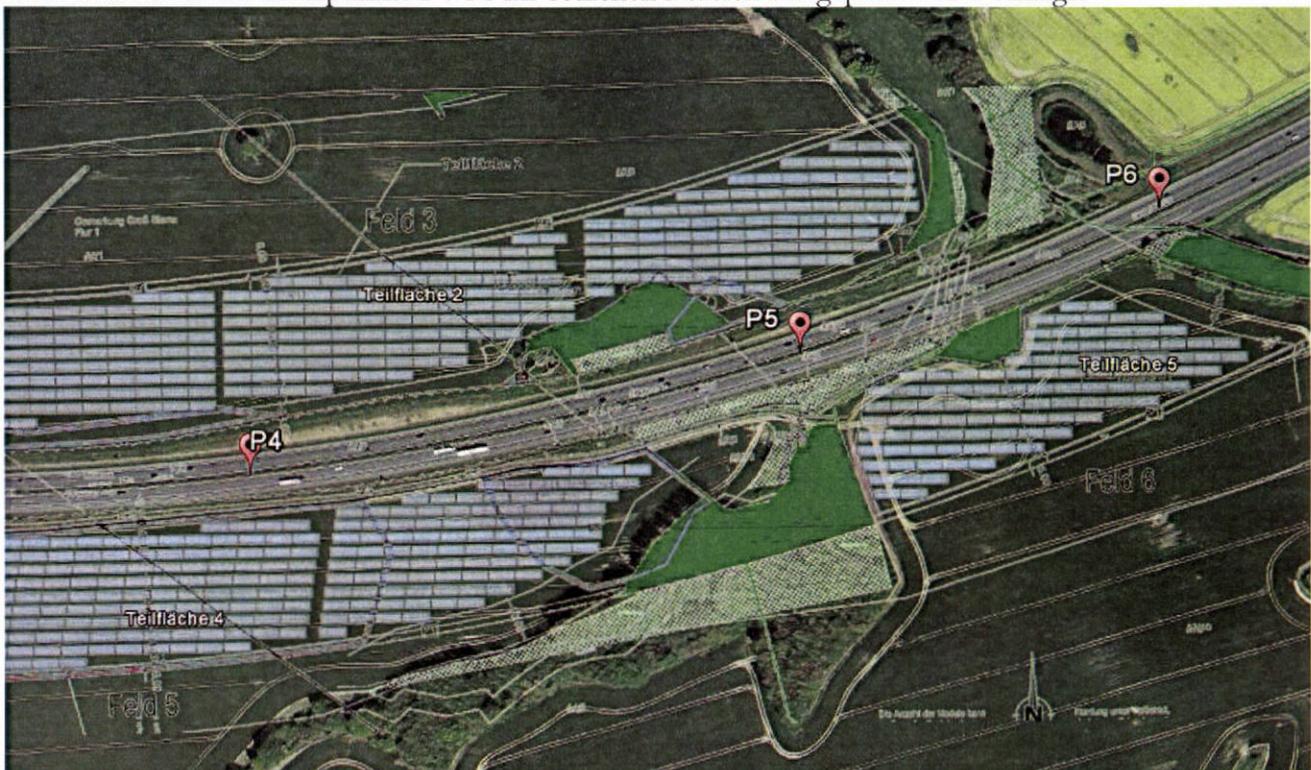


Bild S15: Ausschnitt für die Messpunkt P4- P6 im östlichen Bereich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4 Ergebnisse

4.1 Allgemeine Hinweise

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also feste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen.

Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als deutlich störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung der Reflexion

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks könnten auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können (teilweise mehr als 1000 m entfernt). Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

Wie bereits ausgeführt (Abschnitt 3.4) geht die Simulation der Reflexionen zu jedem Zeitpunkt von clear-sky Bedingungen aus, d.h. klarem Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nur selten realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

4.2 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Groß Siemz wird für 6 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Die potentielle Blendwirkung für die jeweiligen Messpunkte ist in Minuten pro Jahr angegeben⁷ und in die Kategorien „Minimal“ und „Gering“ unterteilt, die den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse (Leuchtdichte und -dauer) entsprechen. Die Zahlen werden in weiteren Diagrammen auch farblich dargestellt, diese haben folgende Bedeutung:

- „Minimal“, Minimales Potential für temporäre Nachbilder
- „Gering“, Potential für temporäre Nachbilder
- „Vorhanden“, Potential für Augenschädigung

Die folgende Tabelle zeigt die potentielle Blendwirkung für die jeweiligen Messpunkte in Minuten pro Jahr für die relevanten Kategorien "Gering" bzw. "Minimal". Die Kategorie "Vorhanden" ist nicht aufgeführt, da für diese Kategorie keine Blendwirkung vorhanden ist. Die Zahlen dienen der Übersicht und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Individuelle Ausführungen erfolgen gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Minuten pro Jahr]

Messpunkt	Teilfläche 1		Teilfläche 2		Teilfläche 3		Teilfläche 4		Teilfläche 5	
	Minimal	Gering	Minimal	Gering	Minimal	Gering	Minimal	Gering	Minimal	Gering
P1 (A20 West)	66	686	177	182	-	-	2	-	197 ^E	-
P2 (A20 Mitte West)	-	1369	107	1675	1	1	-	-	314 ^E	-
P3 (A20 Mitte)	-	2314	4	3575	27	34	-	-	550 ^E	-
P4 (A20 Mitte)	253 ^E	183 ^E	-	3295 ^S	28	-	58	199	1492 ^E	-
P5 (A20 Mitte Ost)	45 ^E	-	85	2838	-	-	-	-	1292	-
P6 (A20 Ost)	6 ^E	-	12 ^E	406 ^E	-	-	-	-	-	-

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^S Zahlenwerte sind summiert für die Fahrt Richtung Westen und Osten und demnach anteilig zu bewerten

⁷ Lt. BImSchG sollte die Blenddauer maximal 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr betragen.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P1

Am Messpunkt P1 westlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Osten in den frühen Morgenstunden theoretisch Reflexionen durch die Teilfläche 1 auftreten. In der Praxis ist die Teilfläche allerdings hinter einer Böschung und Sträuchern verborgen (hellgrüne Fläche, siehe auch Bild S7). Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen als farbige Punkte dargestellt (gelb = gering, weiß = vernachlässigbar). Das gelbe Dreieck ist das allgemein als relevant angenommene Sichtfenster des Fahrzeugführers (Sichtweite 100 m, +/-20° zur Fahrtrichtung). Der überwiegende Anteil der Reflexionen kann im Bereich von 20° - 35° links zur Fahrtrichtung auftreten in einer Entfernung von 200 m - 420 m. Bei weiterer Fahrt Richtung Osten verringert sich zwar der Abstand zur Immissionsquelle, jedoch vergrößert sich der Einfallswinkel entsprechend und reduziert sich eine ohnehin geringe psychologische Blendwirkung.

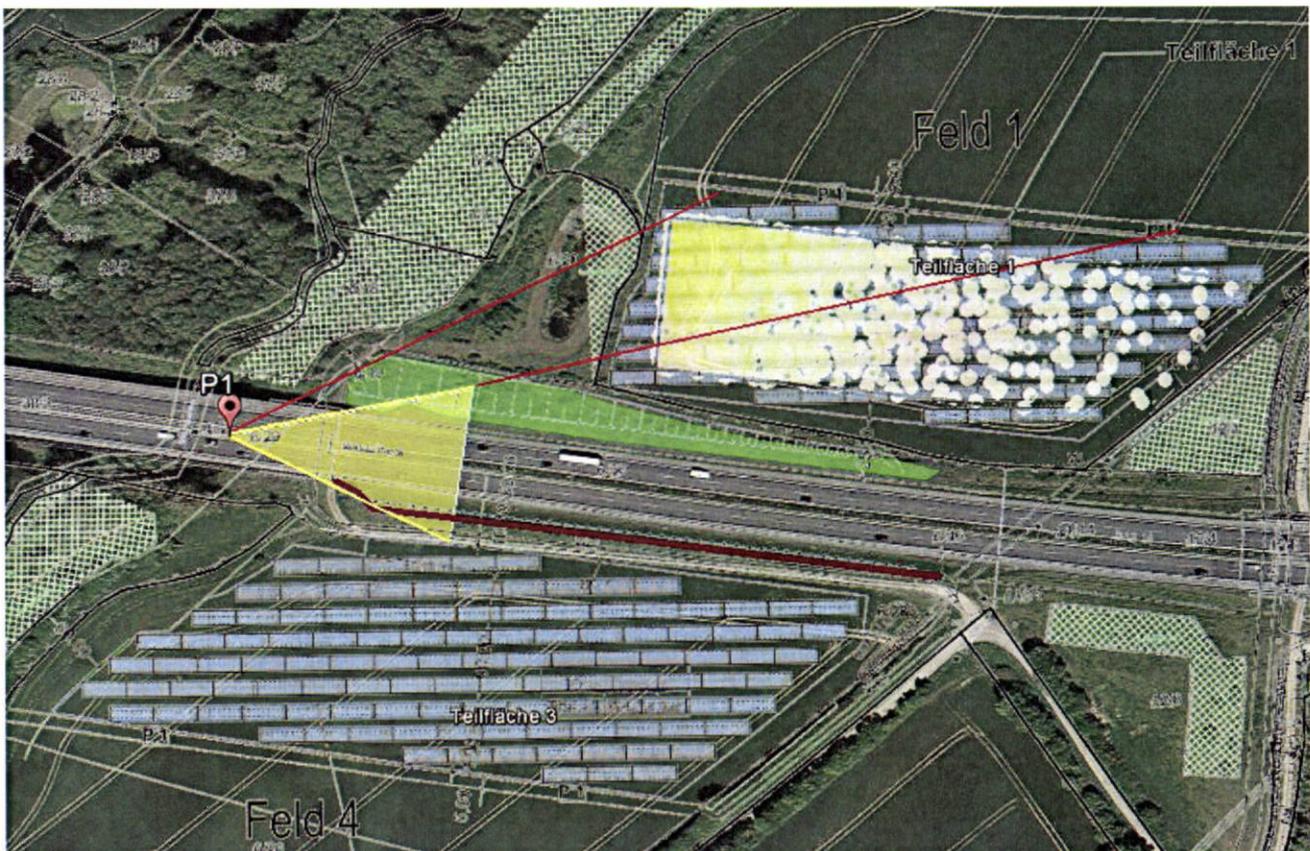


Bild S16: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1, siehe auch Bild S7

D.h. sowohl von der Richtung als auch von der Entfernung her sind die theoretisch möglichen Reflexionen nicht geeignet um eine Blendwirkung erzeugen zu können.

Die Zahlen in Tabelle 3 zeigen am Messpunkt P1 auch Reflexionen durch die Teilfläche 2 und minimal durch Teilfläche 5. Aufgrund der Entfernung von mehr als 500 m bzw. 1300 m müssen die Zahlen allerdings als unrealistisch angesehen werden und werden nicht weiter analysiert.

Die Reflexionen können theoretisch am Messpunkt P1 nur zu bestimmten Zeiten im Jahr in den frühen Morgenstunden auftreten. Der folgende Auszug aus den Simulationsergebnissen verdeutlicht die zeitliche Verteilung der Reflexionen im Jahresverlauf sowie die Dauer pro Tag (ca. 3 - 14 Minuten).

TF 1 - OP Receptor (OP 1)

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

- 68 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 686 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

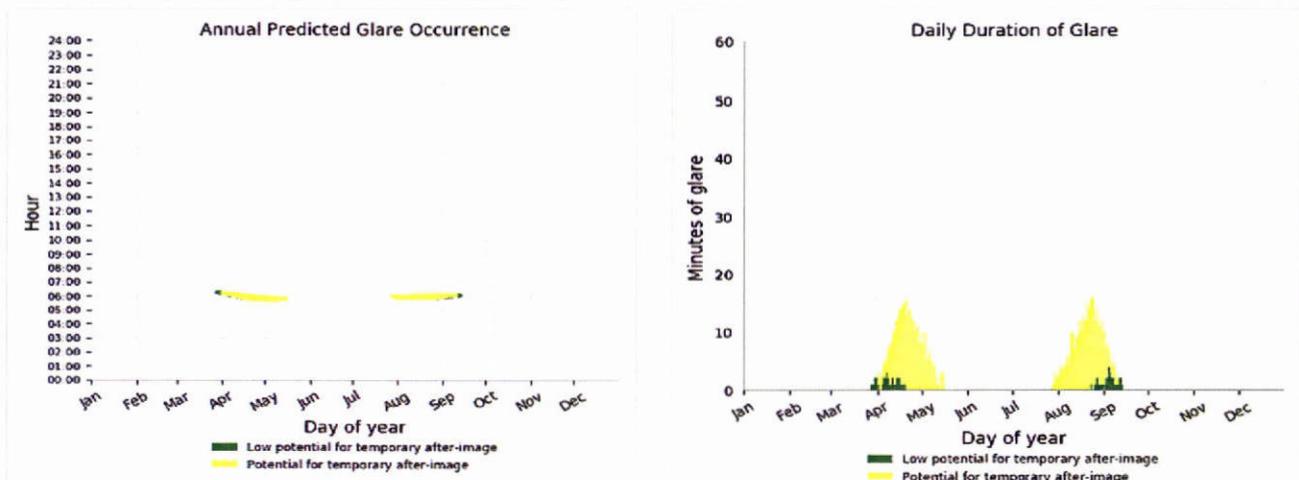


Bild S17: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1 (OP = Observation Point)

Sofern die Simulationsergebnisse für den jeweiligen Messpunkt nicht plausibel anwendbar sind, werden die Diagramme nicht ausgegeben und nur im Anhang aufgeführt.

Da die Sonne entsprechend tief steht, ist eine Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht eher wahrscheinlich als durch Reflexionen durch die PV Anlage. Die folgende Visualisierung zeigt eine Simulation für den 21. April um 06:00 Uhr morgens bei der Fahrt Richtung Osten. Wie bereits erwähnt sind Informationen zu Bewuchs etc. nicht verfügbar und können dementsprechend nicht dargestellt werden.

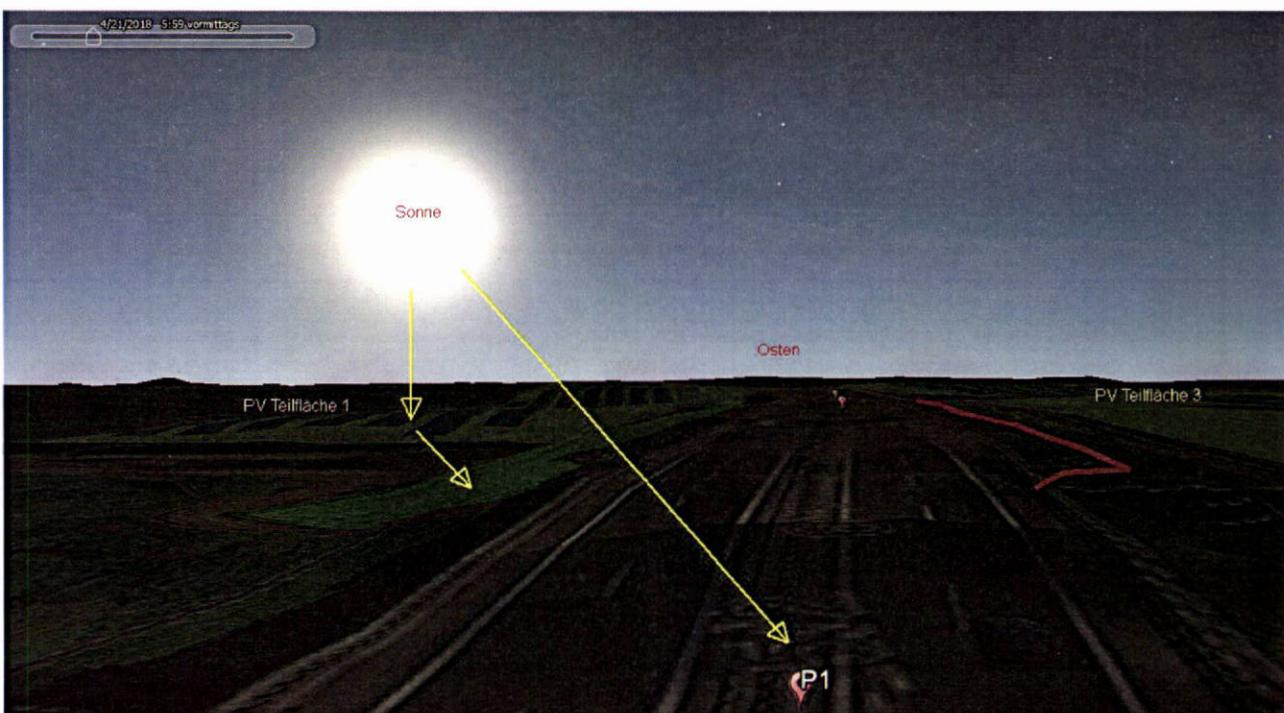


Bild S18: Simulation am Messpunkt P1 am 21. April um 06:00 Uhr morgens (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P2

Am Messpunkt P2 im westlichen Bereich der PV Anlage zwischen Teilfläche 1 und 3 können bei der Fahrt Richtung Osten in den frühen Morgenstunden theoretisch geringfügige Reflexionen durch die Teilfläche 2 auftreten. Aufgrund der Entfernung von über 200 m sind diese allerdings wenig relevant. Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Übersicht alle potentiellen Reflexionen dargestellt. Das gelbe Dreieck ist das allgemein als relevant angenommene Sichtfenster (Sichtweite 100 m, $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung). Der überwiegende Anteil der Reflexionen kann im Bereich von $20^\circ - 35^\circ$ links zur Fahrtrichtung in ca. 200 m Entfernung (bis ca. 1030 m) auftreten. Wie auch an Messpunkt P1 verringert sich bei weiterer Fahrt Richtung Osten zwar der Abstand zur Immissionsquelle, der Einfallswinkel vergrößert sich jedoch entsprechend.

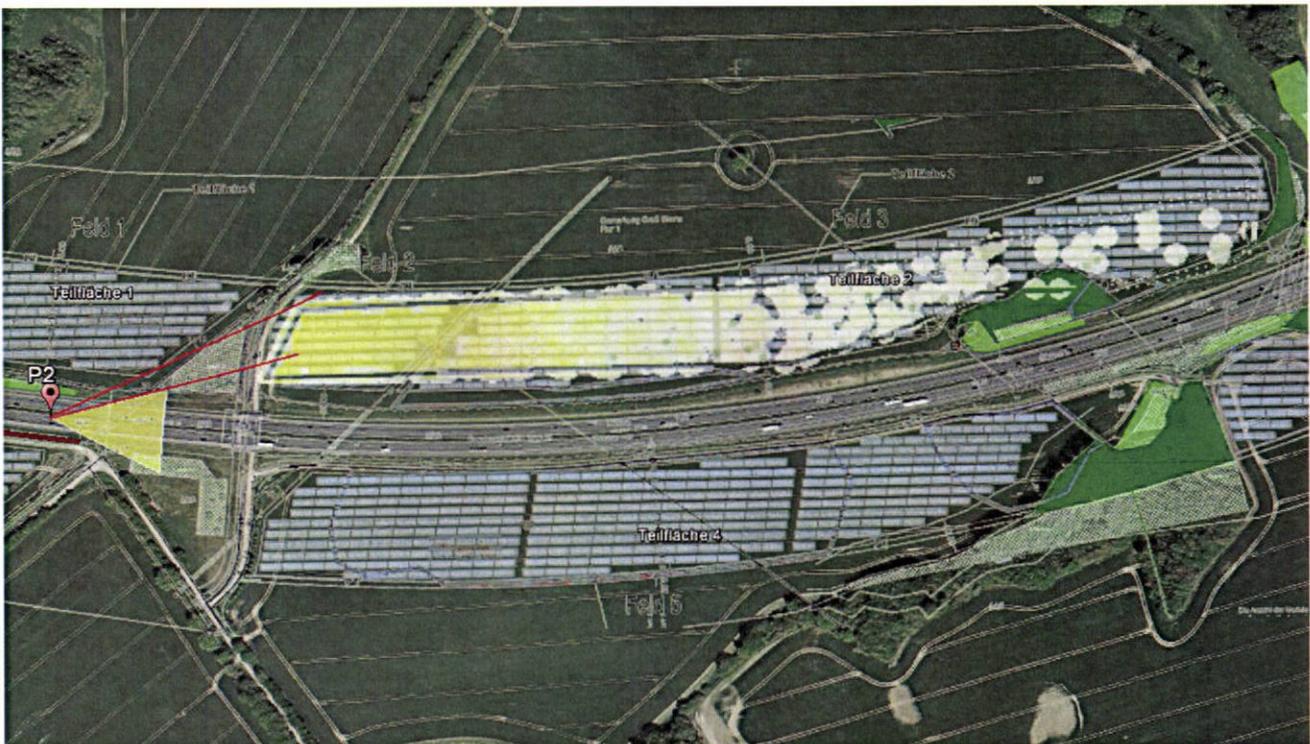


Bild S19: Gesamtansicht für Messpunkt P2 und Teilfläche 2

Die Zahlen in Tabelle 3 zeigen am Messpunkt P2 auch geringfügige Reflexionen durch die Teilfläche 1 und minimal durch Teilfläche 5. Aufgrund des Einfallswinkels (Teilfläche 1) bzw. der Entfernung von ca. 1000 m (Teilfläche 5) sind die Zahlen allerdings nicht relevant und werden nicht weiter analysiert.

D.h. sowohl von der Richtung als auch von der Entfernung her sind die theoretisch möglichen Reflexionen nicht geeignet um eine Blendwirkung erzeugen zu können. Die entsprechenden Ergebniswerte und Diagramme sind daher nur der Übersicht halber im Anhang aufgeführt.

Die folgende Skizze zeigt Details am Messpunkt P2

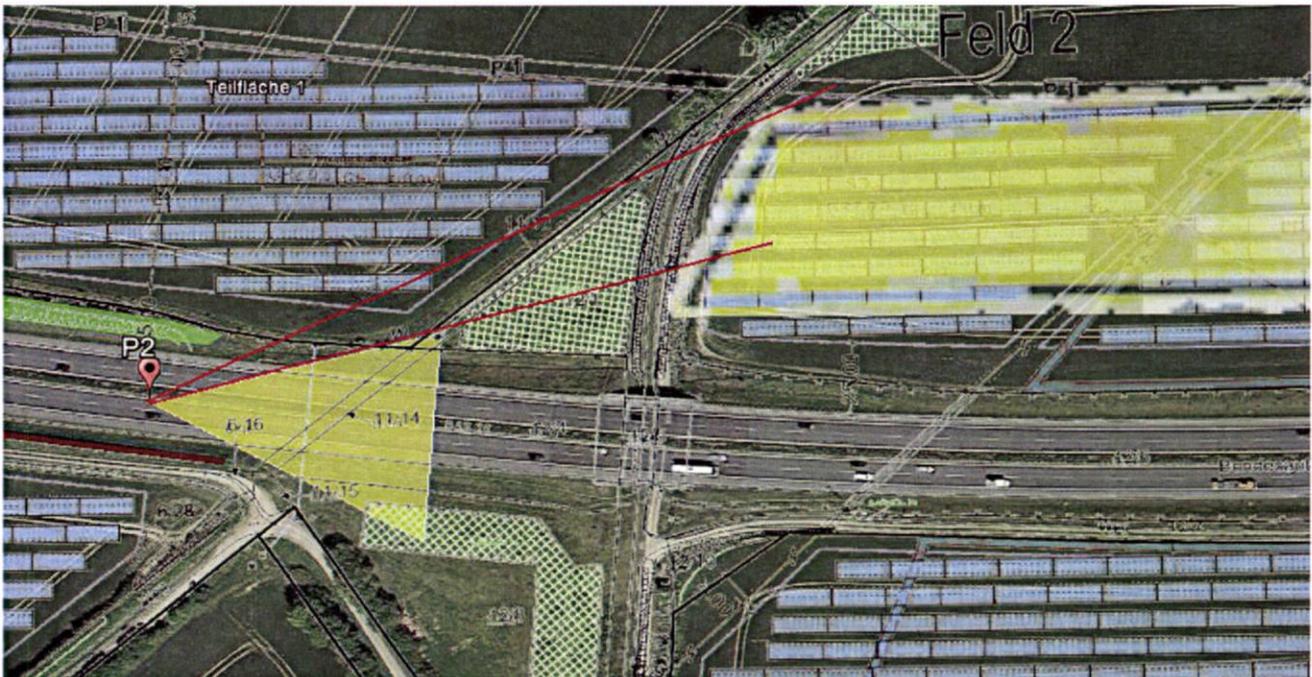


Bild S19: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P2

Die folgende Visualisierung zeigt die Situation am Messpunkt P2 am 21. April um 06:00 Uhr morgens bei der Fahrt Richtung Osten. Der Einfallswinkel der Reflexion ist ähnlich dem Sonnenwinkel und nicht im relevanten Bereich für den Fahrzeugführer. Aufgrund des Geländeverlaufs bietet hier nur der westliche Bereich der Teilfläche 2 die Möglichkeit für Reflexionen, der weiter östlich gelegene Abschnitt liegt auf bzw. hinter einem Hügel.

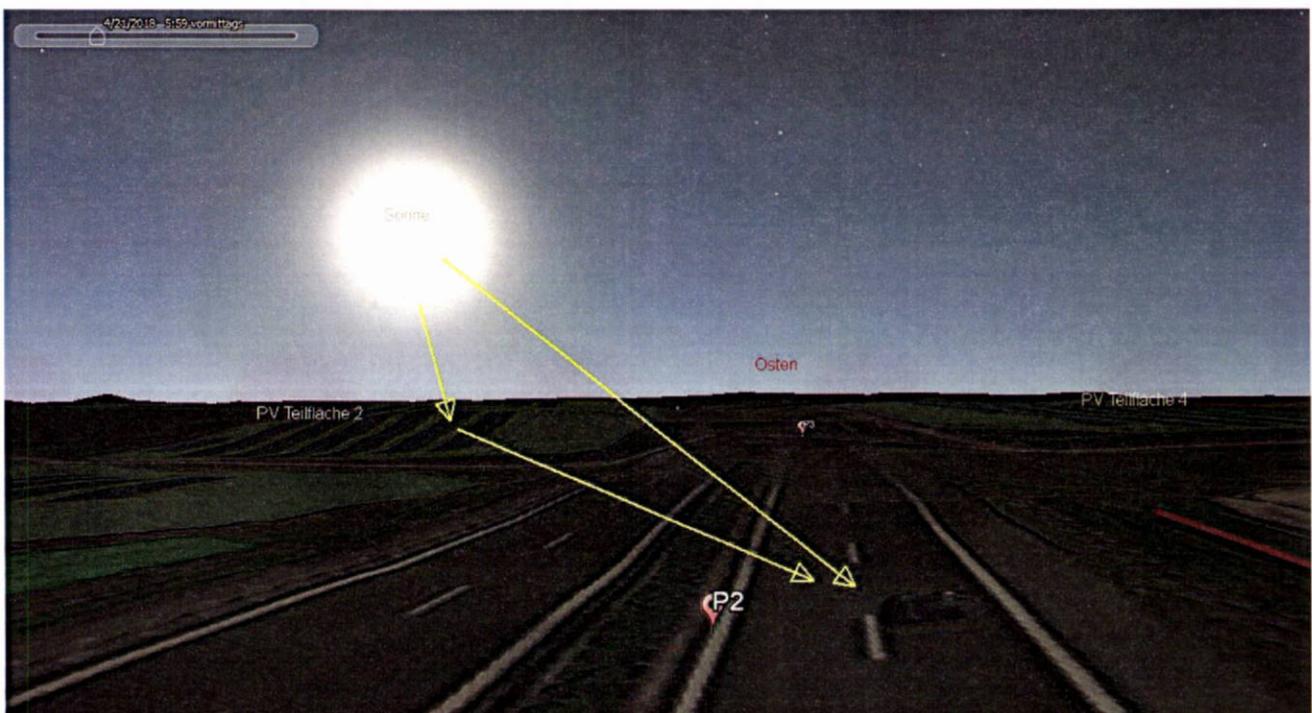


Bild S20: Simulation am Messpunkt P2 am 21. April um 06:00 Uhr morgens (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P3

Am Messpunkt P3 im mittleren Bereich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Westen in den Abendstunden theoretisch geringfügige Reflexionen durch die Teilfläche 1 auftreten. Diese werden in der Praxis jedoch durch Bewuchs/Böschung abgeschirmt (sichtbar auch auf Bild S7). Bei der Fahrt Richtung Osten können in den frühen Morgenstunden theoretisch Reflexionen durch die Teilfläche 2 auftreten. Aufgrund des Höhenunterschiedes zwischen PV Fläche und Fahrbahn sind diese jedoch in der Praxis kaum wahrnehmbar. Der Übersicht halber zeigt das folgende Diagramm die theoretisch auftretenden Reflexion durch die Teilfläche 2, die Zahlen müssen relativiert werden.

TF 2 - OP Receptor (OP 3)

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

- 4 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,575 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

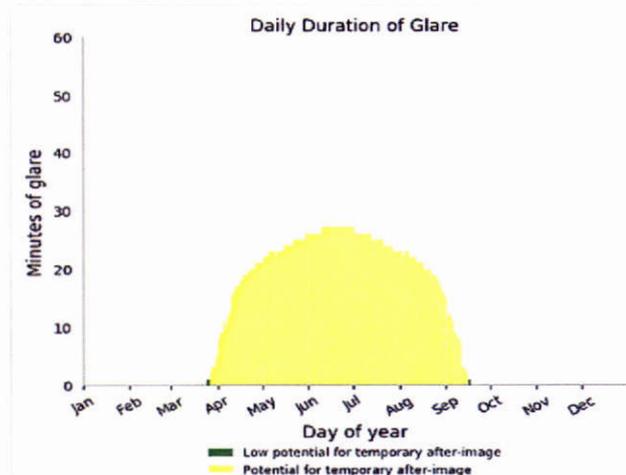
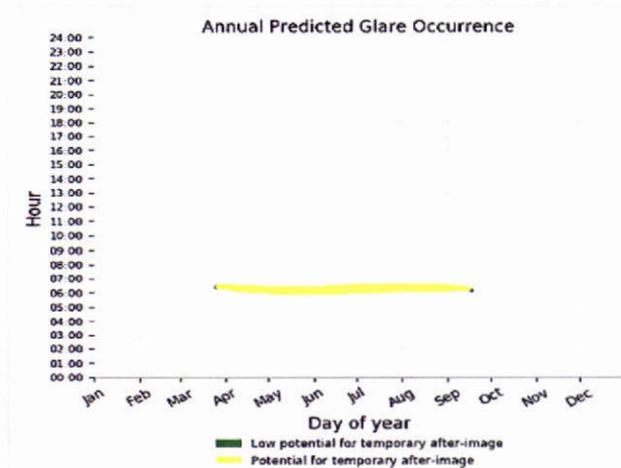


Bild S22: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P3

Visualisierung am 28. April um 06:00 Uhr morgens.

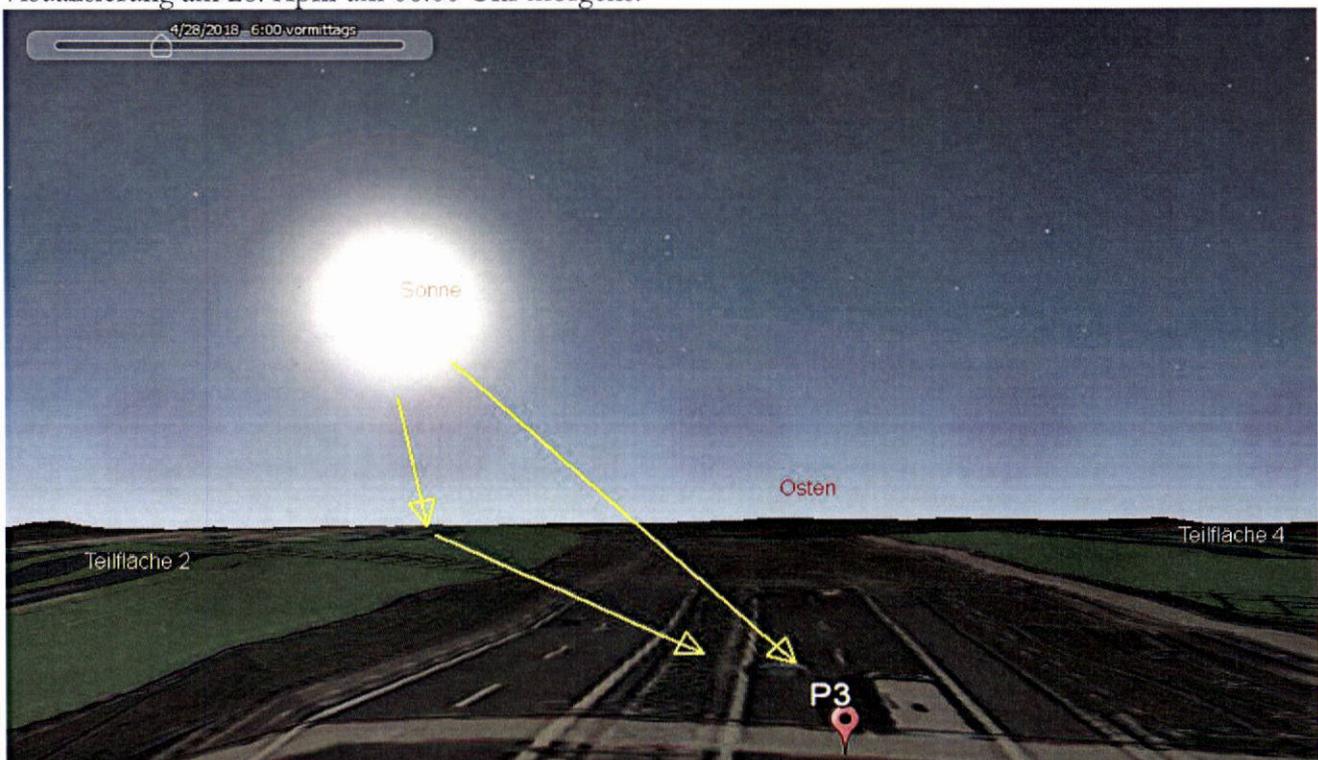


Bild S23: Simulation am Messpunkt P3 am 28. April um 06:00 Uhr morgens (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P4

Am Messpunkt P4 im mittleren Bereich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Westen in den Abendstunden theoretisch geringfügige Reflexionen durch Teilfläche 2 auftreten. Aufgrund des Höhenunterschiedes zwischen PV Fläche und Fahrbahn sind diese jedoch in der Praxis kaum wahrnehmbar.

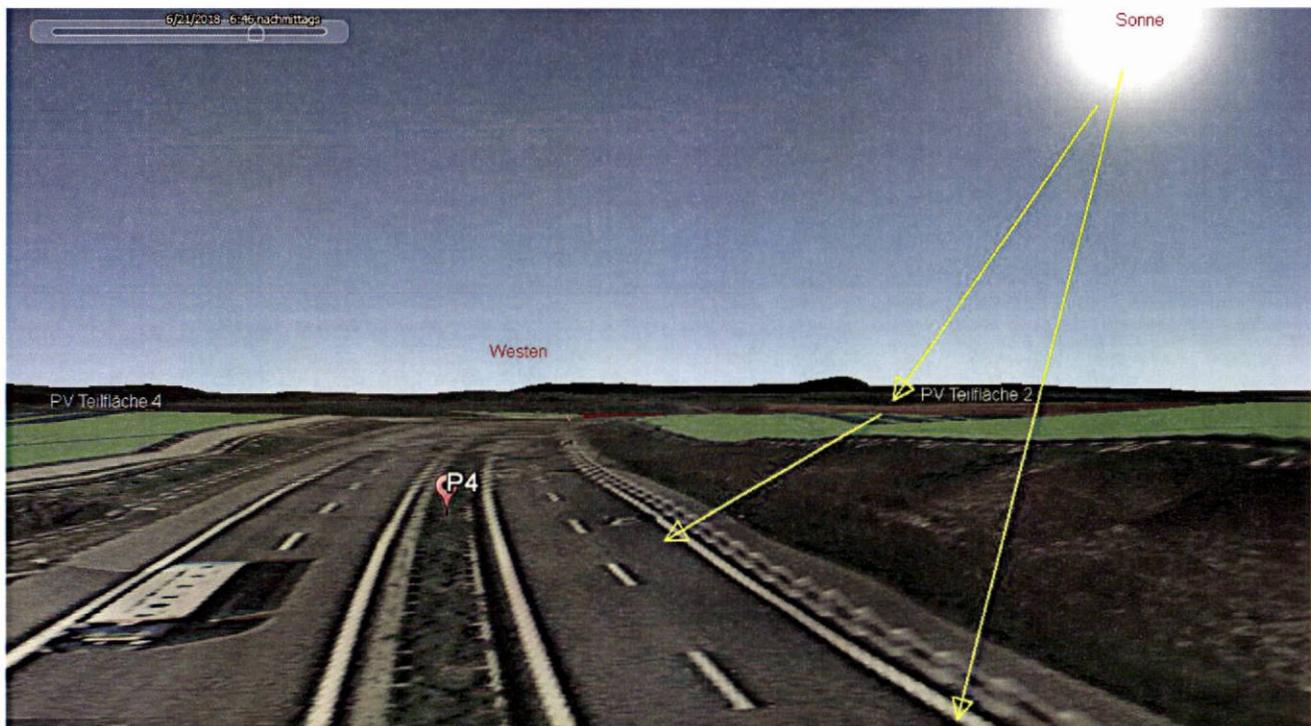


Bild S22: Simulation am Messpunkt P4 am 21. Juni um 18:46 Uhr abends (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Bei der Fahrt Richtung Osten können in den frühen Morgenstunden theoretisch Reflexionen ebenfalls durch die Teilfläche 2 auftreten. Aufgrund des Höhenunterschiedes zwischen PV Fläche und Fahrbahn sind diese jedoch in der Praxis kaum wahrnehmbar und aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant.

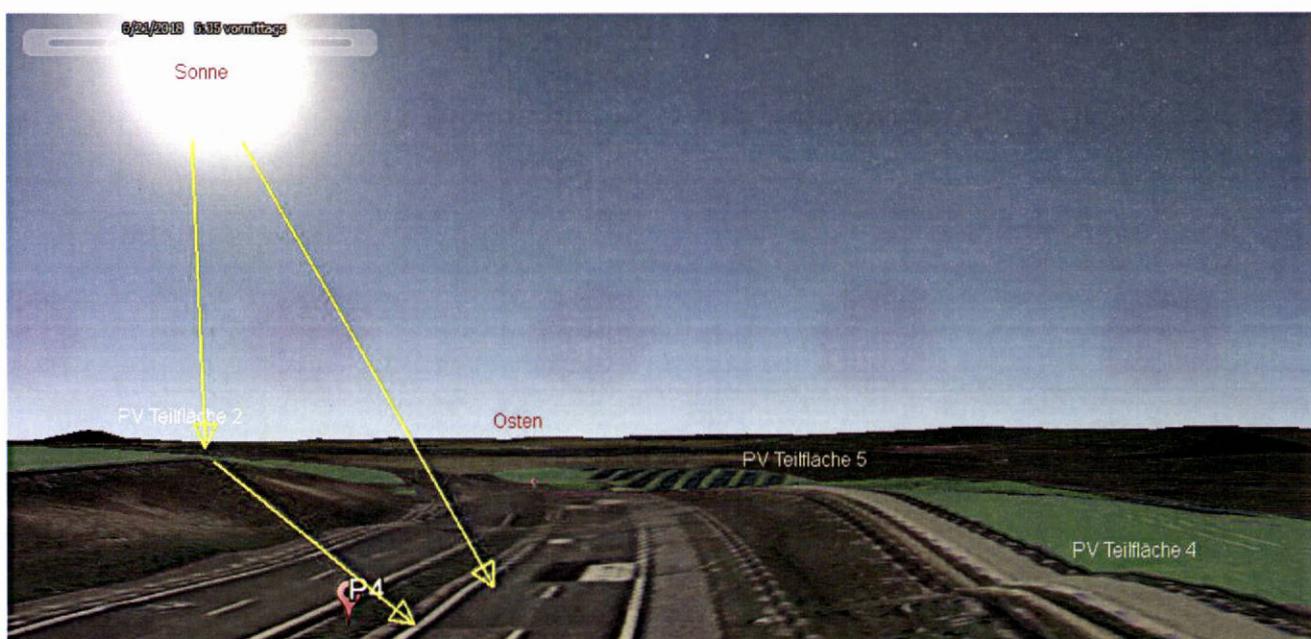


Bild S23: Simulation am Messpunkt P4 am 21. Juni um 05:35 Uhr morgens (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P5

Am Messpunkt P5 im östlichen Bereich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Westen in den Abendstunden theoretisch geringfügige Reflexionen durch Teilfläche 2 auftreten. Aufgrund der Begründung besteht jedoch kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Potentielle Reflexionen sind sowohl aufgrund des Einfallswinkels von mehr als 20° und auch der Entfernung keine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer. Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation.

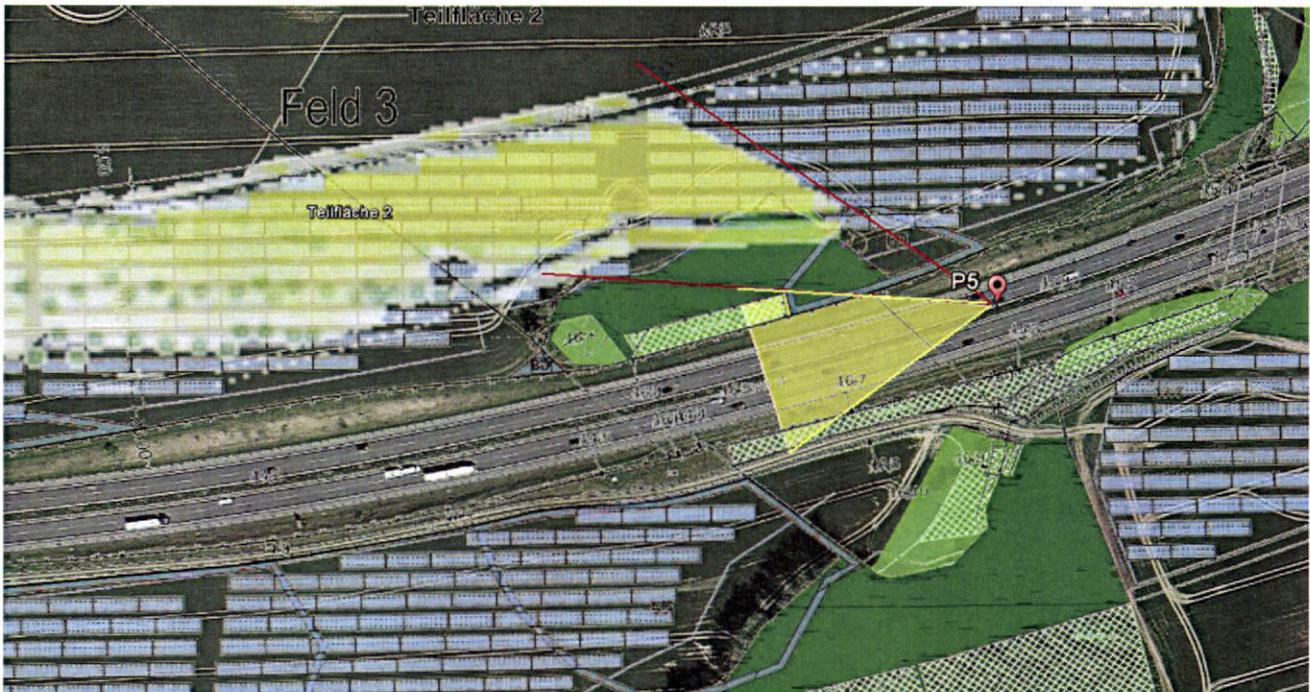


Bild S24: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P5

In Tabelle 3 sind minimale Reflexionen durch die Teilfläche 5 ausgewiesen (bei einer Fahrt Richtung Osten). Diese sind jedoch aufgrund der Leuchtdichte und -dauer zu vernachlässigen.

TF 5 - OP Receptor (OP 5)

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

- 1,252 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

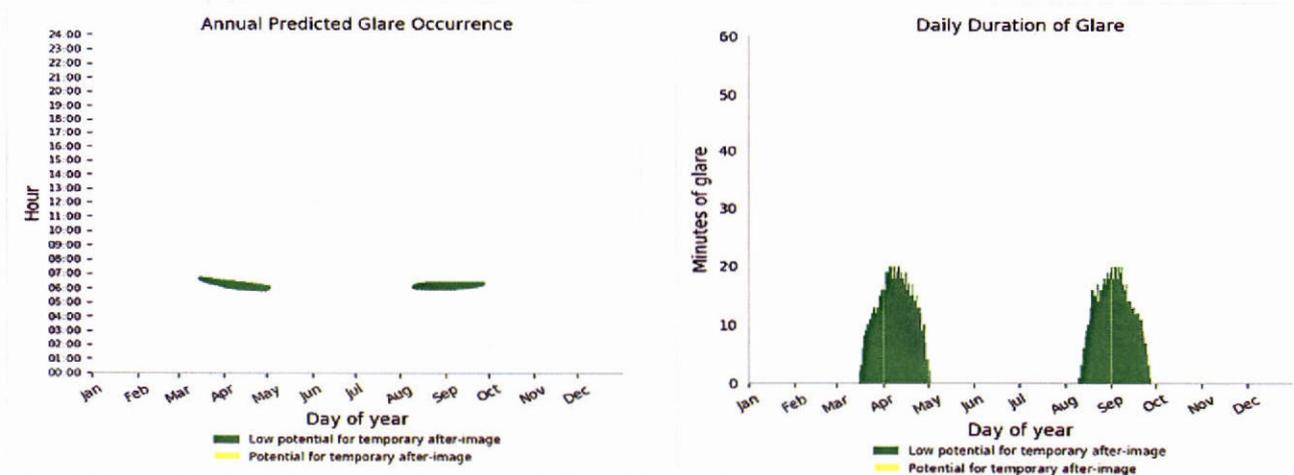


Bild S25: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P5 (Fahrt Richtung Osten)

4.8 Ergebnisse am Messpunkt P6

Am Messpunkt P6 östlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Westen in den Abendstunden theoretisch geringfügige Reflexionen durch den östlichen Bereich der Teilfläche 2 auftreten. Aufgrund von Bewuchs/Gebüsch sind diese in der Praxis jedoch abgeschirmt. D.h. die ohnehin nicht relevanten Reflexionen (ca. 406 Minuten pro Jahr) werden aufgrund der Gegebenheiten vor Ort noch weiter reduziert. Das folgende Foto und die entsprechende Skizze verdeutlichen die Situation.

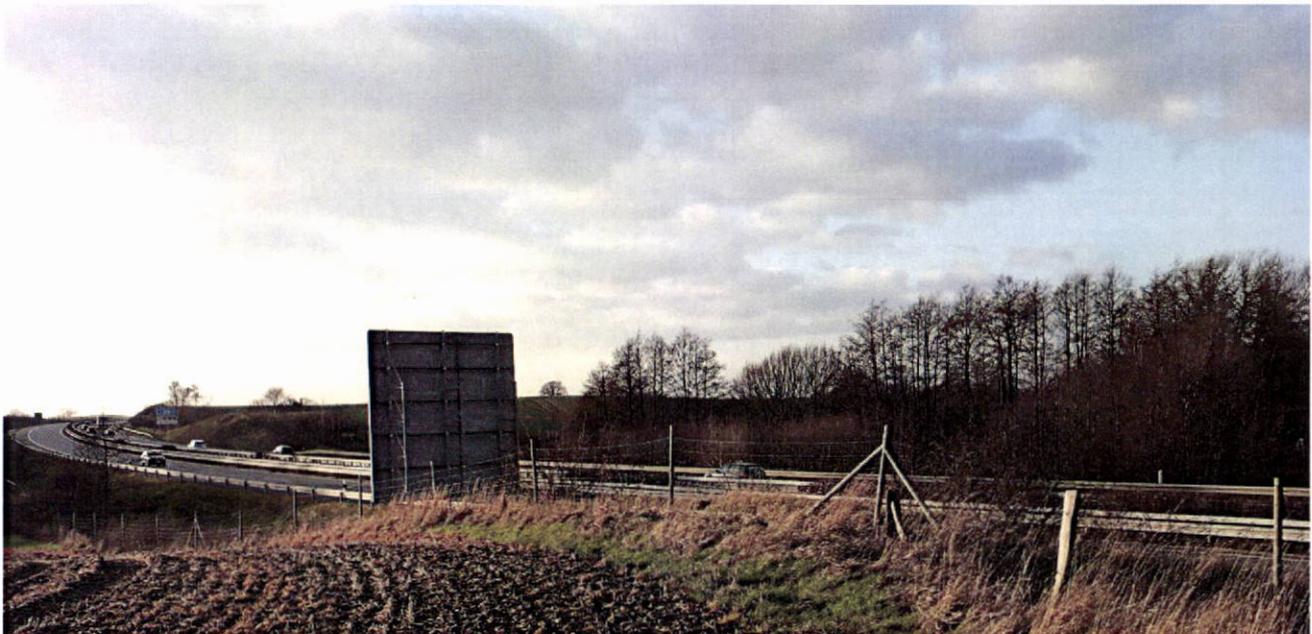


Bild S26: Blick in Richtung West über die A20 auf den östlichen Bereich von Teilfläche 2 (Quelle: Auftraggeber)



Bild S27: Simulation am Messpunkt P6 am 15. April um 18:00 Uhr (Quelle: Google Earth / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Für die Berechnung der Reflexionen durch die geplante PV Anlage Groß Siemz entlang der A20 wurden exemplarisch 6 Messpunkte gewählt und die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. An einzelnen Messpunkten besteht eine theoretische Möglichkeit für geringfügige und zeitlich begrenzte Reflexionen durch einzelne Teilbereiche der PV Anlage. Je nach Fahrtrichtung können diese in jeweils kurzen Zeitfenstern in den frühen Morgenstunden bzw. abends bei klaren Wetterbedingungen wahrgenommen werden aber nicht jede Reflexion führt auch zu einer Blendwirkung. Eine Blendwirkung könnte sich bei direktem Blick in die Reflexion über einen Zeitraum von ca. 15 Sekunden in Form von kurzzeitigen Nachbildern bemerkbar machen. Selbst bei einer geringen Geschwindigkeit von 90 km/h haben Fahrzeuge die gesamte PV Anlage mit einer Länge von ca. 1,5 km in ca. 60 Sekunden passiert. D.h. der Standort des Fahrzeugführers in Bezug zu den Teilflächen der PV Anlage ändert sich um 25 m pro Sekunde. Hinzu kommt der Umstand, dass aufgrund des Geländeverlaufes mit Böschungen, Bewuchs und anderem natürlichen Sichtschutz ein direkter Sichtkontakt mit der Immissionsquelle über einen relevanten Zeitraum nicht gegeben ist. Darüber hinaus treten die Reflexionen in größerer Entfernung auf (mehr als 200 m) und sind daher auch lt. Licht-Leitlinie relativiert zu bewerten.

Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine relevante Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Groß Siemz kann als „geringfügig“ klassifiziert⁸ werden. Im Vergleich zu Reflexionen bzw. einer Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Wasserflächen, Windschutzscheiben, Gewächshäusern o.ä. ist diese vernachlässigbar.

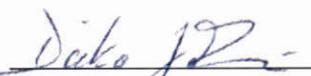
Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Fahrzeugführer (PKW/LKW) werden nicht beeinträchtigt.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

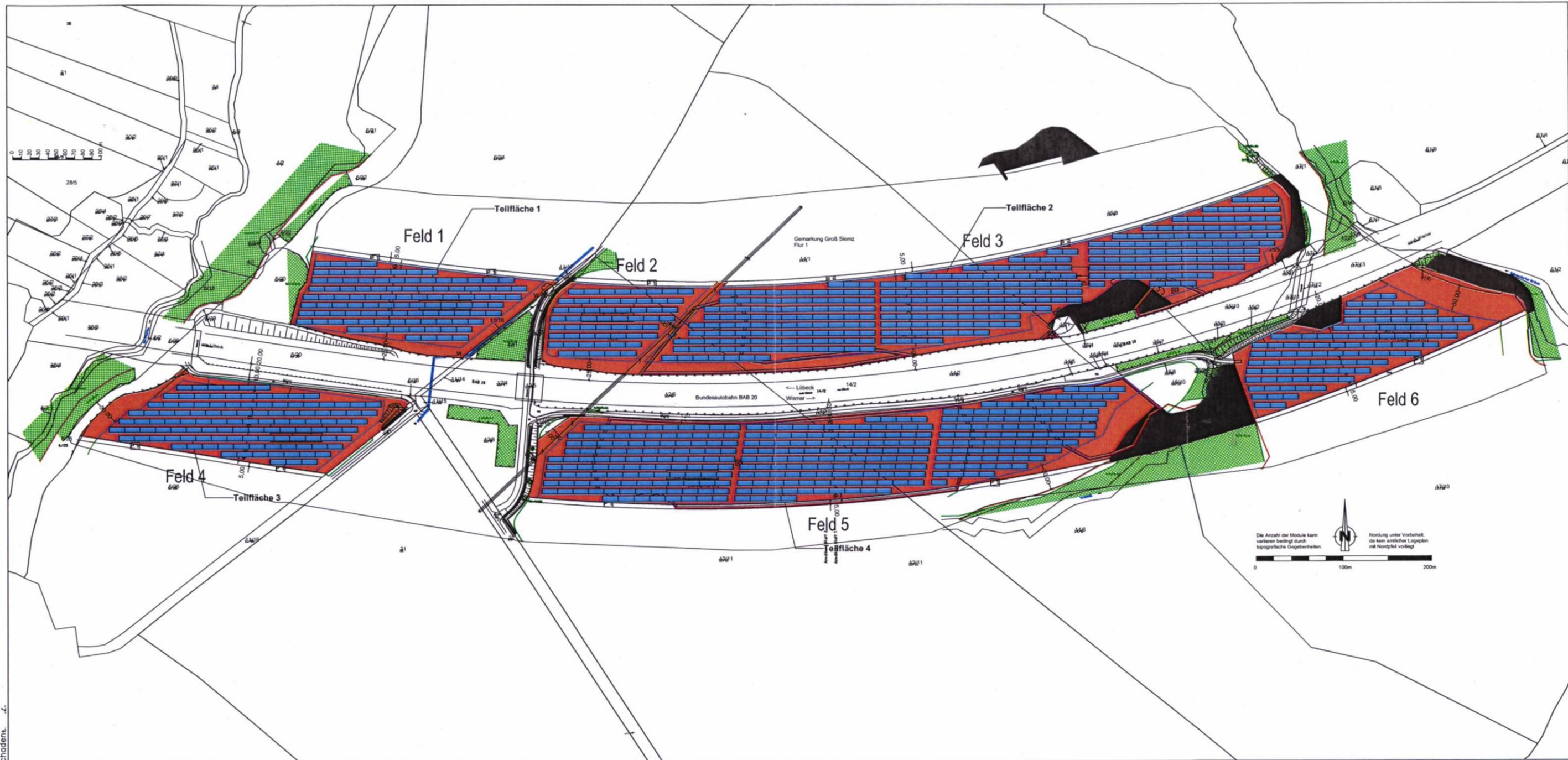
6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 26.04.2018


Dieko Jacobi

⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Die Anzahl der Module kann variieren bedingt durch topografische Gegebenheiten.
 Richtung unter Vorbehalt, da kein amtlicher Lageplan mit Nordpfeil vorliegt.

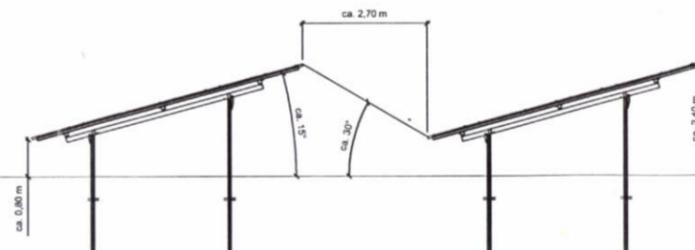
Übersicht:

Feld 1	5.562 Module	1.807,65 kWp
Feld 2	3.078 Module	1.000,35 kWp
Feld 3	15.984 Module	5.194,8 kWp
Feld 4	6.210 Module	2.018,25 kWp
Feld 5	17.172 Module	5.580,9 kWp
Feld 6	5.346 Module	1.737,45 kWp

Solar - Module

Modulanzahl: 53.352
 Modultyp: Astronergy 325 Wp
 Anstellwinkel: ca. 15°
 Schattenwinkel: ca. 30°

ca. 17.339,4 kWp



Goldbeckstr. 7, 69493 Hirschberg a. d. Bergstraße Telefon 06201/8777-5501, Telefax -09

SolarPark Olderog
 Übersicht Photovoltaik

k5016
 che 09.04.2018

Diese Unterlage ist Eigentum der GOLDBECK Solar GmbH und ist urheberrechtlich geschützt. Sie darf ohne ausdrückliche Genehmigung weder vervielfältigt noch Dritten zugänglich gemacht oder für Dritte verwendet werden. Zuwiderhandlungen verpflichten zu Schadensersatz.

SOLAR'S MOST TRUSTED



REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE

ERSTKLASSIGE HÖCHSTLEISTUNGSMODULE

Die Solarmodule der REC TwinPeak 2 BLK2 Serie kombinieren eine innovative Zellentechnologie für ein komplett schwarzes Moduldesign mit hoher Effizienz und hohem Ertrag. So nutzen Kunden die für die Solaranlage verfügbare Fläche bestmöglich aus.

Durch die Kombination von branchenführender Qualität und der Verlässlichkeit einer starken und etablierten Marke sind die Solarmodule der REC TwinPeak 2 BLK2 Serie die ideale Lösung für alle ästhetisch anspruchsvolle Anlagen auf privaten und gewerblichen Gebäuden weltweit.



MEHR LEISTUNG
PRO M²



HÖHERE ERTRÄGE IM
VERSCHATTUNGSFALL

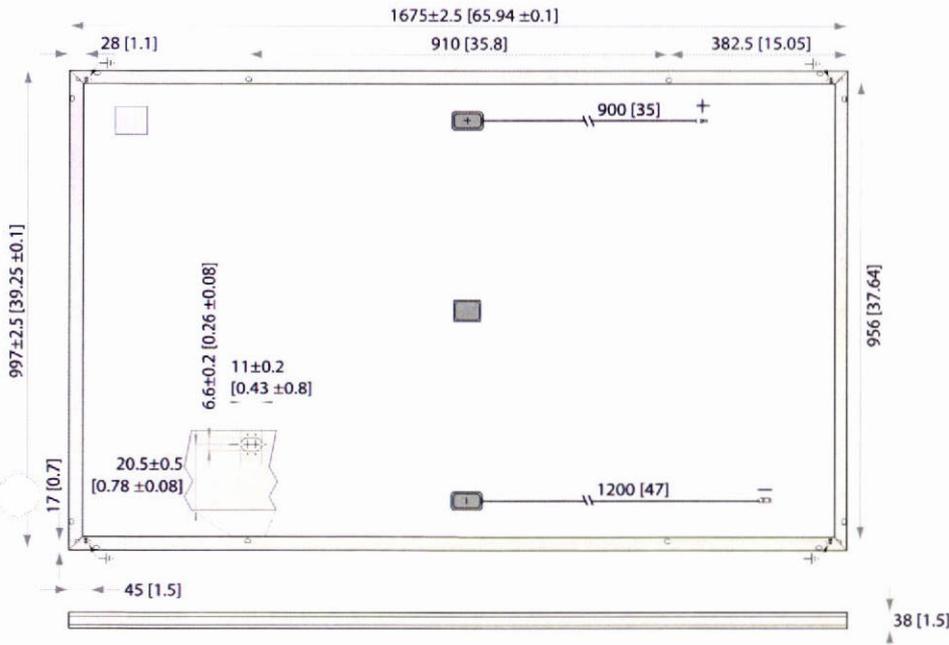


100%
PID FREI



KOMPLETT SCHWARZES MODULE FÜR
EINE HERAUSRAGENDE ERSCHENUNG

REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE



Abmessungen in mm [in]

ELEKTRISCHE DATEN @ STC

Produktbezeichnung: RECxxxTP2 BLK2

	275	280	285
Nennleistung - P_{MPP} (Wp)	275	280	285
Leistungstoleranz (W)	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	31,6	31,8	32,0
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	8,71	8,82	8,92
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	38,2	38,4	38,6
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	9,28	9,39	9,49
Modulwirkungsgrad (%)	16,5	16,8	17,1

Werte unter Standardmessbedingungen (STC: Luftmasse AM1,5, Einstrahlung 1000 W/m², Umgebungstemperatur 25°C), ermittelt über die gesamte Verteilung der Produktion mit einer Toleranz für U_{OC} & I_{SC} von ±3% innerhalb einer Wattklasse. Bei geringer Einstrahlung von 200 W/m² wird mindestens 95% der STC Moduleffizienz erreicht.

*xxx bezieht sich auf die angegebene Leistung (P_{MPP})@STC, und wird durch den Buchstaben BLK für Module mit schwarzem Rahmen ergänzt.

ELEKTRISCHE DATEN @ NMOT

Produktbezeichnung: RECxxxTP2 BLK2

	207	211	215
Nennleistung - P_{MPP} (Wp)	207	211	215
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	29,3	29,4	29,6
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	7,08	7,17	7,25
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	35,4	35,6	35,7
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	7,54	7,63	7,72

Nennbetriebstemperatur des Moduls (NMOT: Luftmasse AM1,5, Einstrahlung 800 W/m², Umgebungstemperatur 20°C, Windgeschw. 1 m/s).

*xxx bezieht sich auf die angegebene Leistung (P_{MPP})@STC, und wird durch den Buchstaben BLK für Module mit schwarzem Rahmen ergänzt.

ZERTIFIZIERUNGEN



takeaway Recyclingpartnerschaft Konform zur WEEE-Richtlinie:
WEEE-Reg.Nr. DE 28924578

GARANTIE

10 Jahre Produktgarantie
25 Jahre lineare Leistungsgarantie
(maximale Leistungsdegression von 0,7% p.a.)
Siehe Garantiebedingungen für weitere Details

17,1% EFFIZIENZ

10 JAHRE PRODUKTGARANTIE

25 JAHRE LINEARE LEISTUNGSGARANTIE

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Zelltyp:	120 multikristalline PERC Halbzellen 6 Stränge mit 20 Zellen in Serie
Glas:	3,2 mm Solarglas mit antireflektiver Oberflächenbehandlung
Rückseitenfolie:	Hochbeständiges Polyester Polyolefin Konstruktion (schwarz)
Rahmen:	Eloxiertes Aluminium (schwarz)
Anschlussdose:	3-teilig, 3 Bypass Dioden, IP67 konform konform zu IEC 62790
Kabel:	4 mm ² Solarkabel, 0,9 m + 1,2 m konform zu EN 50618
Stecker:	Stäubli MC4 PV-KBT4/PV-KST4 (4 mm ²) konform zu IEC 62852, IP68 bei geschlossenen Steckern
Herkunft:	Hergestellt in Singapur

MAXIMUM RATINGS

Betriebstemperatur:	-40 ... +85°C
Maximale Systemspannung:	1000 V
Auslegungslast (+): Schnee	367 kg/m ² (3600 Pa)*
Maximale Prüflast (+):	550 kg/m ² (5400 Pa)
Auslegungslast (-): Wind	163 kg/m ² (1600 Pa)*
Maximale Prüflast (-):	244 kg/m ² (2400 Pa)
Max. Vorsicherungswert:	25 A
Max. Rückstrom:	25 A

*Sicherheitsbeiwert 1.5

TEMPERATUREIGENSCHAFTEN*

Nennbetriebstemperatur des Moduls:	44,6°C (±2°C)
Temperaturkoeffizient P_{MPP} :	-0,36 %/°C
Temperaturkoeffizient U_{OC} :	-0,30 %/°C
Temperaturkoeffizient I_{SC} :	0,066 %/°C

*Die angegebenen Temperaturkoeffizienten sind lineare Werte

MECHANISCHE DATEN

Maße:	1675 x 997 x 38 mm
Fläche:	1,67 m ²
Gewicht:	18,5 kg

Aus einer Norwegischen Gründung im Jahr 1996 heraus hat sich REC zu einer führenden, vertikal integrierten Solarenergiefirma entwickelt. Mit der eigenen Herstellung von Silizium, Wafern, Zellen und Modulen versorgt REC die Welt verlässlich mit sauberer Energie. Dank unserer bekannten Produktqualität erfreuen wir uns einer der niedrigsten Reklamationsraten in der Industrie. REC gehört zu Bluestar Elkem mit Hauptsitz in Norwegen und operativen Geschäftssitz in Singapur. Mit mehr als 2.000 Mitarbeitern weltweit produzieren wir jährlich Qualitätsmodule mit 1,4 GW.



www.recgroup.com

Site Configuration: Gross Siemz

Project site configuration details and results.



Created Feb. 27, 2018 2:12 p.m.
 Updated March 22, 2018 6:34 a.m.
 DNI varies and peaks at 1,000.0 W/m²
 Analyze every 1 minute(s)
 0.5 ocular transmission coefficient
 0.002 m pupil diameter
 0.017 m eye focal length
 9.3 mrad sun subtended angle
 Site Configuration ID: 15860.1215

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
TF 1	20.0	180.0	370	4,552	-
TF 2	20.0	180.0	385	11,971	-
TF 3	20.0	180.0	56	35	-
TF 4	20.0	180.0	60	199	-
TF 5	20.0	180.0	3,805	0	-

Component Data

PV Array(s)

Name: TF 1
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 20.0 deg
 Orientation: 180.0 deg
 Rated power: -
 Panel material: Light textured glass with AR coating
 Vary reflectivity with sun position? Yes
 Correlate slope error with surface type? Yes
 Slope error: 9.16 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.820722	10.937525	14.91	2.00	16.91
2	53.820890	10.935181	13.84	2.00	15.84
3	53.821362	10.935197	12.34	2.00	14.34
4	53.821219	10.938673	14.01	2.00	16.01



Name: TF 2

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 9.16 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.820542	10.939398	15.65	2.00	17.65
2	53.820684	10.945803	25.79	2.00	27.79
3	53.820944	10.947423	25.33	2.00	27.33
4	53.821485	10.948791	16.81	2.00	18.81
5	53.821321	10.950089	20.11	2.00	22.11
6	53.821694	10.951784	16.87	2.00	18.87
7	53.822204	10.951843	13.07	2.00	15.07
8	53.821330	10.946017	25.00	2.00	27.00
9	53.821181	10.939703	14.45	2.00	16.45



Name: TF 3

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 9.16 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.820415	10.932774	13.17	2.00	15.17
2	53.820295	10.935725	18.04	2.00	20.04
3	53.819944	10.935628	19.58	2.00	21.58
4	53.819795	10.935081	19.13	2.00	21.13
5	53.819931	10.931943	14.53	2.00	16.53
6	53.820254	10.931948	12.45	2.00	14.45



Name: TF 4

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 9.16 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.819978	10.939480	18.82	2.00	20.82
2	53.820099	10.945123	21.97	2.00	23.97
3	53.820428	10.948631	20.04	2.00	22.04
4	53.820051	10.948647	18.47	2.00	20.47
5	53.819747	10.947596	16.88	2.00	18.88
6	53.819548	10.945643	18.93	2.00	20.93
7	53.819393	10.939458	20.91	2.00	22.91



Name: TF 5

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 9.16 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.820878	10.951373	13.92	2.00	15.92
2	53.820985	10.952901	14.31	2.00	16.31
3	53.821378	10.953387	13.90	2.00	15.90
4	53.821600	10.954205	17.70	2.00	19.70
5	53.821321	10.955385	16.42	2.00	18.42
6	53.820837	10.953781	17.55	2.00	19.55
7	53.820289	10.951619	16.61	2.00	18.61



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.820832	10.932296	11.44	2.00	13.44
OP 2	53.820500	10.936469	17.02	2.00	19.02
OP 3	53.820386	10.938948	18.96	2.00	20.96
OP 4	53.820455	10.945170	21.03	2.00	23.03
OP 5	53.821152	10.950857	16.14	2.00	18.14
OP 6	53.822096	10.954622	14.89	2.00	16.89

PV Array Results

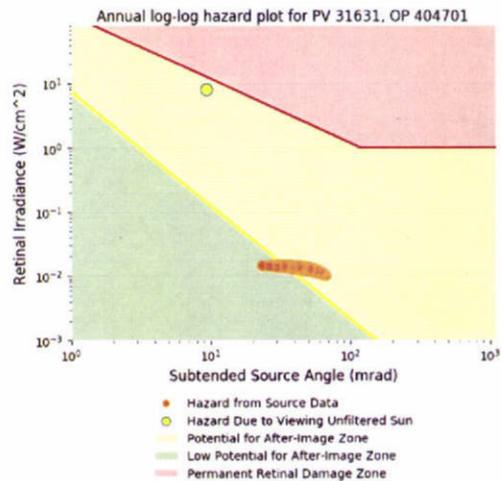
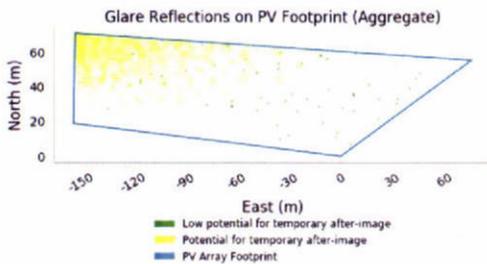
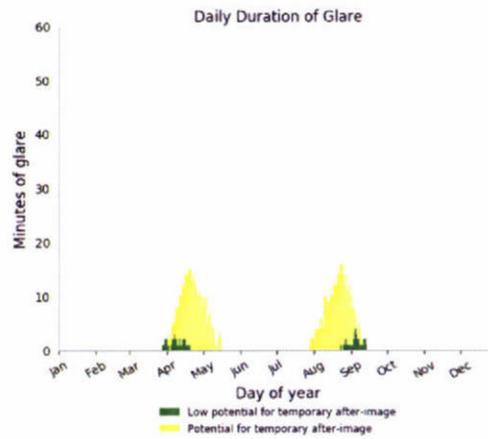
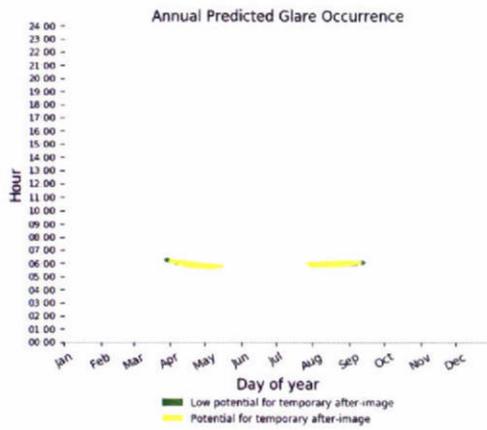
TF 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	66	686
OP: OP 2	0	1369
OP: OP 3	0	2314
OP: OP 4	253	183
OP: OP 5	45	0
OP: OP 6	6	0

TF 1 - OP Receptor (OP 1)

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

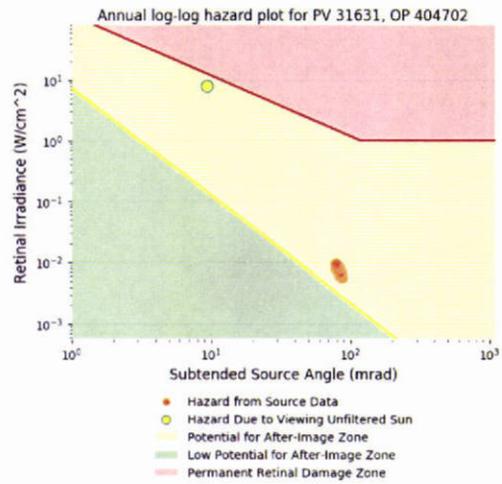
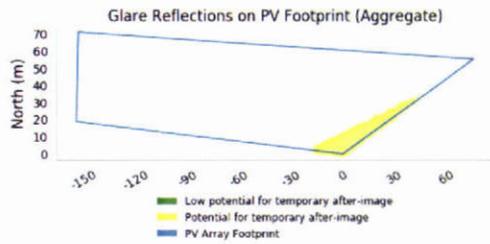
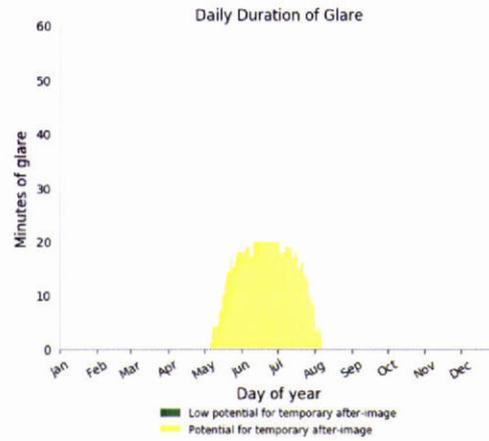
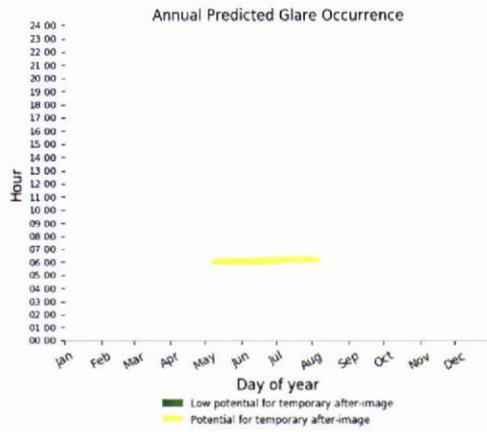
- 66 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 686 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 1 - OP Receptor (OP 2)

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

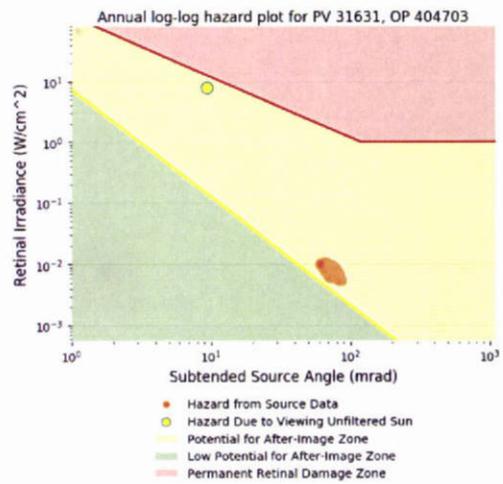
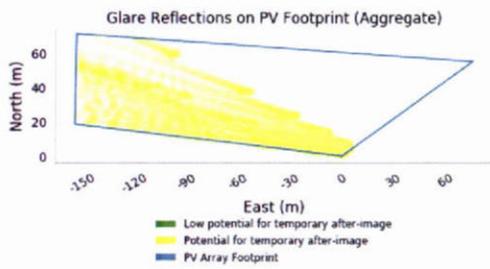
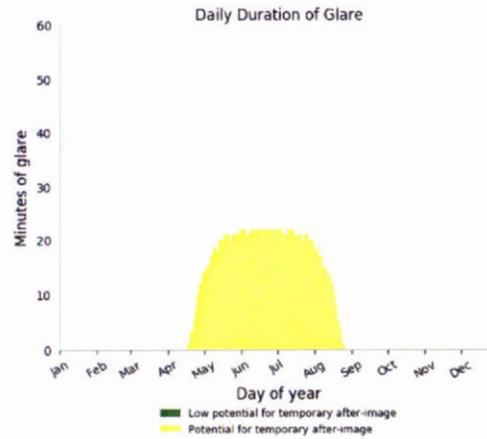
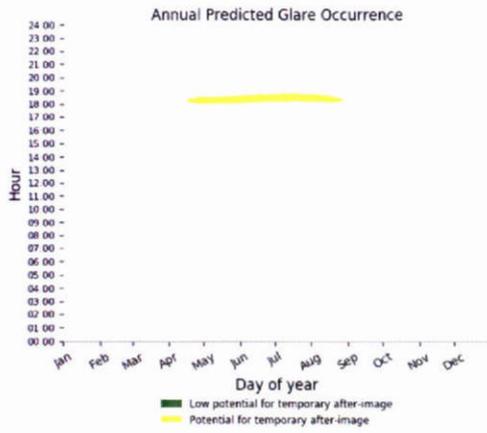
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,369 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 1 - OP Receptor (OP 3)

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

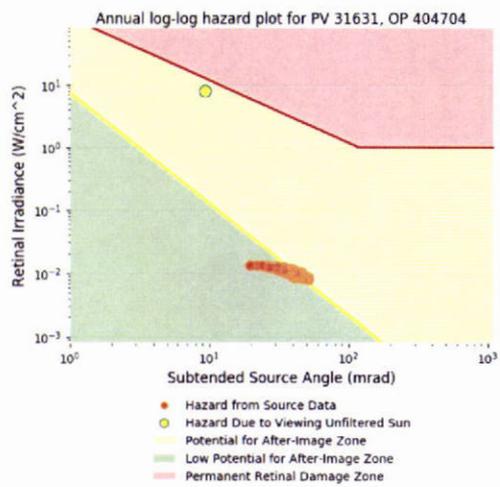
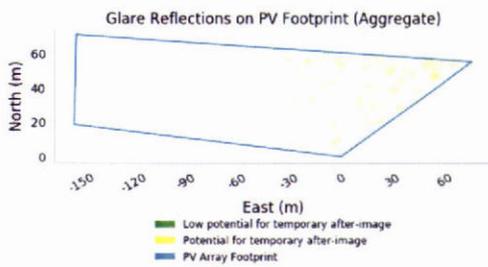
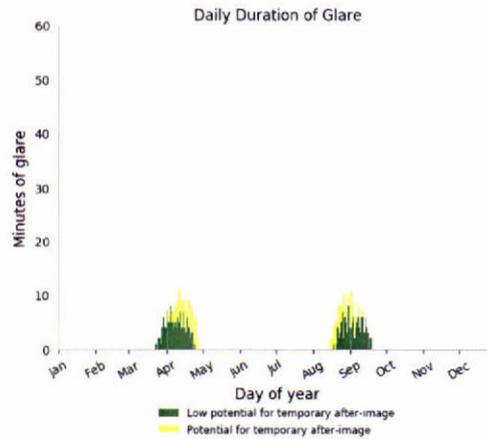
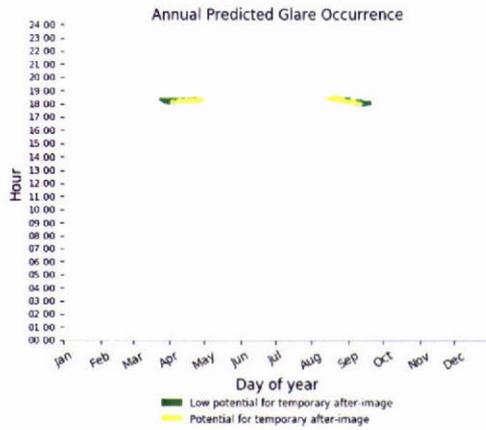
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,314 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 1 - OP Receptor (OP 4)

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

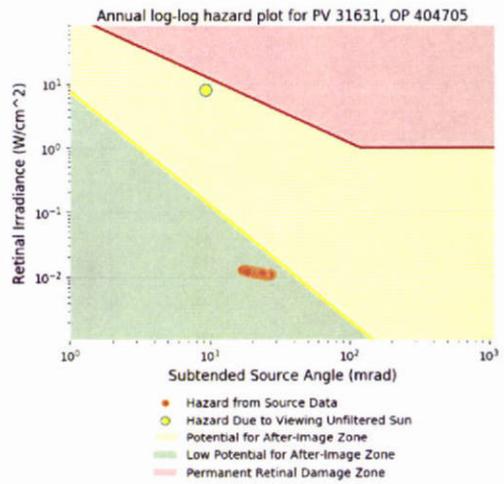
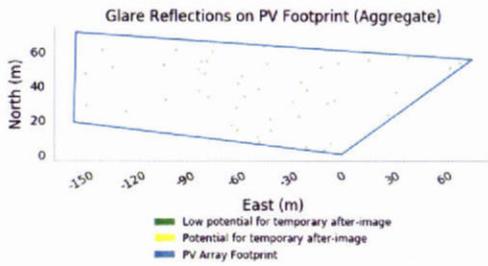
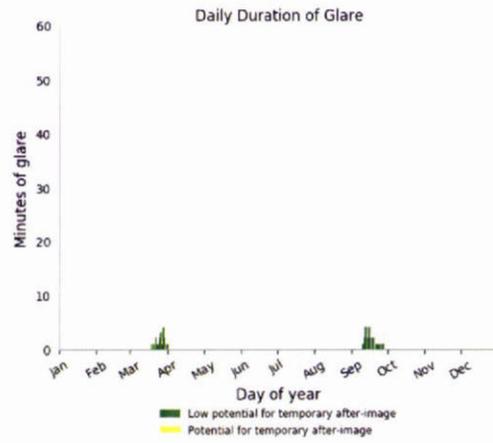
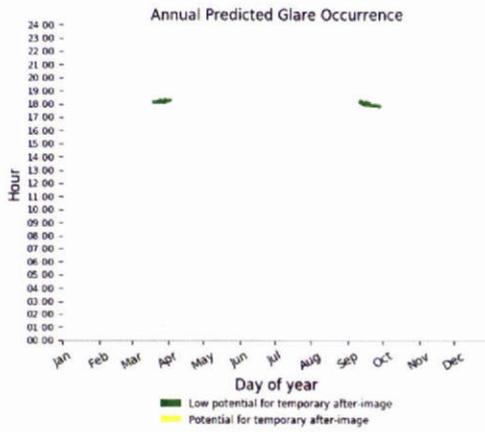
- 253 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 183 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 1 - OP Receptor (OP 5)

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

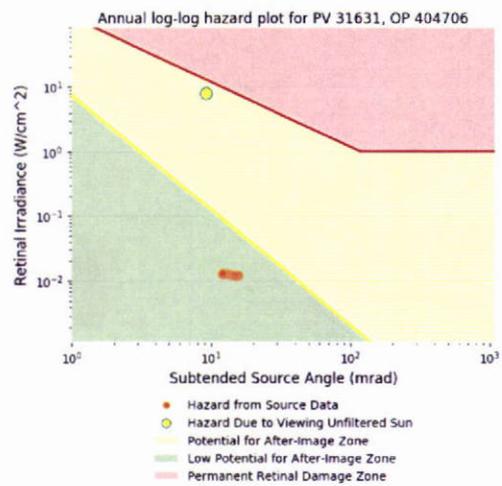
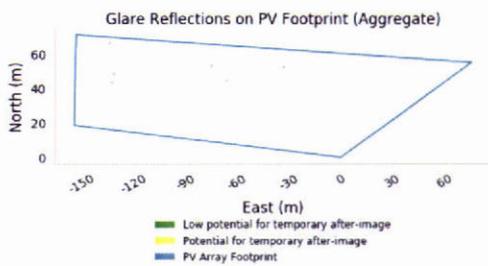
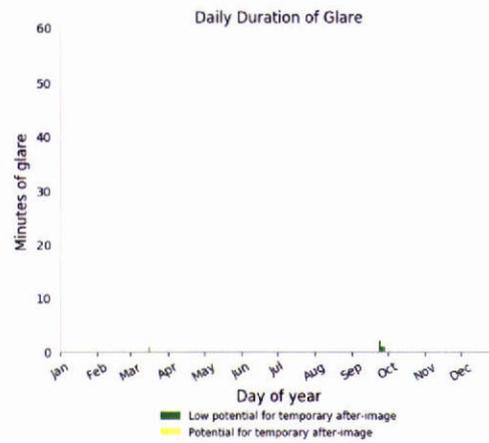
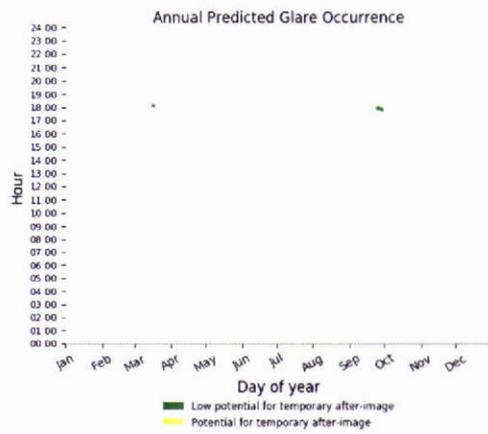
- 45 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 1 - OP Receptor (OP 6)

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

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



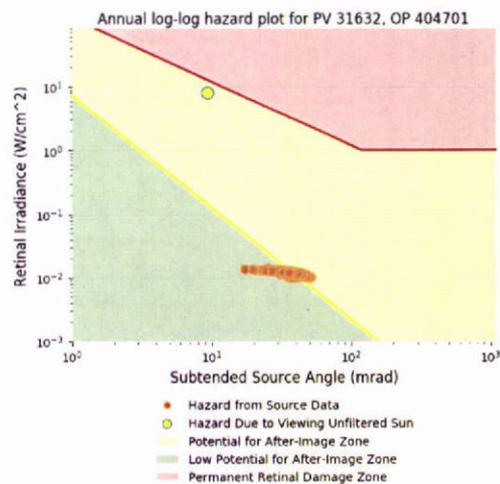
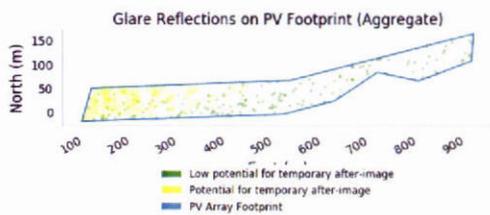
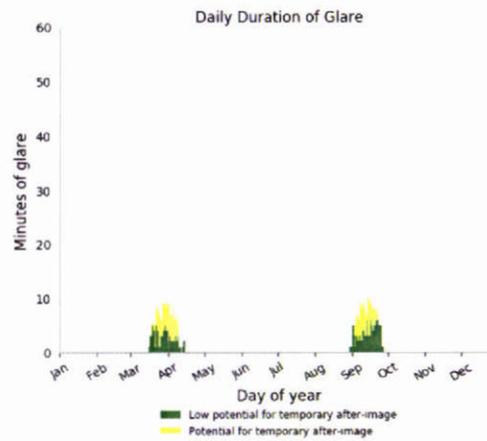
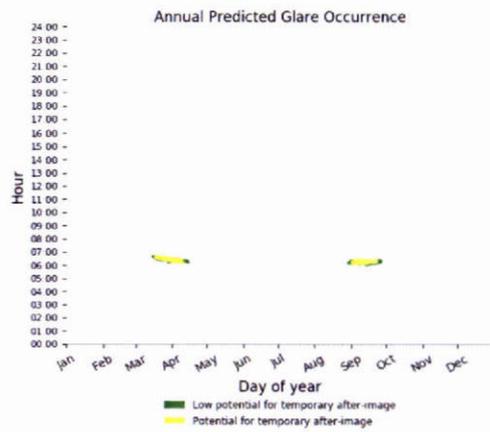
TF 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	177	182
OP: OP 2	107	1675
OP: OP 3	4	3575
OP: OP 4	0	3295
OP: OP 5	85	2838
OP: OP 6	12	406

TF 2 - OP Receptor (OP 1)

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

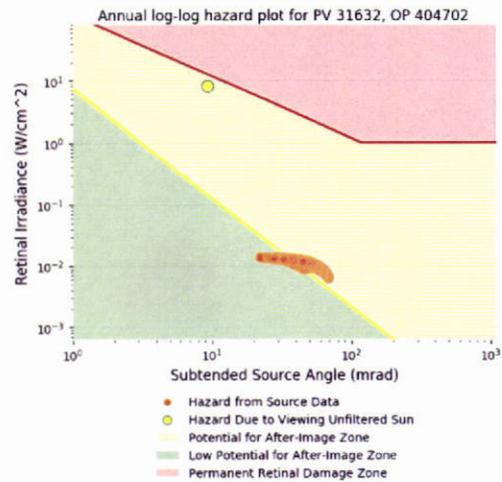
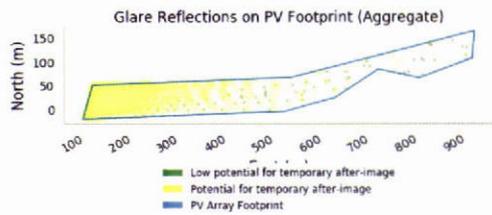
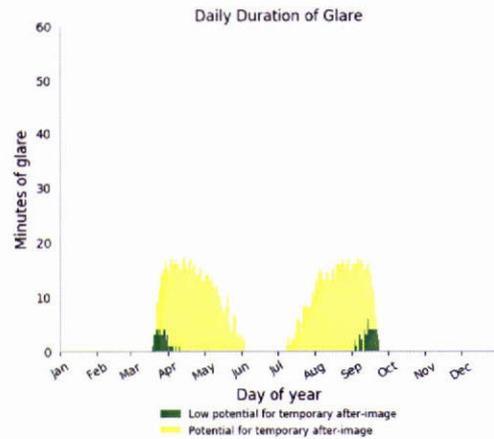
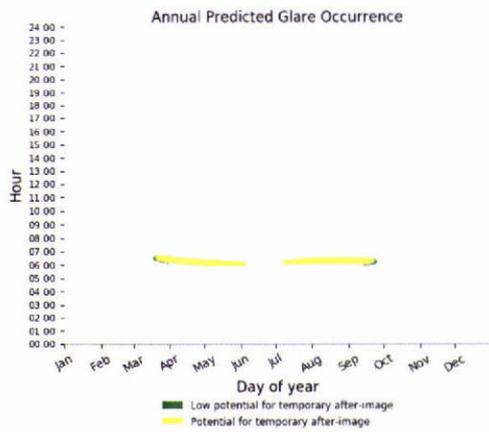
- 177 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 182 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 2 - OP Receptor (OP 2)

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

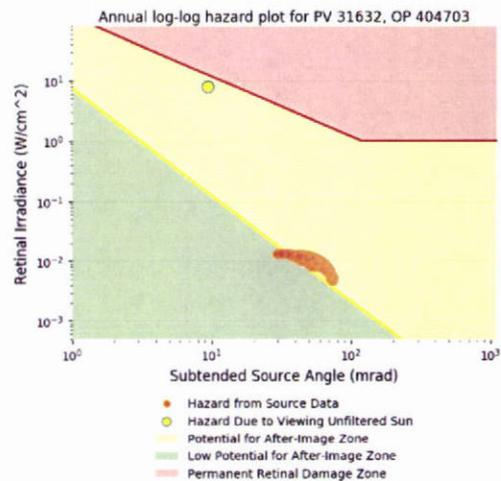
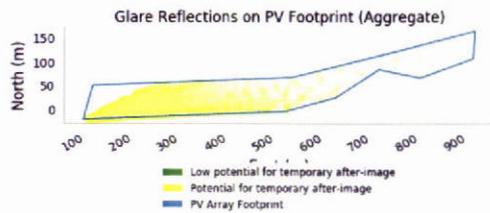
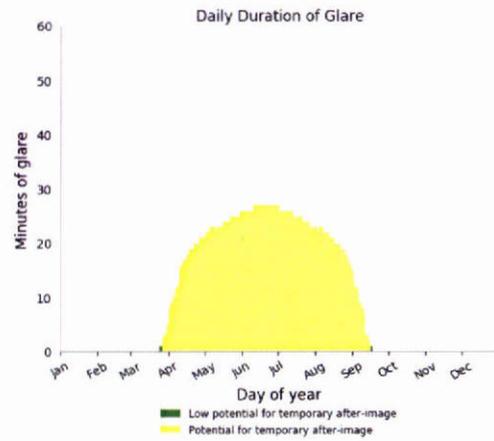
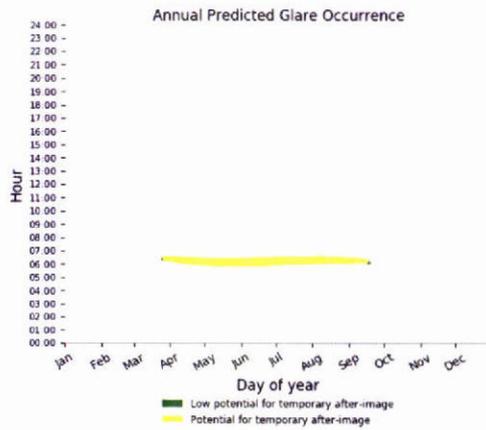
- 107 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,675 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 2 - OP Receptor (OP 3)

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

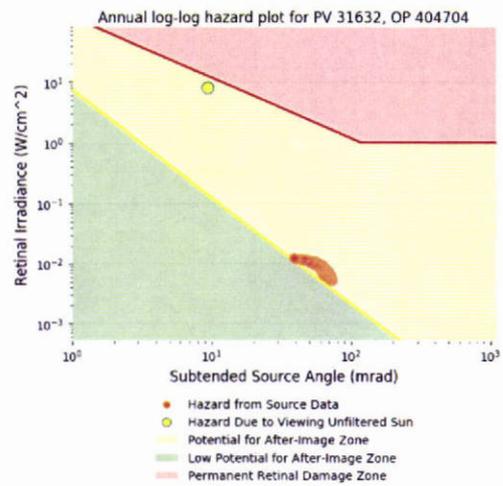
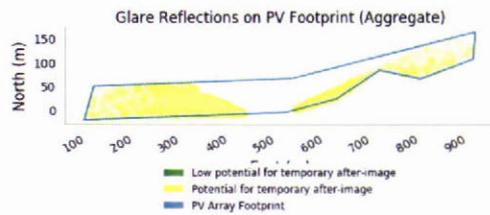
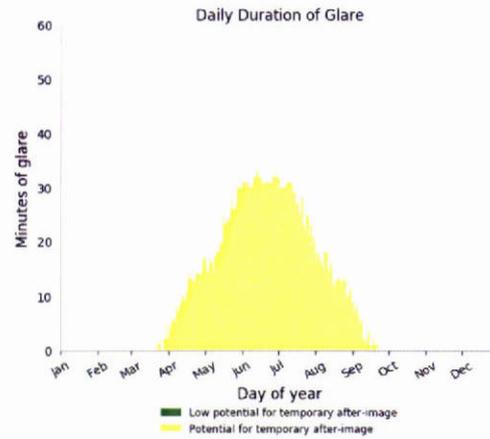
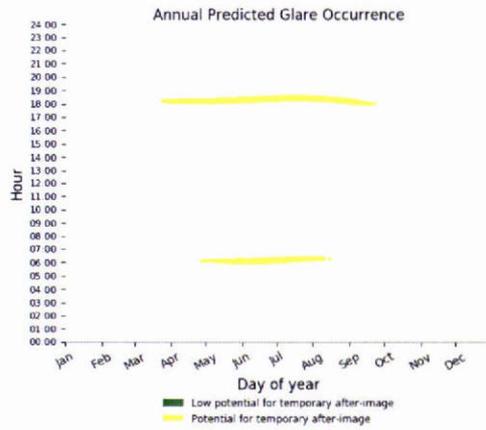
- 4 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,575 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 2 - OP Receptor (OP 4)

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

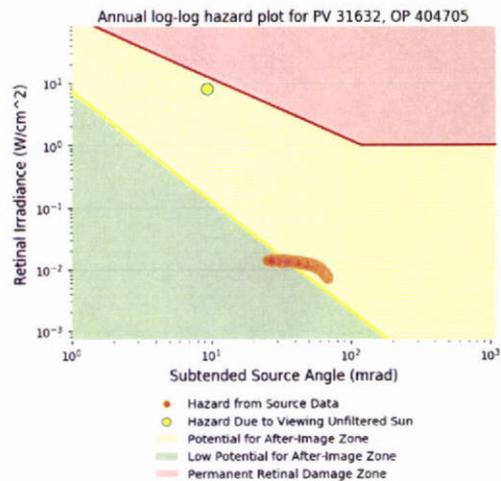
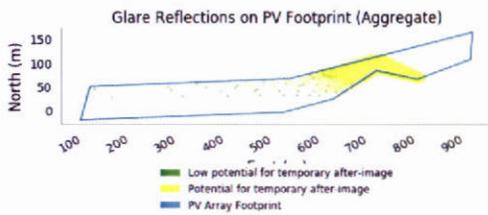
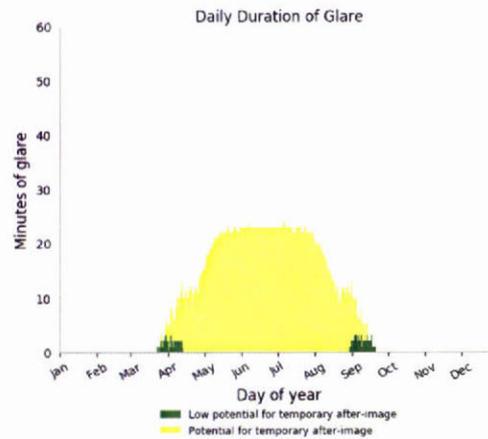
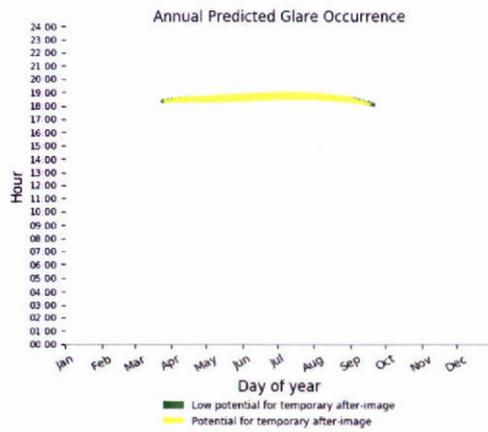
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,295 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 2 - OP Receptor (OP 5)

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

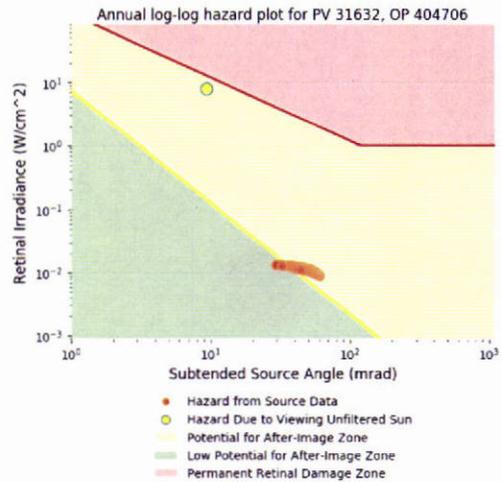
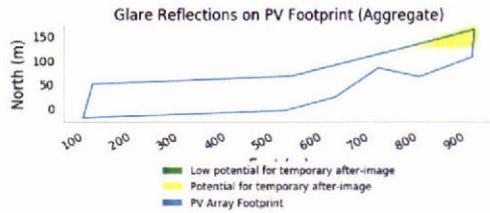
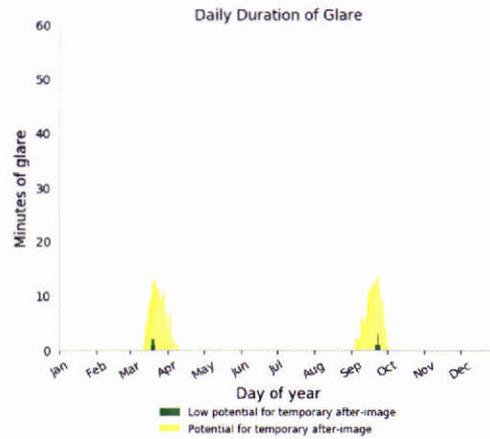
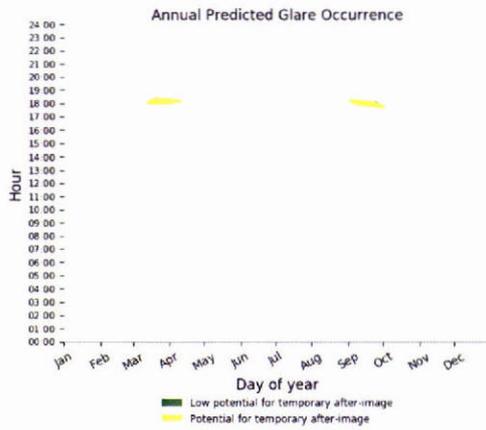
- 85 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,838 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 2 - OP Receptor (OP 6)

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

- 12 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 406 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	1	1
OP: OP 3	27	34
OP: OP 4	28	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0

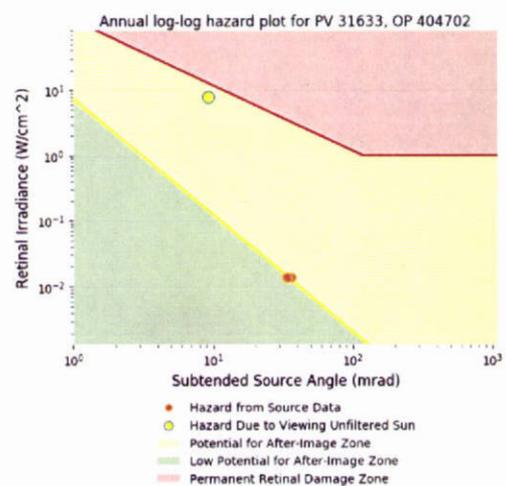
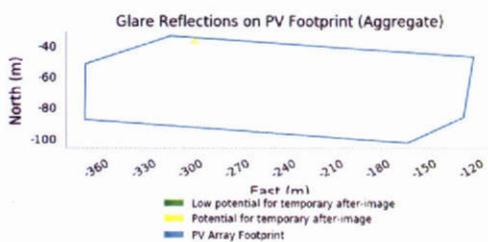
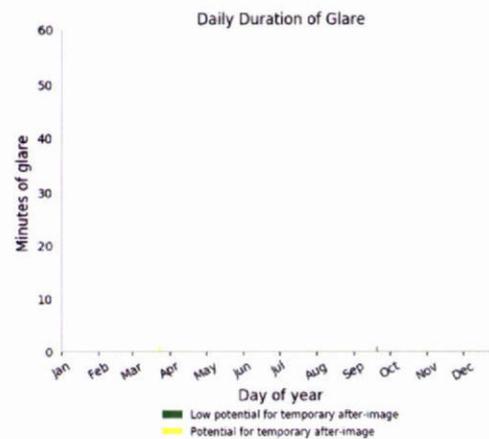
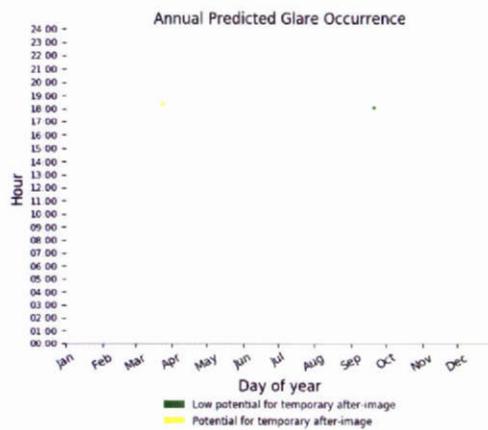
TF 3 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

TF 3 - OP Receptor (OP 2)

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

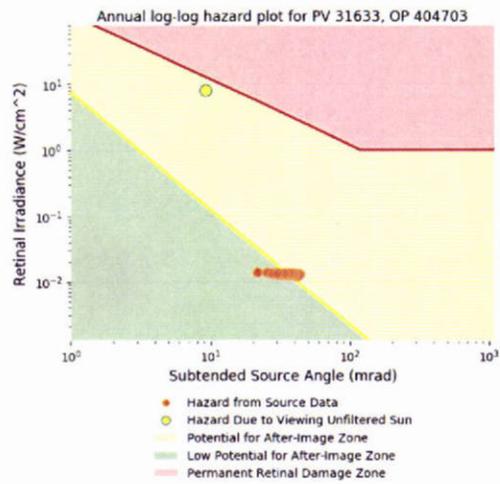
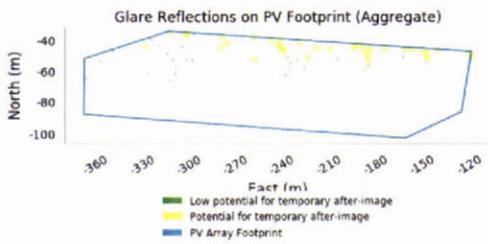
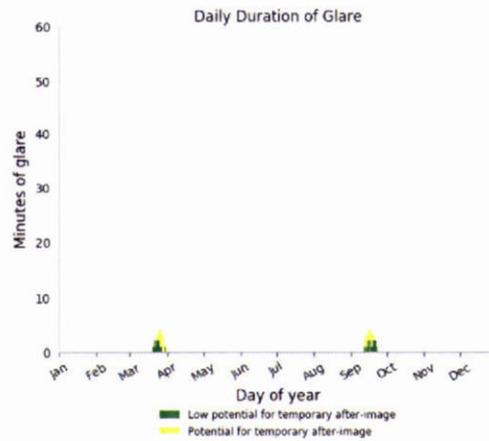
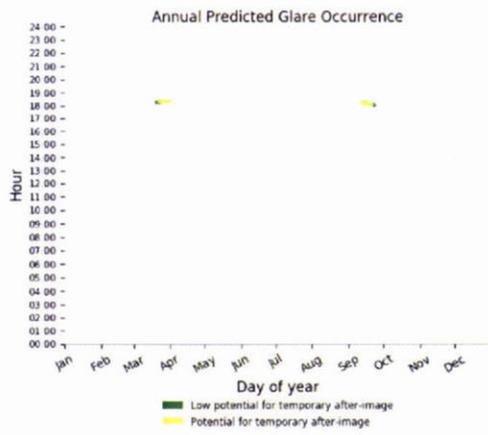
- 1 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 3 - OP Receptor (OP 3)

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

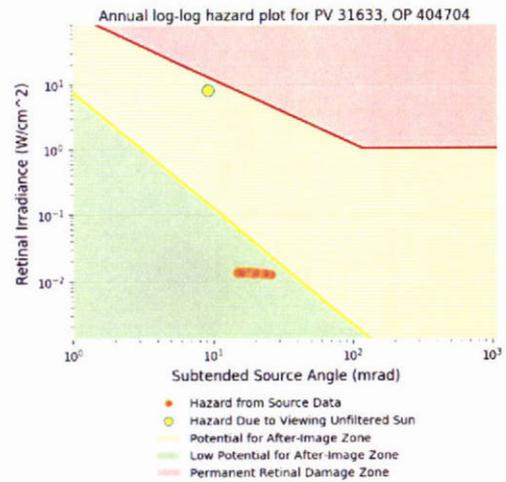
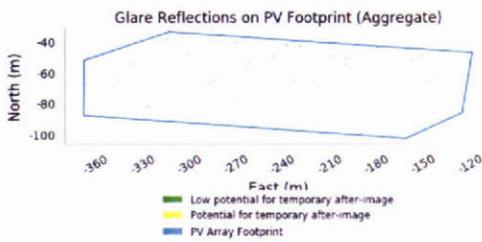
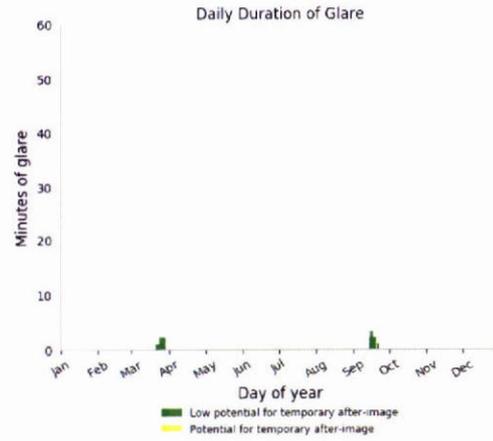
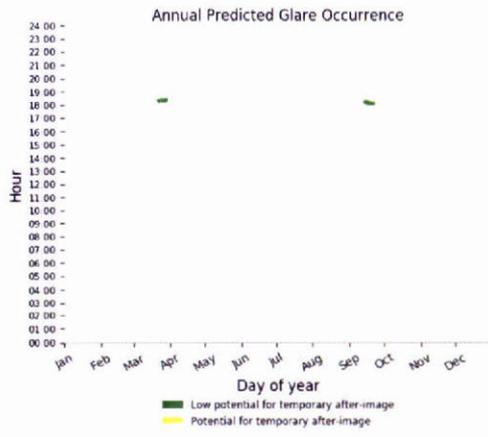
- 27 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 34 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 3 - OP Receptor (OP 4)

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

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



TF 3 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

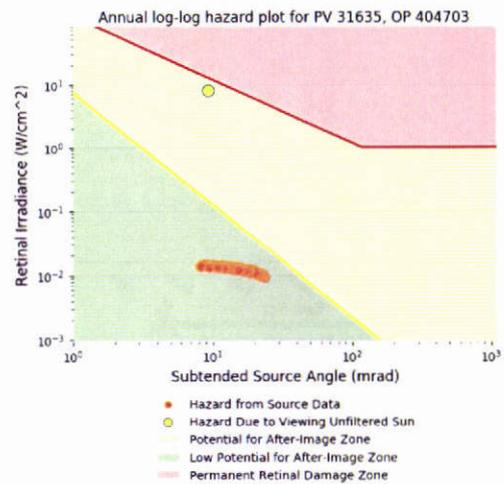
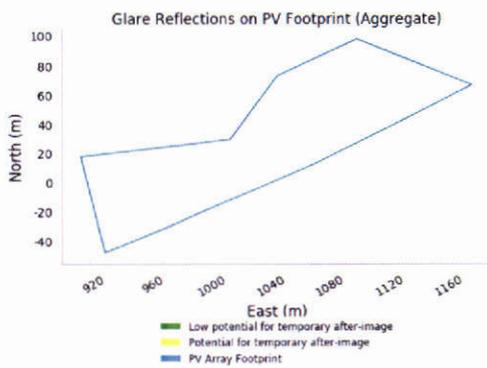
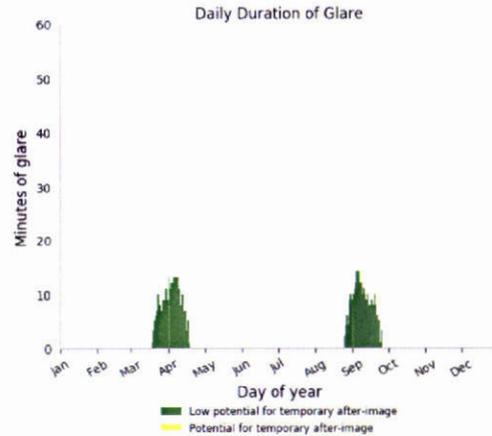
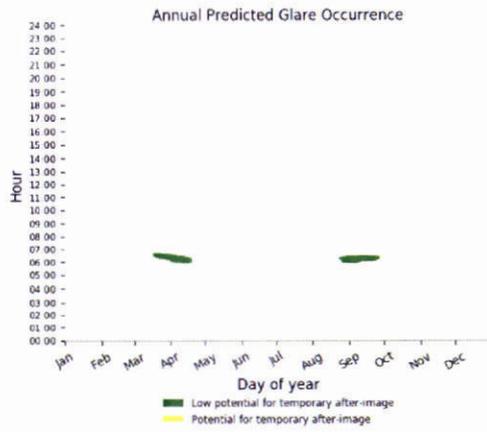
TF 3 - OP Receptor (OP 6)

No glare found

TF 5 - OP Receptor (OP 3)

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

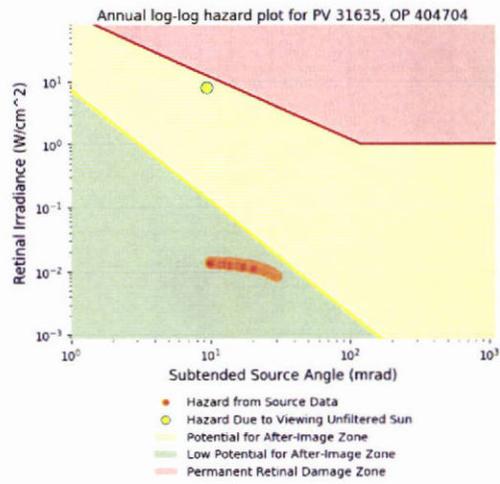
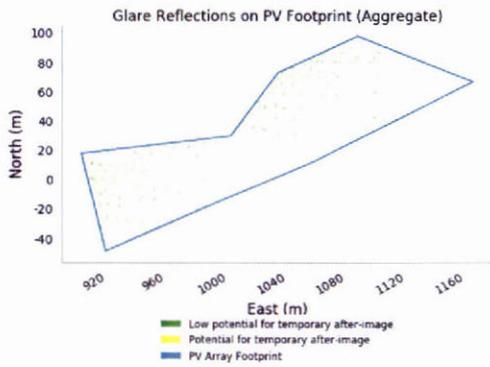
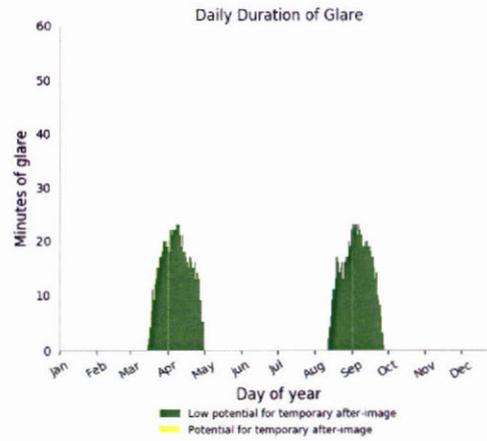
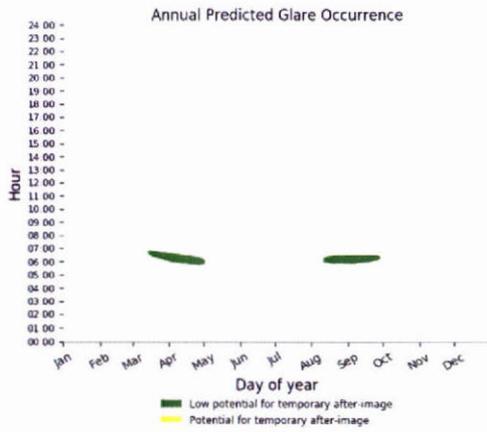
- 550 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 5 - OP Receptor (OP 4)

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

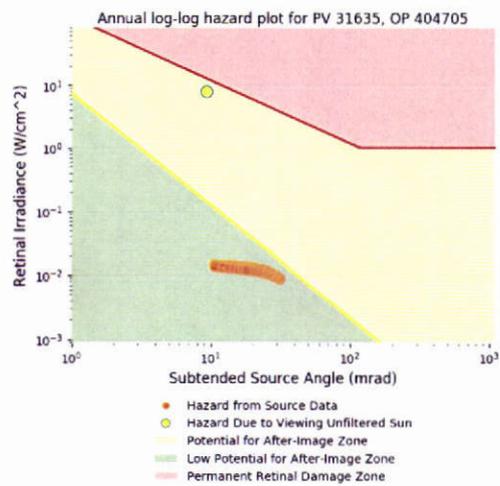
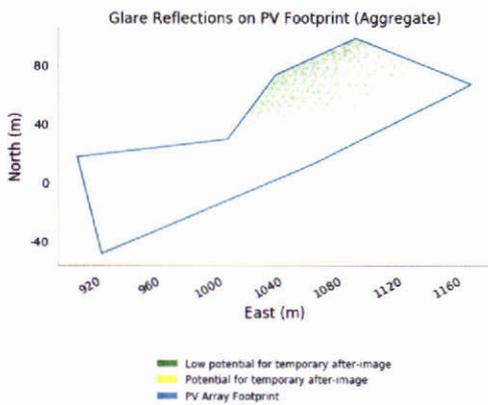
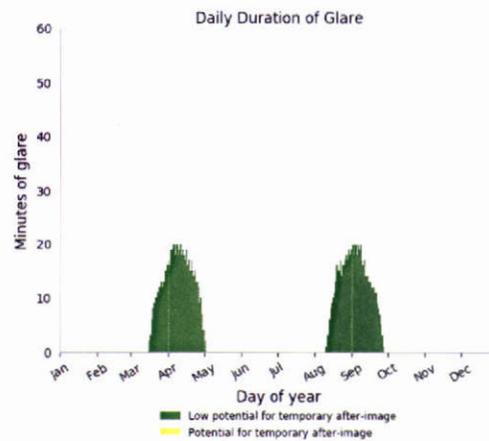
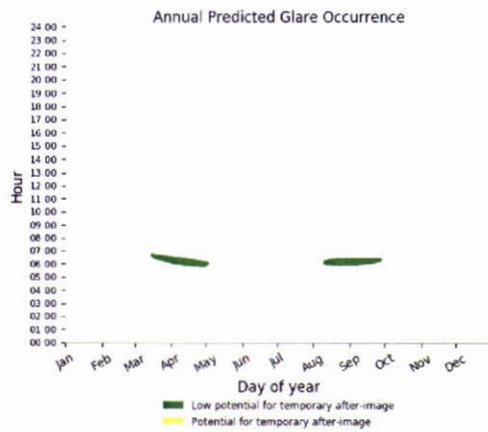
- 1,452 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 5 - OP Receptor (OP 5)

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

- 1,292 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



TF 5 - OP Receptor (OP 6)

No glare found