

SolPEG Blendgutachten Solarpark Fürstenhof

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Fürstenhof in der Oberpfalz (Bayern)**

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.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1.....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2.....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4.....	21
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
5.1	Zusammenfassung	22
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	22
6	Schlussbemerkung	22

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Fürstenhof

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die SÜDWERK Projektgesellschaft mbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Fürstenhof“ für Anwohner der umliegenden Gebäude und Straßen zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Fürstenhof“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Anwohner der umliegenden Gebäude und umliegende Straßen.

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 potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

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 landwirtschaftlichen Gebiet ca. 350 m östlich der Ortschaft Fürstenhof, ca. 10 km südöstlich von Marktredwitz in der Oberpfalz (Bayern). Südlich, in einer Entfernung ca. 300 m, verläuft die Straße St2170. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 350 m östlich der Ortschaft Fürstenhof in der Oberpfalz (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallen nach Norden
Koordinaten (Mitte)	49.922°N, 12.158°O 555 m ü.N.N.
Entfernung zur St2170	ca. 300 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 220 m (kleinste Entfernung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (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 die PV Fläche sowie Gebäude der westlich und östlich gelegenen Ortschaften Fürstenhof und Triebendorf. Aufgrund der großen Entfernung sind potentielle Reflexionen durch die PV Anlage für die Gebäude der Ortschaft Triebendorf nicht relevant aber die Standorte werden dennoch analysiert. Darüber hinaus befinden sich keine weiteren Gebäude in der näheren Umgebung.



Bild 2.2.1: Gebäude westlich und östlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

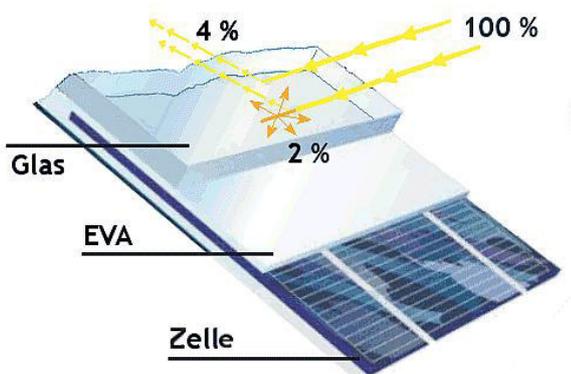


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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:

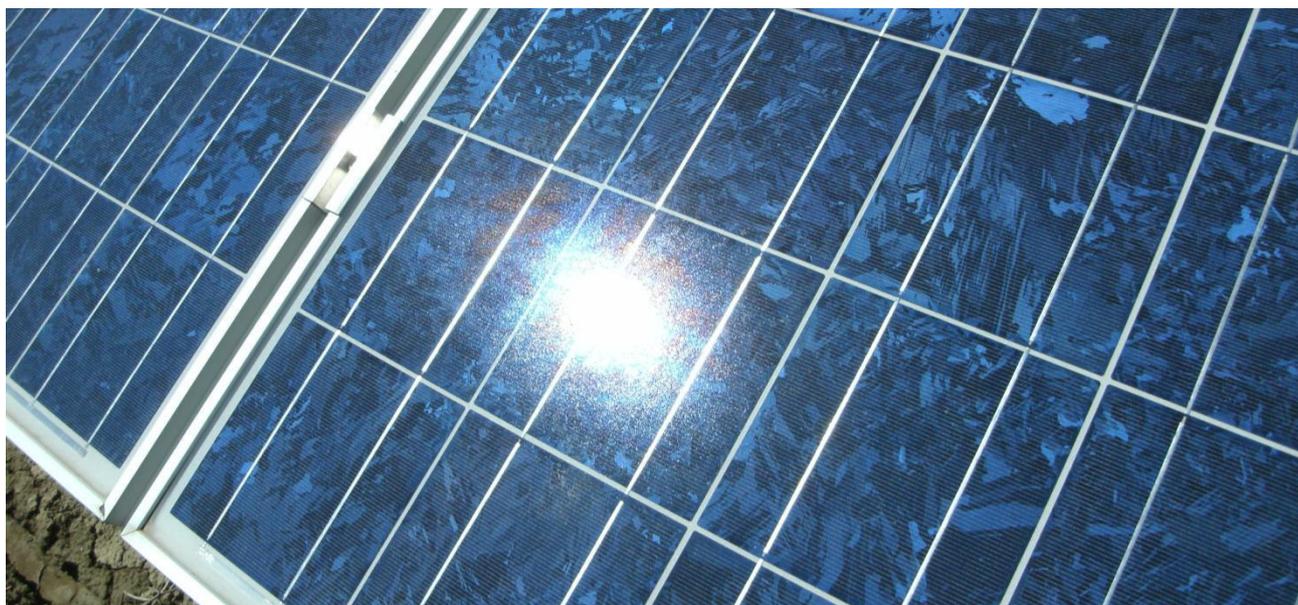


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

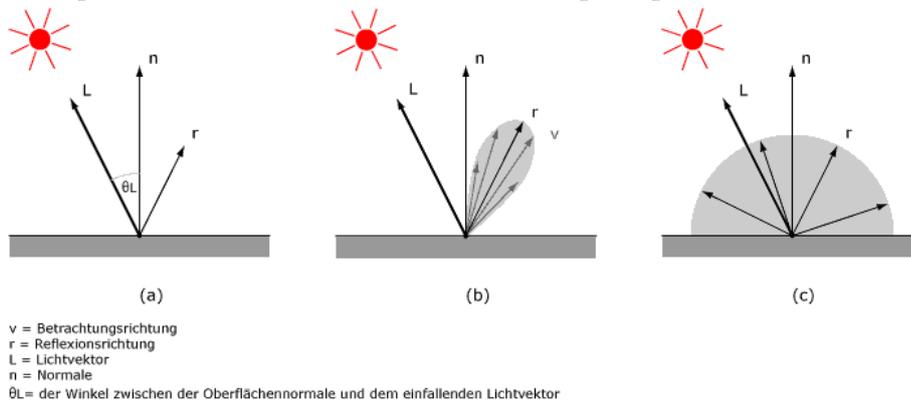


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers REC mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

GENERAL DATA	
Cell Type	60 REC PE multi-crystalline cells 3 strings of 20 cells - 3 by-pass diodes
Glass	Solar glass with antireflection surface treatment by Sunarc Technology
Back Sheet	Double layer highly resistant polyester

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 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. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

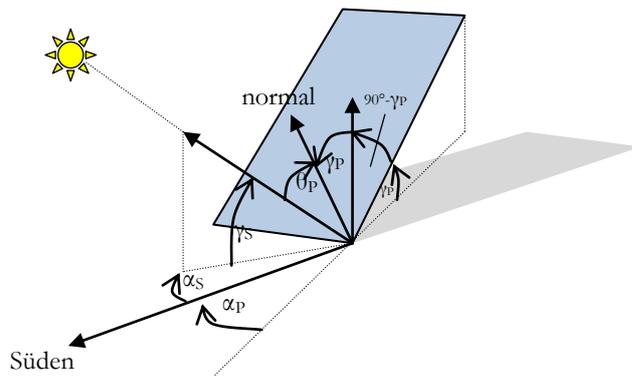


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet 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.

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>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

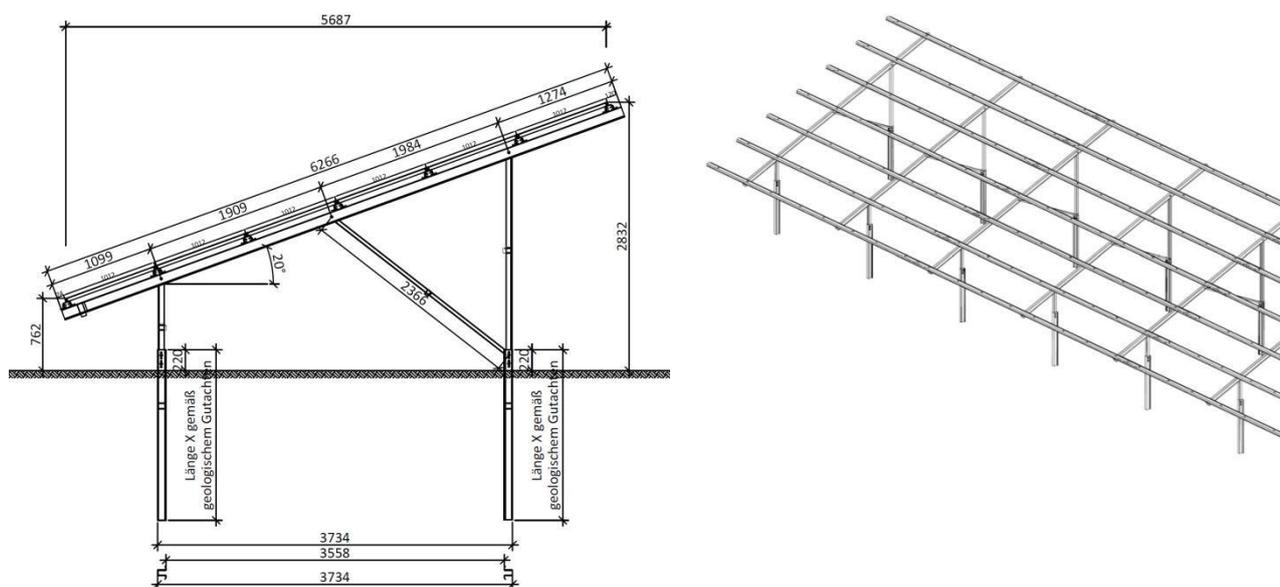


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, bearbeitet)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	REC (oder vergleichbar), 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
Anzahl Messpunkte St2272	1 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Autobahn A3	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	n.v.
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. In der Regel können Immissionsorte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur im Bedarfsfall untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Fürstenhof wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte an umliegenden Gebäuden, 1 Messpunkt im Bereich der östlich verlaufenden Straße. Als Sonderfall wurde zusätzlich noch 1 Messpunkt im Verlauf der Staatsstraße St2170 untersucht. Andere Standorte wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 5 gewählten Messpunkte P1-P5:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁵ 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 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 zur Immissionsquelle

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. 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.

⁵ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den 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.

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁶) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2018 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von 50 % ermittelt. Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

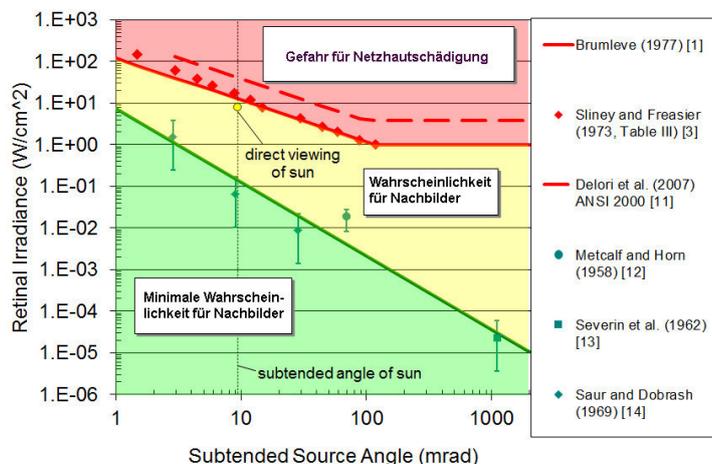


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁶ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁷ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2018_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, für die eine Blendwirkung in den Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Das Simulationsergebnis beinhaltet alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, unabhängig von der Entfernung zum Immissionsort und auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen, zu vernachlässigen sind. U.a. sind Werte mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° sind zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt.

Die folgende Tabelle zeigt die unbereinigten Simulationsergebnisse wie sie auch im Anhang dargestellt sind ("PV Array Results").

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

Messpunkt	PV Feld Südost	
	Minimal	Gering
P1 Gebäude Fürstenhof (Tulpenstraße)	0	5024
P2 Gebäude Fürstenhof (Finkenbühlweg)	0	2934
P3 Straße östlich der PV Anlage	0	4787
P4 Gebäude Triebendorf	30	0
P5 Straße St2170, südlich der PV Anlage	0	45

■ „Minimal“, Minimales Potential für temporäre Nachbilder

■ „Gering“, Potential für temporäre Nachbilder

Die folgende Tabelle 4 zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten in Bezug auf den Differenzwinkel. Eine Bereinigung in Bezug auf Entfernung, Einfallswinkel und/oder Geländestruktur/Sichtschutz ist nicht erfolgt aber als Fußnote angemerkt.

Tabelle 4: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld Südost	
	Minimal	Gering
P1 Gebäude Fürstenhof (Tulpenstraße)	-	2816 ^E
P2 Gebäude Fürstenhof (Finkenbühlweg)	-	757 ^E
P3 Straße östlich der PV Anlage	-	2842 ^{EW}
P4 Gebäude Triebendorf	-	-
P5 Straße St2170, südlich der PV Anlage	-	-

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Generell dienen die Zahlen für die jeweiligen Messpunkte der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den jeweiligen Erläuterungen zu verwenden.

Die Anzahl von Minuten pro Jahr und Minuten pro Tag werden im Anhang auch als Balkendiagramme dargestellt, werden aber sofern erforderlich in den Erläuterungen der jeweiligen Messpunkte auch als Zahl ausgewiesen.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1

Am Messpunkt P1, im Bereich der Gebäude der Straße Tulpenweg, können nach Bereinigung der Rohdaten theoretisch an insgesamt 2816 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 18. April und dem 25. August morgens zwischen 06:00 - 06:31 Uhr für maximal 28 Minuten pro Tag auftreten. Aufgrund einer Entfernung von über 300 m zur Immissionsquelle sind diese jedoch zu vernachlässigen bzw. deutlich zu relativieren. In der LAI Lichtleitlinie sind Entfernungen von "bis zu 100 m" als maßgeblich angegeben. Eine "erhebliche" Beeinträchtigung der Anwohner im Sinne der Lichtleitlinie kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

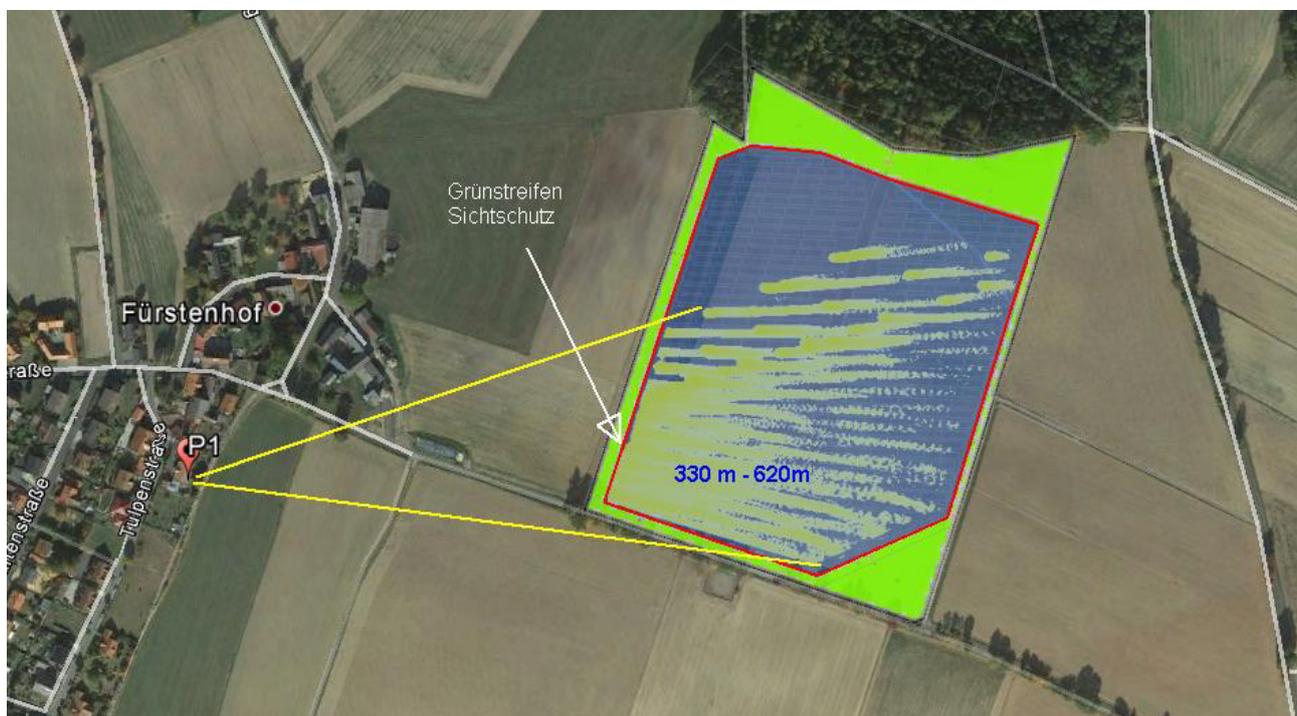


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen sind als gelbe Streifen dargestellt. Nach Bereinigung der Rohdaten wären diese im Umfang und Ausdehnung um ca. 44% reduziert.

Lt. Planungsunterlagen ist die PV Anlage von einem Grünstreifen umgeben dessen Bepflanzung eine mögliche Blendwirkung reduzieren kann. Da keine näheren Informationen zur Bepflanzung vorliegen wurde dieser Umstand bei der Beurteilung der potentiellen Blendwirkung jedoch nicht berücksichtigt. Der folgende Abschnitt dient daher eher der allgemeinen Erläuterung.

Allgemein wird angenommen, dass ein Sichtschutz durch unbelaubte Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai bereits mit ca. 20-30% anzusetzen ist. Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit mindestens 50-70% angenommen. Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Die folgenden Beispielbilder zeigen eine bewährte und ausreichende Variante für einen Sichtschutz mit heimischen Gehölzen direkt nach Anpflanzung und auch mit Blattwerk.



Bild 4.2.2: Sichtschutzmaßnahme mit einheimischen Gehölzmischungen (Quelle: SolPEG)

Ein Sichtschutz durch Büsche kann nicht präzise simuliert werden, es werden daher nur zwei zeitliche Bereiche betrachtet: Zwischen Juni-September ist Blattwerk vorhanden (konservativ), zwischen Oktober und Mai ist kein Blattwerk vorhanden.

Im Jahresverlauf kann es in unterschiedlichen Zeiträumen zu potentiellen Reflexionen kommen. Für Messpunkt P1 liegt dieser zwischen dem 18. April und dem 25. August. In der folgenden Tabelle ist er Beginn und das Ende des jeweiligen Zeitraumes als Datum ausgewiesen, die Minutenwerte im jeweiligen Zeitraum werden summiert in der Spalte "Minuten im Zeitraum" dargestellt. "Erste Zeit" und "Letzte Zeit" bezeichnet die Uhrzeit an der die erste bzw. letzte Reflexion auftreten kann.

Sofern ein Zeitraum in eine Jahreszeit fällt, in der bereits Blätter an Bäumen vorhanden sind werden diese Zeiten gesondert ausgegeben. Die Zahlen dienen jedoch nur der Übersicht, maßgeblich verwendet wird die "Summe gesamt".

Darüber hinaus werden für jeden Zeitraum die maximal Anzahl an Minuten pro Tag ausgegeben und die höchste Zahl wird als "Minuten pro Tag (Max)" in den Ergebnissen aufgeführt.

Tabelle 5: Details für Messpunkt P1

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Auswertung P1
18.04.2019	25.08.2019	28	2816	06:00	06:31	
				Ergebnisse:		
			2816	Minuten pro Jahr (Summe gesamt)		
			1990	Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)		
			826	Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)		
			28	Minuten pro Tag (Max)		

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2

Am Messpunkt P2, im Bereich der Gebäude der Straße Finkenbühlweg, können nach Bereinigung der Rohdaten theoretisch an insgesamt 757 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 17. April und dem 05. Mai sowie zwischen dem 03. und 25. August morgens zwischen 06:00 - 06:33 Uhr für maximal 27 Minuten pro Tag auftreten.

Lt. Vorgaben der LAI Lichtleitlinie sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen wenn sie nicht in einem relevanten Ausmaß auftreten.

Aufgrund der hier ermittelten Zahlen kann eine "erhebliche" Beeinträchtigung der Anwohner im Sinne der Lichtleitlinie mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Potentielle Reflexionen sind als gelbe/weiße Streifen dargestellt. Nach Bereinigung der Rohdaten wären diese im Umfang und Ausdehnung um ca. 74% reduziert.

Lt. Planungsunterlagen ist die PV Anlage von einem Grünstreifen umgeben dessen Bepflanzung eine mögliche Blendwirkung reduzieren kann. Da keine näheren Informationen zur Bepflanzung vorliegen wurde dieser Umstand bei der Beurteilung der potentiellen Blendwirkung jedoch nicht berücksichtigt.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P2. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 2934 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,934 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

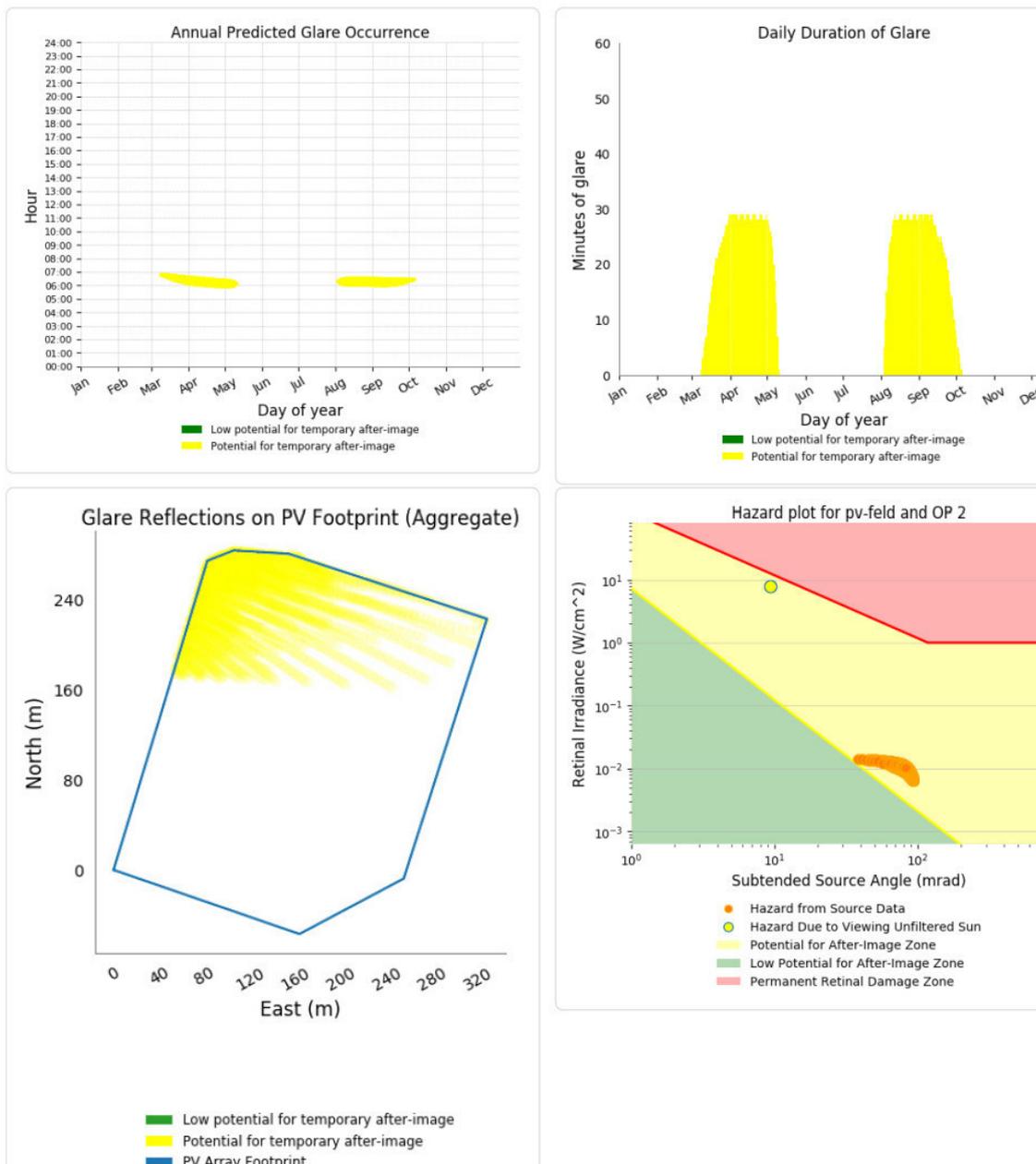


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3

Am Messpunkt P3 im Bereich der Straße östlich der PV Anlage können nach Bereinigung der Rohdaten theoretisch an insgesamt 2842 Minuten pro Jahr Reflexionen auftreten. Diese können bei der Fahrt Richtung Norden links (westlich) zur Fahrtrichtung auftreten, liegen mit einem Einfallswinkel von -59° bis -81° jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Darüber hinaus ist die Entfernung zur Immissionsquelle in diesem Bereich deutlich höher als die als relevant genannten Richtwerte. Selbst im nördlichen Abschnitt der PV Anlage beträgt die Entfernung zur Straße noch ca. 115 m.

Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

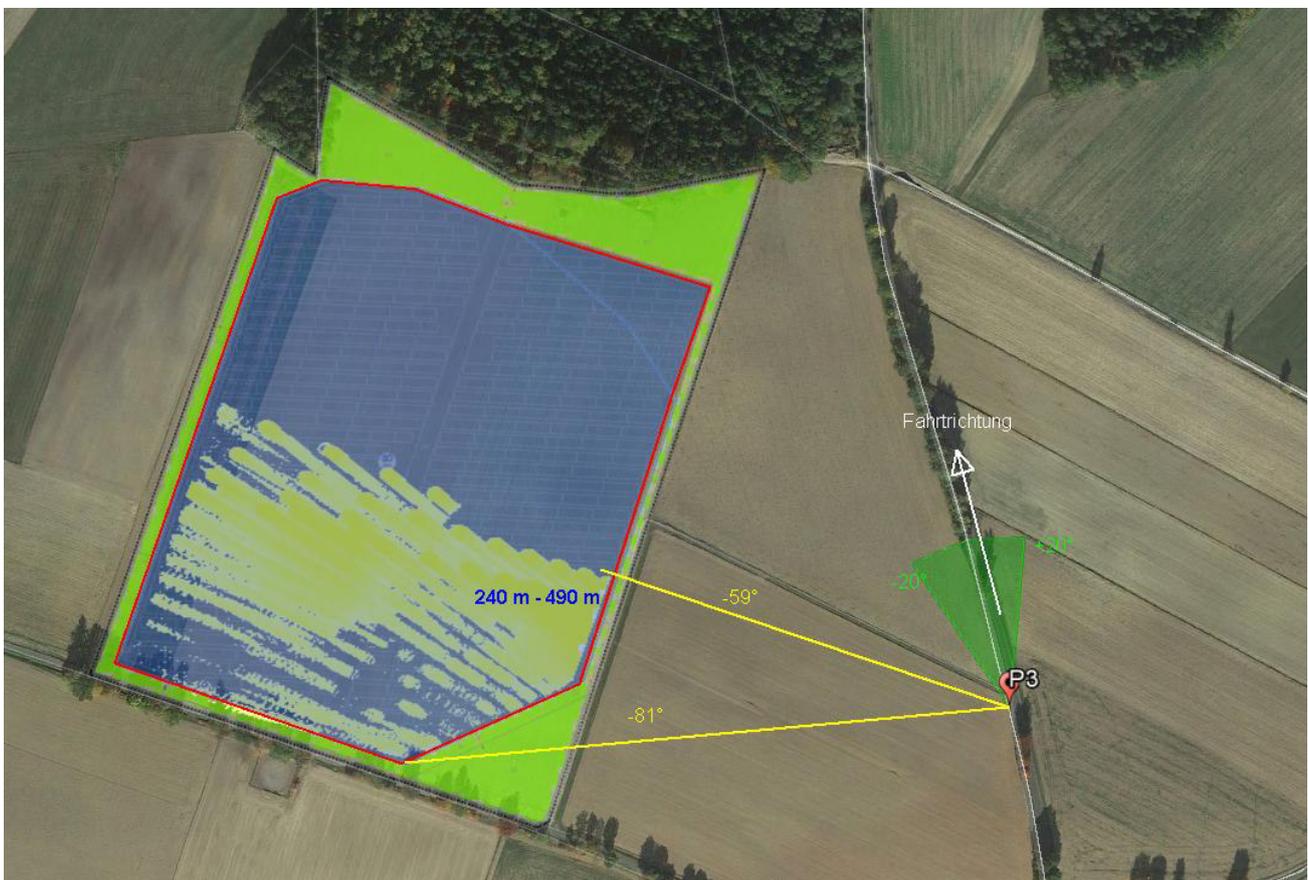


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude der Ortschaft Triebendorf können selbst ohne Bereinigung der Rohdaten theoretisch an insgesamt 30 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Eine weitere Aufbereitung und Analyse der Ergebnisse ist nicht sinnvoll und auch aufgrund der großen Entfernung von über 850 m zur Immissionsquelle kann eine Beeinträchtigung für Anwohner mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5

Der Messpunkt P5 im Bereich der Wiesauer Straße (St2170) befindet sich südlich der PV Anlage und kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Dennoch wurde der Standort untersucht und die Ergebnisse bestätigen diese Einschätzung. Rein rechnerisch können am Messpunkt P5 nur an insgesamt 45 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage. Nach der Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar. Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer auf der St2170 kann ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P5.



Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Fürstenhof ergibt eine theoretische aber geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Für die Anwohner der Ortschaft Fürstenhof ist eine relevante Beeinträchtigung im Sinne der LAI Lichtleitlinie nicht gegeben. Dies gilt ebefalls für die Anwohner der Ortschaft Triebendorf, die in einer Entfernung von über 800 m zur Immissionsquelle liegt.

Verkehrsteilnehmer auf der östlich verlaufenden Straße können theoretisch von Reflexionen durch die geplante PV Anlage erreicht werden, diese liegen jedoch außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Als Sonderfall wurde ein Bereich auf der St2170 untersucht und hier ist die sehr geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen.

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 „Fürstenhof“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁸ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern und Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen 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 15.01.2020


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE

ERSTKLASSIGE HÖCHSTLEISTUNGSMODULE

Die Solarmodule der REC TwinPeak BLK 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 BLK Serie die ideale Lösung für alle ästhetisch anspruchsvollen Anlagen auf privaten und gewerblichen Gebäuden weltweit.



MEHR LEISTUNG
PRO M



HÖHERE ERTRÄGE IM
VERSCHATTUNGSFALL

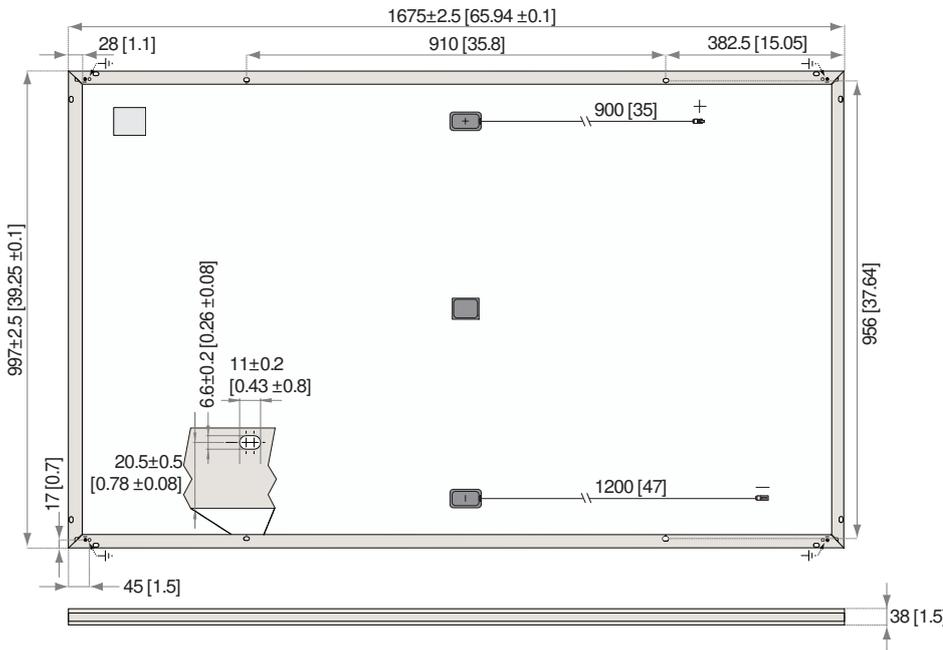


PID FREI



KOMPLETT SCHWARZES MODULE FÜR
EINE HERAUSRAGENDE ERSCHEINUNG

REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE



Abmessungen in mm [in]

ELEKTRISCHE DATEN STC Produktbezeichnung: RECxxxTP BLK

Nennleistung - P_{MPP} (Wp)			
Leistungstoleranz - (W)	/+	/+	/+
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	,	,	,
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	,	,	,
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	,	,	,
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	,	,	,
Modulwirkungsgrad ()	,	,	,

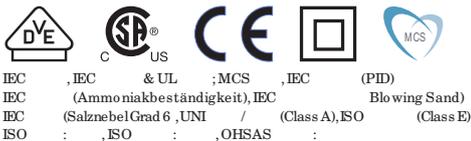
Werte unter Standardmessbedingungen (STC: Lu. masse AM , , Einstrahlung W/m , Umgebungstemperatur °C), ermittelt über die gesamte Verteilung der Produktion mit einer Toleranz für U_{OC} & I_{SC} von \pm innerhalb einer Wa. klasse. Bei geringer Einstrahlung von W/m, wird mindestens der STC Moduleffizienz 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: RECxxxTP BLK

Nennleistung - P_{MPP} (Wp)			
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	,	,	,
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	,	,	,
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	,	,	,
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	,	,	,

Nennbetriebstemperatur des Moduls (NMOT: Lu. masse AM , , Einstrahlung W/m , Umgebungstemperatur °C, Windgeschw. 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



GARANTIE

Jahre Produktgarantie
 Jahre lineare Leistungsgarantie
 (maximale Leistungsdegression von , p.a.)
 Siehe Garantiebedingungen für weitere Details

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

Aus einer Norwegischen Gründung im Jahr 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 Mitarbeitern weltweit produzieren wir jährlich Qualitätsmodule mit , GW.



17,1% EFFIZIENZ

10 JAHRE PRODUKTGARANTIE

25 JAHRE LINEARE LEISTUNGSGARANTIE

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Zelltyp: multikristalline PERC Halbzellen
 Stränge mit Zellen in Serie

Glas: , mm Solarglas mit antireflektiver Oberflächenbehandlung

Rückseitenfolie: Hochbeständiges Polyester
 Polyolefin Konstruktion (schwarz)

Rahmen: Eloxiertes Aluminium (schwarz)

Anschlussdose: teilig, Bypass Dioden, IP konform
 konform zu IEC

Kabel: mm Solarkabel, , m + , m
 konform zu EN

Stecker: Stäubli MC PV-KBT / PV KST (mm)
 konform zu IEC , IP beigeschlossenen Steckern

Herkun : Hergestellt in Singapur

MAXIMUM RATINGS

Betriebstemperatur:	... + °C
Maximale Systemspannung:	V
Ausgangslast (+): Schnee	kg/m (Pa)*
Maximale Prüflast (+):	kg/m (Pa)
Ausgangslast (-): Wind	kg/m (Pa)*
Maximale Prüflast (-):	kg/m (Pa)
Max. Vorsicherungswert:	A
Max. Rückstrom:	A

*Sicherheitsbeiwert .

TEMPERATUREIGENSCHAFTEN

Nennbetriebstemperatur des Moduls:	, °C (± °C)
Temperaturkoeffizient P_{MPP} :	, /°C
Temperaturkoeffizient U_{OC} :	, /°C
Temperaturkoeffizient I_{SC} :	, /°C

*Die angegebenen Temperaturkoeffizienten sind lineare Werte

MECHANISCHE DATEN

Maße:	x x mm
Fläche:	, m
Gewicht:	, kg

Technische Änderungen vorbehalten. Rev. C.

Ref. NE.



GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Fuerstenhof



Created **Jan. 15, 2020 8:28 a.m.**

Updated **Jan. 15, 2020 9:07 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

Timezone **UTC1**

Site Configuration ID:

34781.1215

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
PV Feld	20.0	180.0	30	12,790	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld**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	49.921126	12.156201	558.52	2.00	560.52
2	49.923592	12.157349	544.70	2.00	546.70
3	49.923675	12.157671	544.64	2.00	546.64
4	49.923647	12.158347	546.79	2.00	548.79
5	49.923129	12.160772	546.98	2.00	548.98
6	49.921057	12.159753	565.15	2.00	567.15
7	49.920615	12.158476	565.39	2.00	567.39

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.920759	12.151438	573.83	2.00	575.83
OP 2	49.922997	12.153487	561.40	2.00	563.40
OP 3	49.920710	12.163261	551.48	2.00	553.48
OP 4	49.923902	12.173056	525.24	2.00	527.24
OP 5	49.918667	12.152616	558.73	2.00	560.73

PV Array Results

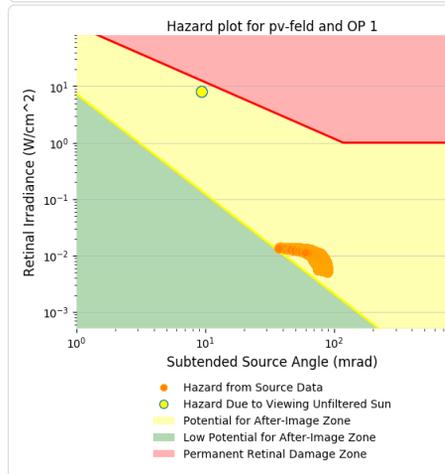
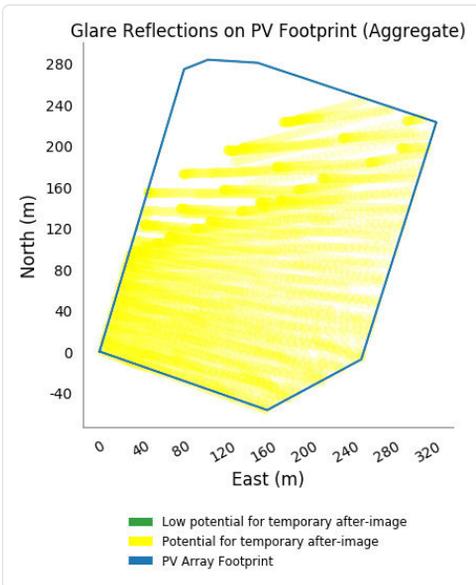
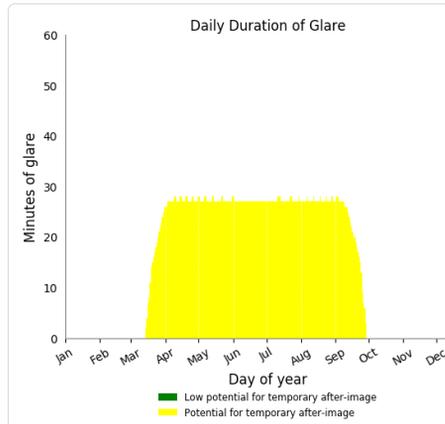
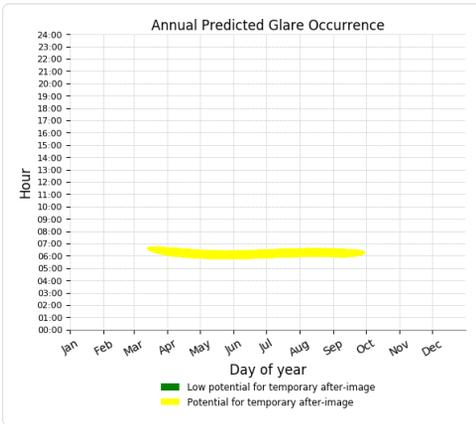
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	5024
OP: OP 2	0	2934
OP: OP 3	0	4787
OP: OP 4	30	0
OP: OP 5	0	45

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

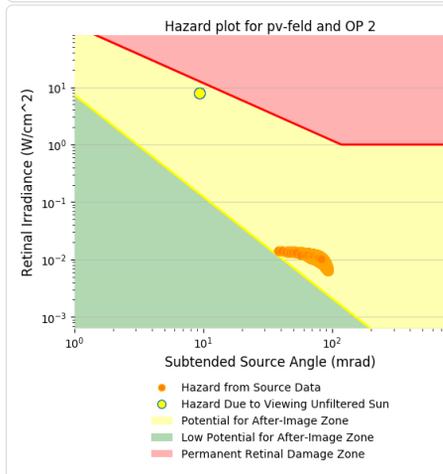
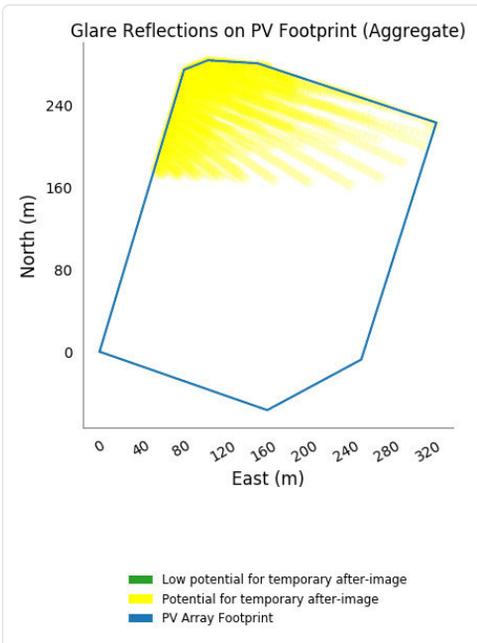
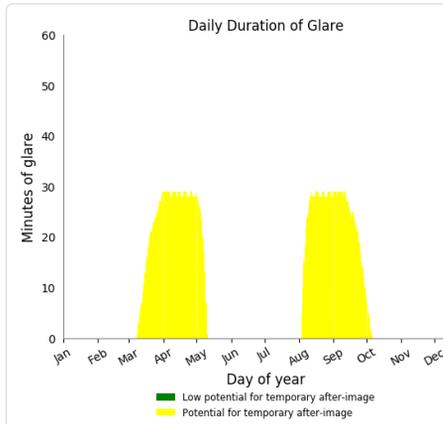
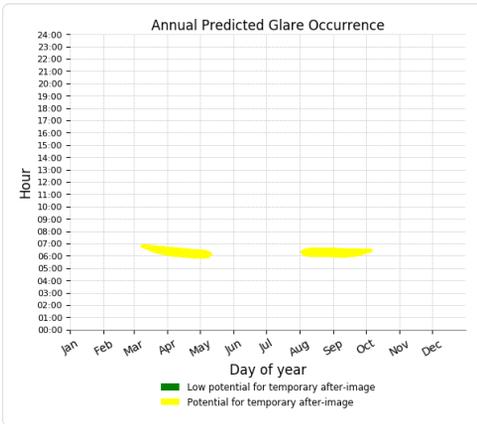
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,024 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

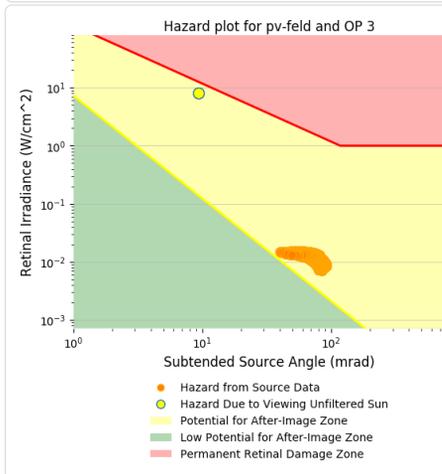
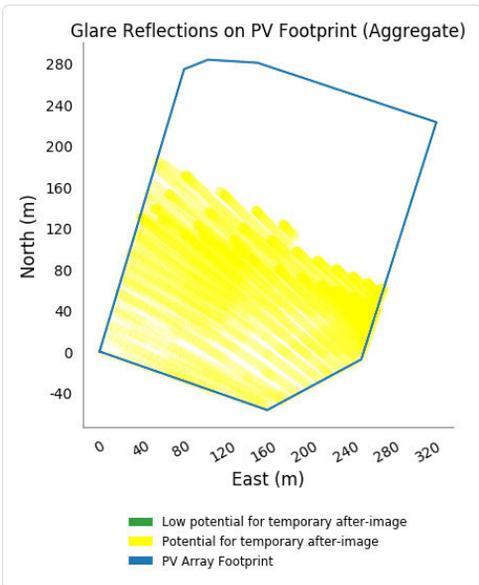
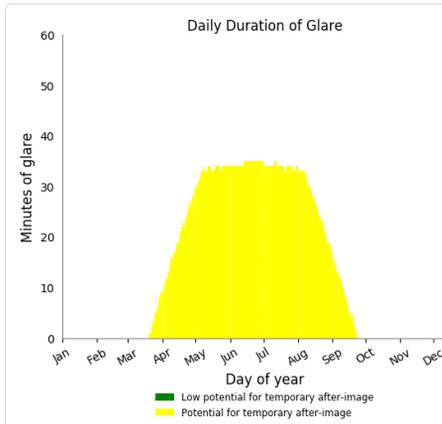
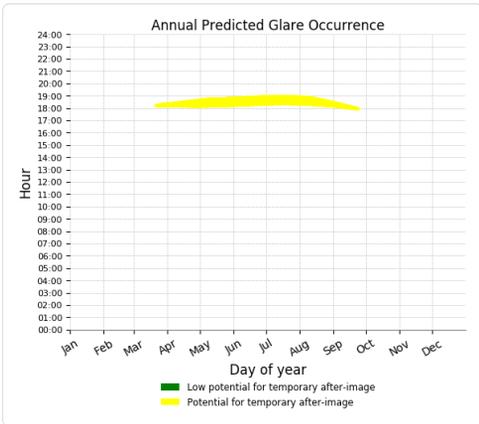
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,934 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

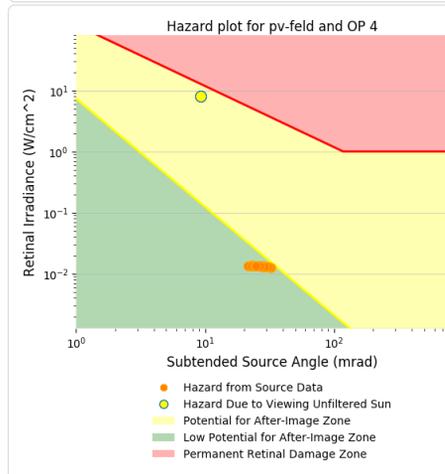
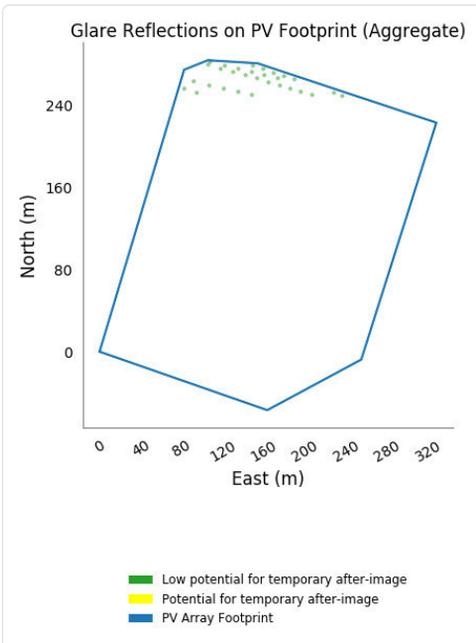
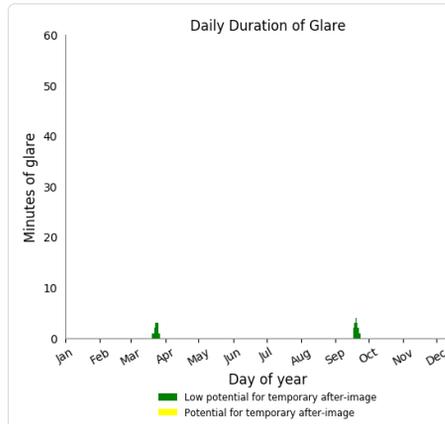
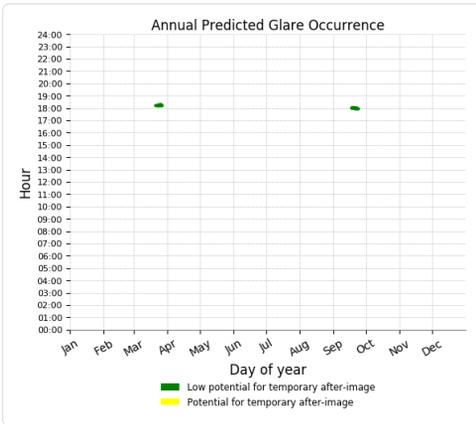
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,787 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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

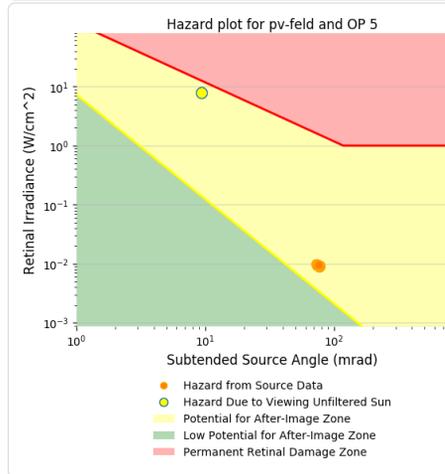
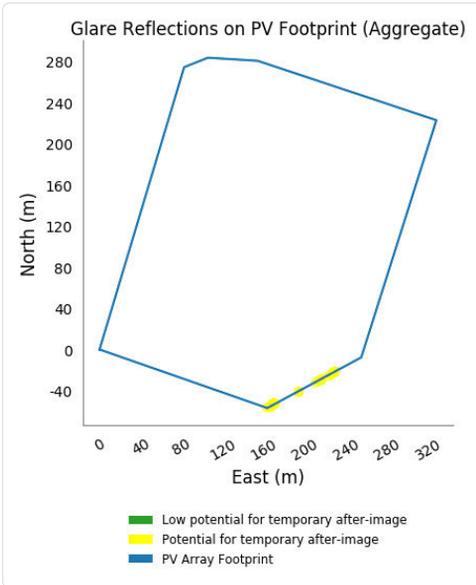
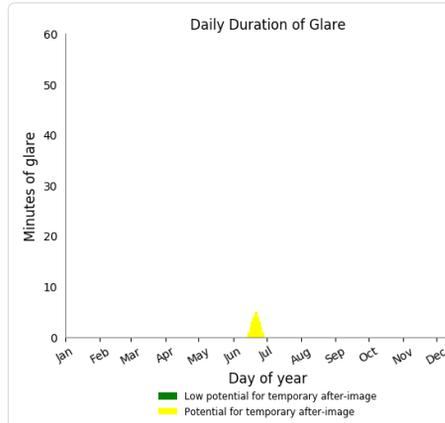
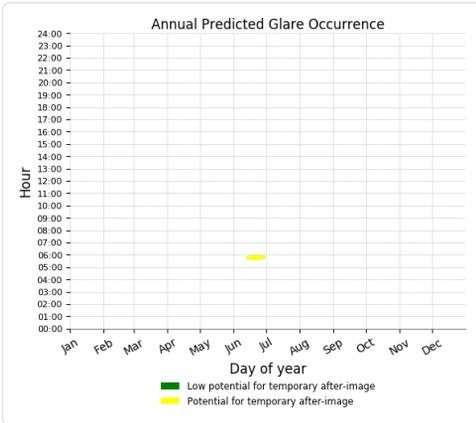
- 30 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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

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



Retinal Irradiance (W/cm²)	Subtended angle (rad)	azimut h (deg)	elevation (deg)	Sun position	Sun position	Sun position	Sun reflection	Sun reflection	Sun incidence	Zeitraum		Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	
				vector (i, j)	vector (j, k)	vector (k, l)	vector (i, j)	vector (j, k)	angle (deg)	Start	Ende	pro Tag	Zeitraum	Zeit	Auswertung P2	
0.011	0.081	98.800	0.000	0.988	-0.152	0.001	-0.99	0.116	0.098	87.000	17.04.2019	09.05.2019	24	371	06:00	06:29
0.011	0.080	98.100	0.000	0.990	-0.141	0.000	-0.99	0.108	0.091	87.200	15.04.2019	06:29	27	386	06:06	06:33
0.011	0.080	98.300	0.200	0.989	-0.145	0.003	-0.99	0.109	0.095	87.000	16.04.2019	4				
0.010	0.082	98.500	0.300	0.989	-0.148	0.006	-0.99	0.110	0.100	86.800	17.04.2019	5				
0.011	0.076	97.500	0.000	0.991	-0.130	0.000	-0.99	0.100	0.084	87.400	18.04.2019	6				
0.011	0.079	97.700	0.200	0.991	-0.134	0.003	-0.99	0.101	0.088	87.200	19.04.2019	8				
0.010	0.082	97.900	0.300	0.991	-0.137	0.006	-0.99	0.101	0.092	87.000	20.04.2019	10				
0.010	0.081	98.100	0.500	0.990	-0.140	0.008	-0.99	0.102	0.097	86.800	21.04.2019	12				
0.010	0.083	98.300	0.600	0.990	-0.144	0.011	-0.99	0.103	0.101	86.600	22.04.2019	12				
0.011	0.075	97.000	0.200	0.992	-0.123	0.003	-0.99	0.092	0.081	87.500	23.04.2019	14				
0.011	0.078	97.200	0.300	0.992	-0.126	0.005	-0.99	0.093	0.085	87.200	24.04.2019	15				
0.011	0.081	97.400	0.500	0.992	-0.129	0.008	-0.99	0.094	0.089	87.000	25.04.2019	17				
0.011	0.080	97.600	0.600	0.991	-0.133	0.011	-0.99	0.095	0.094	86.800	26.04.2019	19				
0.010	0.082	97.800	0.800	0.991	-0.136	0.014	-0.99	0.095	0.098	86.600	27.04.2019	19				
0.010	0.084	98.000	0.900	0.990	-0.139	0.017	-0.99	0.096	0.102	86.400	28.04.2019	21				
0.011	0.078	96.400	0.100	0.994	-0.112	0.002	-0.99	0.084	0.074	87.700	29.04.2019	22				
0.011	0.073	96.600	0.300	0.993	-0.115	0.005	-0.99	0.085	0.078	87.500	30.04.2019	24				
0.011	0.076	96.800	0.500	0.993	-0.118	0.008	-0.99	0.085	0.082	87.300	01.05.2019	24				
0.011	0.079	97.000	0.600	0.993	-0.122	0.011	-0.99	0.086	0.086	87.000	02.05.2019	24				
0.011	0.082	97.200	0.800	0.992	-0.125	0.014	-0.99	0.087	0.091	86.800	03.05.2019	23				
0.010	0.081	97.400	0.900	0.992	-0.128	0.016	-0.99	0.088	0.095	86.600	04.05.2019	22				
0.010	0.083	97.600	1.100	0.991	-0.132	0.019	-0.99	0.088	0.099	86.400	05.05.2019	20				
0.012	0.073	95.800	0.100	0.995	-0.101	0.002	-1.00	0.076	0.066	87.900	06.05.2019	18				
0.011	0.076	96.000	0.300	0.995	-0.104	0.005	-1.00	0.076	0.071	87.700	07.05.2019	16				
0.011	0.079	96.200	0.400	0.994	-0.107	0.008	-0.99	0.077	0.075	87.500	08.05.2019	13				
0.011	0.075	96.300	0.600	0.994	-0.111	0.011	-0.99	0.078	0.079	87.300	09.05.2019	7				
0.011	0.078	96.500	0.800	0.993	-0.114	0.013	-0.99	0.079	0.083	87.100	10.05.2019	1				
0.011	0.080	96.700	0.900	0.993	-0.117	0.016	-0.99	0.079	0.088	86.800	03.08.2019	5				
0.010	0.083	96.900	1.100	0.993	-0.120	0.019	-0.99	0.080	0.092	86.600	04.08.2019	10				
0.010	0.082	97.100	1.200	0.992	-0.124	0.022	-0.99	0.081	0.096	86.400	05.08.2019	15				
0.010	0.084	97.300	1.400	0.992	-0.127	0.024	-0.99	0.082	0.100	86.200	06.08.2019	18				
0.012	0.068	95.100	0.100	0.996	-0.089	0.002	-1.00	0.067	0.059	88.100	07.08.2019	22				
0.012	0.072	95.300	0.300	0.996	-0.093	0.005	-1.00	0.068	0.063	87.900	08.08.2019	24				
0.011	0.075	95.500	0.400	0.995	-0.096	0.007	-1.00	0.069	0.068	87.700	09.08.2019	25				
0.011	0.078	95.700	0.600	0.995	-0.099	0.010	-1.00	0.070	0.072	87.500	10.08.2019	27				
0.011	0.080	95.900	0.700	0.995	-0.103	0.013	-1.00	0.070	0.075	87.300	11.08.2019	25				
0.011	0.076	96.100	0.900	0.994	-0.106	0.016	-0.99	0.071	0.080	87.100	12.08.2019	25				
0.011	0.079	96.300	1.100	0.994	-0.109	0.019	-0.99	0.072	0.085	86.900	13.08.2019	23				
0.011	0.082	96.500	1.200	0.993	-0.113	0.021	-0.99	0.073	0.089	86.600	14.08.2019	22				
0.010	0.084	96.700	1.400	0.993	-0.116	0.024	-0.99	0.073	0.093	86.400	15.08.2019	20				
0.010	0.083	96.900	1.500	0.992	-0.119	0.027	-0.99	0.074	0.097	86.200	16.08.2019	19				

Retinal Irradiance (W/cm²)	Subtended angle (rad)	Azimuth (deg)	Elevation (deg)	Sun position (I)		Sun position (K)		Sun reflection (I)		Sun reflection (K)		Sun incidence angle (deg)	Sun/module		Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit
				vector (i)	vector (j)	vector (k)	vector (l)	vector (i)	vector (j)	vector (k)	vector (l)		Datum	Minuerste						
0.012	0.057	95.100	0.100	0.996	-0.089	0.002	-1.00	0.067	0.059	88.100	1	06:29	06:29	18.04.2019	25.08.2019	28	2816	06:00	06:31	
0.012	0.059	95.300	0.300	0.996	-0.093	0.005	-1.00	0.068	0.063	87.900	2	06:27	06:28	16.04.2019						
0.012	0.057	94.500	0.100	0.997	-0.078	0.002	-1.00	0.059	0.052	88.400	4	06:25	06:28	17.04.2019				Ergebnisse:		
0.012	0.057	94.700	0.300	0.997	-0.082	0.004	-1.00	0.060	0.056	88.200	5	06:23	06:27	18.04.2019				2816 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)		
0.012	0.060	94.900	0.400	0.996	-0.085	0.007	-1.00	0.060	0.060	87.900	7	06:21	06:27	19.04.2019				1990 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)		
0.012	0.061	95.100	0.600	0.996	-0.088	0.010	-1.00	0.061	0.064	87.700	9	06:19	06:27	20.04.2019				826 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)		
0.012	0.054	93.900	0.100	0.998	-0.067	0.001	-1.00	0.051	0.044	88.600	10	06:17	06:26	21.04.2019				28 Minuten pro Tag (Max)		
0.012	0.054	94.000	0.200	0.998	-0.071	0.004	-1.00	0.051	0.049	88.400	11	06:15	06:25	22.04.2019						
0.012	0.059	94.200	0.400	0.997	-0.074	0.007	-1.00	0.052	0.053	88.200	13	06:13	06:25	23.04.2019						
0.012	0.057	94.400	0.600	0.997	-0.077	0.010	-1.00	0.053	0.057	88.000	14	06:12	06:25	24.04.2019						
0.012	0.060	94.600	0.700	0.997	-0.080	0.013	-1.00	0.054	0.061	87.700	17	06:10	06:24	25.04.2019						
0.011	0.063	94.800	0.900	0.996	-0.084	0.015	-1.00	0.054	0.066	87.500	17	06:08	06:24	26.04.2019						
0.011	0.063	95.000	1.000	0.996	-0.087	0.018	-1.00	0.055	0.070	87.300	18	06:06	06:23	27.04.2019						
0.013	0.050	93.200	0.100	0.998	-0.056	0.001	-1.00	0.042	0.037	88.800	20	06:04	06:23	28.04.2019						
0.012	0.051	93.400	0.200	0.998	-0.059	0.004	-1.00	0.043	0.041	88.600	21	06:03	06:23	29.04.2019						
0.012	0.057	93.600	0.400	0.998	-0.063	0.007	-1.00	0.044	0.045	88.400	23	06:01	06:23	30.04.2019						
0.012	0.057	93.800	0.500	0.998	-0.066	0.010	-1.00	0.044	0.050	88.200	24	06:00	06:23	30.04.2019						
0.012	0.061	94.000	0.700	0.998	-0.069	0.012	-1.00	0.045	0.054	88.000	23	06:00	06:22	02.05.2019						
0.012	0.059	94.200	0.900	0.997	-0.073	0.015	-1.00	0.046	0.058	87.800	23	06:00	06:22	03.05.2019						
0.011	0.062	94.400	1.000	0.997	-0.076	0.018	-1.00	0.047	0.063	87.500	22	06:00	06:21	04.05.2019						
0.011	0.064	94.700	1.400	0.996	-0.083	0.024	-1.00	0.048	0.071	87.100	22	06:00	06:21	05.05.2019						
0.013	0.047	92.600	0.100	0.999	-0.045	0.001	-1.00	0.034	0.030	89.100	22	06:00	06:21	06.05.2019						
0.013	0.048	92.800	0.200	0.999	-0.048	0.004	-1.00	0.034	0.034	88.900	22	06:00	06:21	07.05.2019						
0.013	0.052	93.000	0.400	0.999	-0.051	0.007	-1.00	0.035	0.038	88.600	21	06:00	06:20	08.05.2019						
0.012	0.054	93.100	0.500	0.998	-0.055	0.009	-1.00	0.036	0.042	88.400	21	06:00	06:20	09.05.2019						
0.012	0.059	93.300	0.700	0.998	-0.058	0.012	-1.00	0.037	0.047	88.200	21	06:00	06:20	10.05.2019						
0.012	0.059	93.500	0.900	0.998	-0.061	0.015	-1.00	0.037	0.051	88.000	21	06:00	06:20	11.05.2019						
0.012	0.063	93.700	1.000	0.998	-0.065	0.018	-1.00	0.038	0.055	87.800	21	06:00	06:20	12.05.2019						
0.012	0.059	93.900	1.200	0.997	-0.068	0.021	-1.00	0.039	0.060	87.600	21	06:00	06:20	13.05.2019						
0.011	0.064	94.100	1.300	0.997	-0.071	0.023	-1.00	0.040	0.064	87.300	21	06:00	06:20	14.05.2019						
0.011	0.065	94.500	1.700	0.997	-0.078	0.029	-1.00	0.041	0.072	86.900	20	06:00	06:19	15.05.2019						
0.011	0.066	94.700	1.800	0.996	-0.081	0.032	-1.00	0.042	0.077	86.700	20	06:00	06:19	16.05.2019						
0.013	0.043	91.900	0.000	0.999	-0.034	0.001	-1.00	0.025	0.022	89.300	20	06:00	06:19	17.05.2019						
0.013	0.049	92.100	0.200	0.999	-0.037	0.003	-1.00	0.026	0.026	89.100	20	06:00	06:19	18.05.2019						
0.013	0.050	92.300	0.400	0.999	-0.040	0.006	-1.00	0.027	0.031	88.900	20	06:00	06:19	19.05.2019						
0.013	0.049	92.500	0.500	0.999	-0.044	0.009	-1.00	0.028	0.035	88.700	20	06:00	06:19	20.05.2019						
0.012	0.052	92.700	0.700	0.999	-0.047	0.012	-1.00	0.028	0.039	88.400	20	06:00	06:19	21.05.2019						
0.012	0.057	92.900	0.800	0.999	-0.050	0.015	-1.00	0.029	0.044	88.200	20	06:00	06:19	22.05.2019						
0.012	0.061	93.100	1.000	0.998	-0.054	0.018	-1.00	0.030	0.048	88.000	19	06:00	06:18	23.05.2019						
0.012	0.061	93.300	1.200	0.998	-0.057	0.020	-1.00	0.031	0.052	87.800	19	06:00	06:18	24.05.2019						
0.012	0.059	93.500	1.300	0.998	-0.060	0.023	-1.00	0.031	0.057	87.600	19	06:00	06:18	25.05.2019						