

Blendgutachten PV Anlage Unterschwaningen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung
der geplanten PV Anlage Unterschwaningen
in 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
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	9
3.4	Berechnung der Blendwirkung	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, Bahnstrecke südwestlich	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nördlich.....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße AN61 / Bahnübergang	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Werkshalle T. Schneller e.K.....	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	19
5.1	Zusammenfassung	19
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	19
6	Schlussbemerkung	19

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Unterschwaningen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die REHEnergie GbR beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Unterschwaningen“ für die Bahnlinie Nördlingen–Gunzenhausen (Seenland-Express), sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude 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 „Unterschwaningen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die einspurige Bahnlinie Nördlingen–Gunzenhausen, Verkehrsteilnehmer auf der AN61 sowie Anwohner der umliegenden Gebäude.

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 ist nicht Bestandteil des Auftrags.

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 geplanten Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,3 km südöstlich von Unterschwaningen und ca. 14 km nördlich von Oettingen in Mittelfranken (Bayern). Nördlich der Fläche verläuft die Bahnlinie Nördlingen–Gunzenhausen (Seenland-Express). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. ca. 1,3 km süd-östlich von Unterschwaningen und ca. 14 km nördlich von Oettingen in Mittelfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend Richtung Süden.
Koordinaten (Mitte)	49.0704°N, 10.630°O 440 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 170 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 20 m - 25 m
Abstand zur AN61	ca. 80 m (relevante Blickrichtung)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 25 m (relevante Blickrichtung)

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 Fläche und Umgebung



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

Detailansicht mit angrenzenden Gebäuden und Bahnstrecke



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Blick nach Westen, links im Bild die Fläche der PV Anlage (Feld)



Bild 2.1.4: Blick auf die PV Fläche (Quelle: Auftraggeber)

Blick nach Osten auf die Werkshalle der Thomas Schneller e.K., rechts die Fläche der PV Anlage.



Bild 2.1.5: Blick auf die PV Fläche (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 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

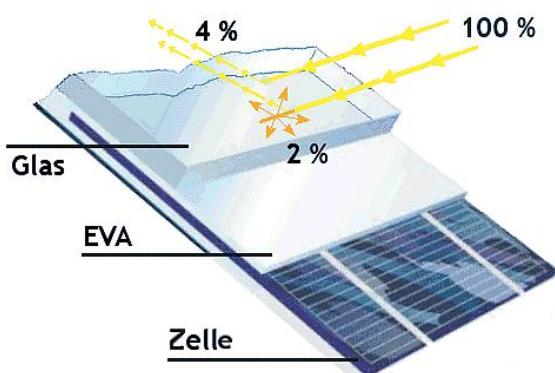


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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:



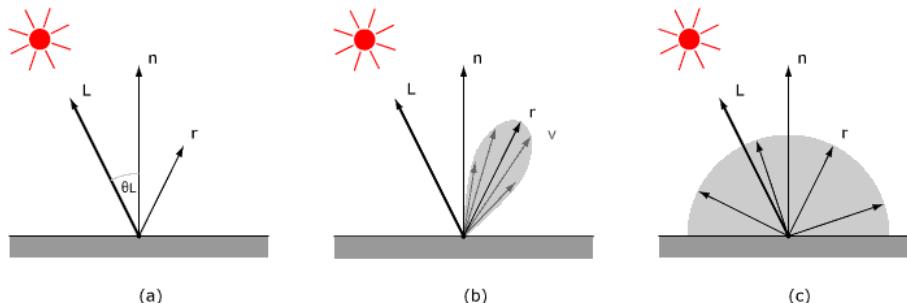
Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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 einfallende 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 3.2.2: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden



v = Betrachtungsrichtung
 r = Reflexionsrichtung
 L = Lichtvektor
 n = Normale
 θ_L = der Winkel zwischen der Oberflächennormale und dem einfallenden Lichtvektor

Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler, Kunstudiversität Linz)

Lt. Planungsunterlagen werden PV Module des Herstellers REC eingesetzt, die über marktübliche Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Es können jedoch auch Module eines anderen Herstellers verwendet werden sofern diese mit ähnlichen Anti-Reflexionseigenschaften ausgestattet sind. Die Berechnungen der Simulationssoftware sind übertragbar.

Durch Verwendung marktüblicher Module mit Anti-Reflexionsschicht kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

3.3 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 in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

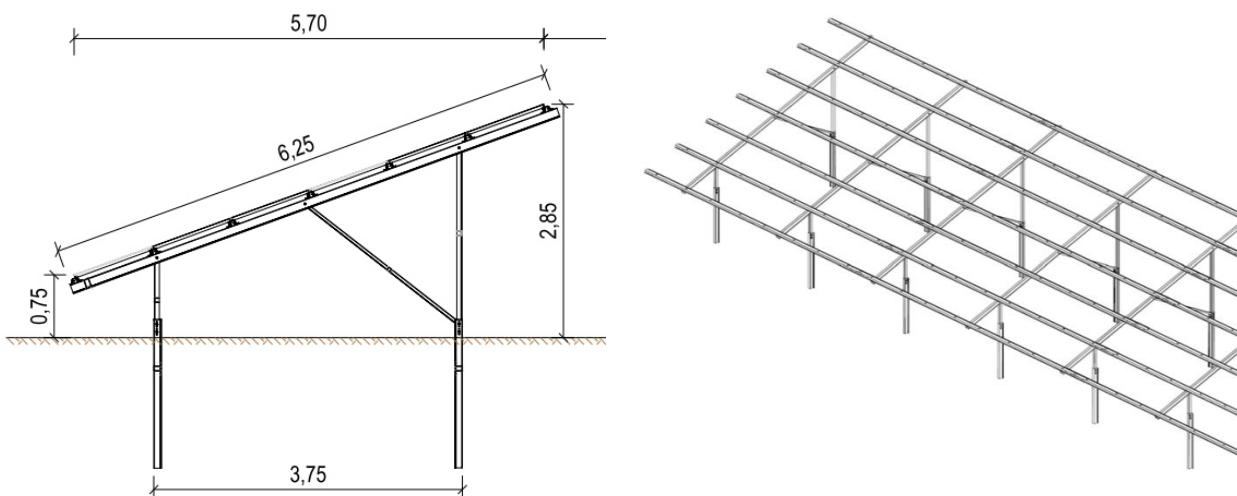


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

Modul Hersteller	REC (oder mit vergleichbaren Reflexionseigenschaften)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte auf der Bahnstrecke	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe Fahrzeug-/Zugführer)

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, Lambertsches 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:

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

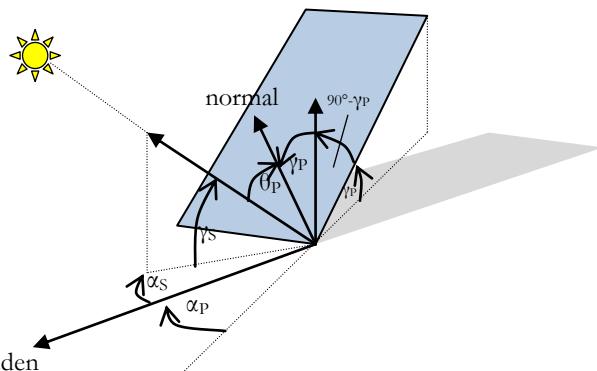


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionschicht) 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 durchgeföhrten 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 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 Erfahrungswertem sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Unterschwaningen wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnlinie, 1 Messpunkt auf der AN61 im Bereich des Bahnüberganges sowie 1 Messpunkt an der Werkshalle der Thomas Schneller e.K. Weitere Standorte wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 4 gewählten Messpunkte P1-P4:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und Messpunkte P1–P4 (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 Vorschlägen zu deren Minderung ergänzt und 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 diese 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 den Rotor 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.

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 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 Leudichte 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.

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

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 Fahrt Richtung +/- 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 Photovoltaik-parks **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.

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 Gelände Verlauf 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.

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

⁷ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rccm/int/rccm_int_cfc.html
Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rccm/int/rcc_eude_eur_cfc_mean_2018_17.png

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, Ausschnitt bearbeitet)

Die folgenden Bilder zeigen den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.



Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 281, rechts ICE (Quelle: Wikipedia)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist.

Die in der Simulation berechneten Ergebnisse (bezogen auf 360°) sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar.

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Unterschwaningen wird für 4 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. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer.

Das Ergebnis beinhaltet alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. Auch 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. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um bis zu 50% geringer.

Tabelle 3 zeigt die unbereinigten Simulationsergebnisse wie sie auch im Anhang dargestellt sind. Generell dienen die Zahlen für die jeweiligen Messpunkte der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

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

Messpunkt	PV Feld	
	Minimal	Gering
P1 Bahnstrecke Südwest	0	1969 ^W
P2 Bahnstrecke Nordwest	0	2056 ^W
P3 Straße AN61 (Bahnhofstraße) / Bahnübergang	0	0
P4 Werkshalle der Thomas Schneller e.K.	0	2021 ^G

■ „Minimal“, Minimales Potential für temporäre Nachbilder

■ „Gering“, Potential für temporäre Nachbilder

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südwestlich

Die Bahnstrecke Bahnlinie Nördlingen–Gunzenhausen ist aktuell für den regulären Personenverkehr stillgelegt, es verkehrt allerdings 2 Mal pro Tag ein Güterzug⁸. Im Rahmen von möglichen Streckenaktivierungen könnte in Zukunft evtl. der Personenverkehr wieder aufgenommen werden.

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke südwestlich der PV Anlage können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Nordwesten (Gunzenhausen) theoretisch morgens zwischen 06:58 - 07:28 Uhr rechts (östlich) der Strecke Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die zeitliche Ausdehnung (Tages- bzw. Jahressumme) liegt nach Bereinigung der Rohdaten mit insgesamt 1653 Minuten pro Jahr unterhalb der Empfehlungen der Lichtleitlinie. Demnach kann für Messpunkt P1 eine Beeinträchtigung von Zugführern durch Reflexionen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Wie bereits erwähnt werden bei der Bereinigung der Rohdaten Reflexionen ausgenommen, die in einem Winkel von unter 10° zur Sonne auftreten, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Darüber hinaus werden Reflexionen in einer Entfernung von über 100 m als weniger bis nicht relevant bewertet.

Zur Veranschaulichung wird dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 dargestellt.



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

Der hellgrüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Norden den relevanten Sichtbereich ($+/-20^\circ$, ca. 100 m). In den gelb markierten Bereichen könnten potentielle Reflexionen wahrgenommen werden. Aufgrund des Einfallswinkels der Reflexionen ($+23^\circ$ bis $+37^\circ$) und auch aufgrund des natürlichen Sichtschutzes (grün) entlang der Bahnstrecke kann eine Beeinträchtigung von Zugführern mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

⁸ Lt. Wikipedia: https://de.wikipedia.org/wiki/Bahnstrecke_N%C3%B6rdlingen%20%80%93Gunzenhausen#Verkehr

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P1. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen.

Die Zahlen und Diagramme zeigen die unbereinigten Rohdaten (siehe auch Tabelle 3), die allerdings nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

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.
- 1,969 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

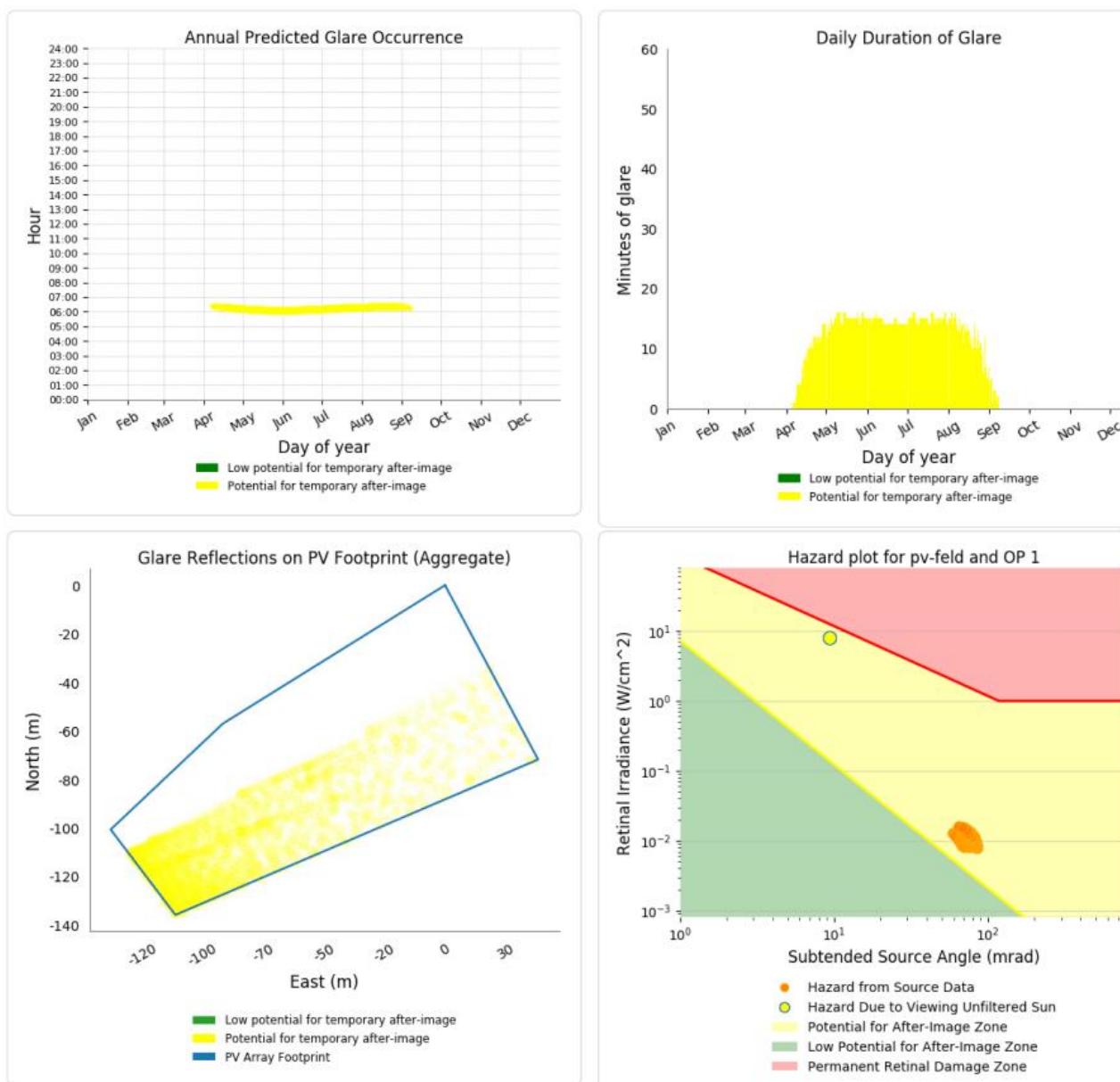


Bild 4.2.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P1 / OP = Obeservation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nördlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke westlich der PV Anlage können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach der Bereinigung der Rohdaten verringert sich die Gesamtdauer auf nur noch ca. 457 Minuten pro Jahr und liegt demnach deutlich unter den Richtwerten der Lichtleitlinie. Eine weitere Analyse des Verlaufes der Bahnlinie am Messpunkt P2 ist nicht sinnvoll. Der vorhandene Sichtschutz entlang der Bahnlinie (siehe auch Bild 2.1.5) wird die ohnehin geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen weiter verringern, wird aber ebenfalls hier nicht weiter analysiert.

Sofern auf der Bahnstrecke Zugverkehr stattfinden sollte, kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch Reflexionen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von evtl. vorhandenen Signal Anlagen ist nicht beeinträchtigt.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße AN61 / Bahnübergang

Der Messpunkt P3 auf der Straße AN61 (Bahnhofstraße) im Bereich des Bahnüberganges kann anhand des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung oder Gefährdung von Verkehrsteilnehmern und auch für Zugführer kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Werkshalle T. Schneller e.K.

Am Messpunkt P4 im Bereich der Werkshalle der Thomas Schneller e.K.. in ca. 4 m Höhe (Fenster) können nach Bereinigung der Rohdaten nur an insgesamt 30 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können im Jahresverlauf zwischen dem 16. bis 19. April und dem 23. bis 28. August in der Zeit zwischen 17:58 Uhr und 18:08 Uhr jeweils für max. 5 Minuten pro Tag auftreten. Zusätzlich kann der natürliche Sichtschutz durch Büsche und Bäume die ohnehin geringe Wahrscheinlichkeit für Reflexionen weiter verringern, dieser wird aber in die Bewertung nicht einbezogen. Eine Beeinträchtigung der Anwohner oder Mitarbeiter kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.



Bild 4.5.1: Blick Richtung Osten auf die Rückseite der Werkshalle der T. Schneller e.K. (Quelle: Auftraggeber)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Unterschwaningen zeigt in bestimmten Monaten in den frühen Morgenstunden bei klaren Wetterbedingungen eine theoretische aber geringfügige und zeitlich begrenzte Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Reflexionen auf der momentan für den Personenverkehr stillgelegten Bahnstrecke treten jedoch in einem Blickwinkel auf, der für Zugführer nicht relevant ist. Selbst wenn der Blick von der Fahrbahn/Schiene abgewendet und über einen Zeitraum von ca. 10-15 Sekunden direkt in Richtung der Reflexion gerichtet wird, könnte sich eine Blendwirkung nur in Form von kurzzeitigen Nachbildern bemerkbar machen. Darüber hinaus wird die Bahnstrecke lt. Fahrplan des Betreibers "Bayerisches Eisenbahnmuseum" in den betreffenden Zeiten nicht befahren und somit kann eine Gefährdung des Zug- und Fahrzeugverkehrs durch potentielle Reflexionen ausgeschlossen werden. Für die weiteren Messpunkte auf der Straße AN61 und im Bereich der Gebäude der T. Schneller e.K. sind nach Bereinigung der Rohdaten keine relevanten Reflexionen im Sinne der Lichtleitlinie in Bezug auf schutzwürdige Räume vorhanden. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine relevante Blendwirkung entwickeln können. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

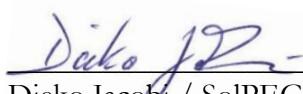
5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Unterschwaningen“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ 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, natürlichem Sichtschutz, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) ist mit hinreichender Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass potentielle Reflexion durch die PV Anlage keine Relevanz haben. Zugführer, Verkehrsteilnehmer und auch Anwohner werden nicht beeinträchtigt. 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 28.08.2019


Dieko Jacob / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

750 KW

Legende



Google Earth

© 2018 Google

© 2009 GeoBasis-DE/BKG

Image © 2019 Maxar Technologies

N

100 m

REC TWNPEAK 2 BLK2 SERIE

ERSTKLASSIGE HÖCHSTLEISTUNGSMODULE

Die Solarmodule der REC TwinPeak BLK Serie kombinieren eine innovative Zellentechnologie für ein komplettes 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 anspruchsvolle Anlagen auf privaten und gewerblichen Gebäuden weltweit.



MEHR LEISTUNG
PRO M²



HÖHERE ERTRÄGE IM
VERSCHATTUNGSFALL

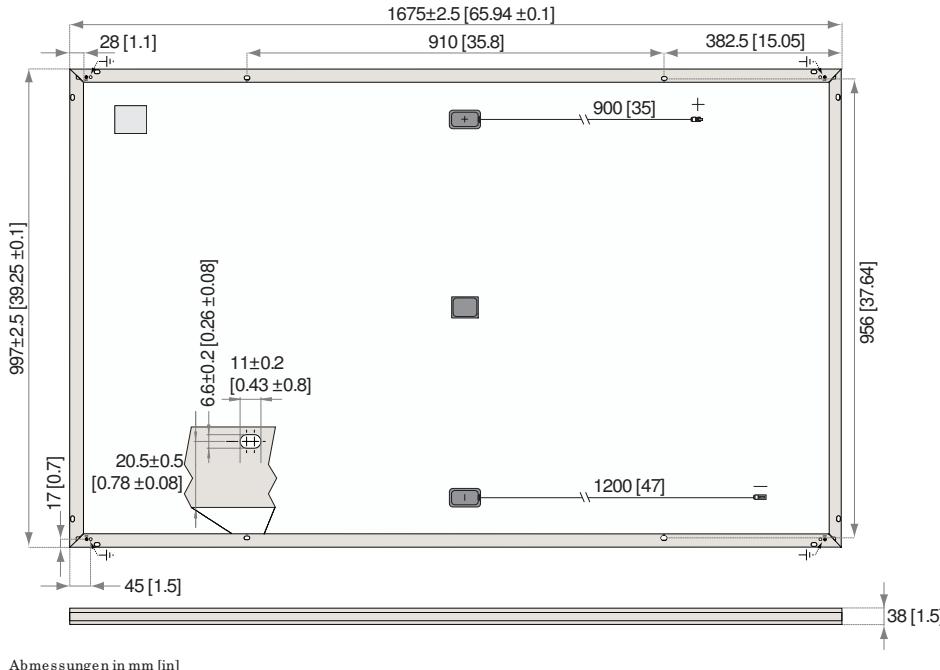


PID FREI



KOMPLETT SCHWARZES MODULE FÜR
EINE HERAUSRAGENDE ERSCHEINUNG

REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE



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: Luftmasse AM , Einstrahlung W/m , Umgebungstemperatur °C), ermittelt über die gesamte Verteilung der Produktion mit einer Toleranz für U _{OC} & I _{SC} von ± innerhalb einer Warkasse. Bei geringerer Einstrahlung von W/m, wird mindestens der STC Modulfizienz 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: Luftmasse 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
 IEC , IEC & UL ; MCS , IEC (PID) IEC (Ammoneikbständigkeit), IEC IEC (Salznebel Grad 6 , UNI / (Class A), ISO (Class E) ISO : , ISO : , OHSAS :	Jahre Produktgarantie Jahre lineare Leistungsgarantie (maximale Leistungsdegression von , p.a.) Siehe Garantiebedingungen für weitere Details

takeaway Recyclingpartner scha Konform zur WEEE-Richtlinie:
for an easy way 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 Elke 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 IEC
Stecker:	Stäubli MC PV-KBT /PV KST (mm ,IP beigeschlossenen Steckern
Herkun :	Hergestellt in Singapore

MAXIMUM RATINGS

Betriebstemperatur:	... + °C
Maximale Systemspannung:	V
Auslegungslast (+): Schnee	kg/m (Pa)*
Maximale Prüflast (+):	kg/m (Pa)
Auslegungslast (-): 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.



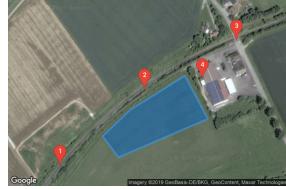
www.recgroup.com

Ref:NE-



GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Unterschwaningen



Created **July 29, 2019 6:25 p.m.**

Updated **Aug. 28, 2019 7:30 p.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:

29919.1215

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	0	6,046	-

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: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position?
 Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground		Total elevation
				deg	deg	
1	49.071223	10.630898	442.72	2.00	444.72	
2	49.070577	10.631423	439.66	2.00	441.66	
3	49.070000	10.629374	438.27	2.00	440.27	
4	49.070316	10.629009	440.71	2.00	442.71	
5	49.070710	10.629642	441.75	2.00	443.75	



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground		Total Elevation
				deg	deg	
OP 1	49.069880	10.628033	439.58		2.00	441.58
OP 2	49.071025	10.629975	443.28		2.00	445.28
OP 3	49.071763	10.632089	446.63		2.00	448.63
OP 4	49.071183	10.631311	442.43		4.00	446.43

PV Array Results

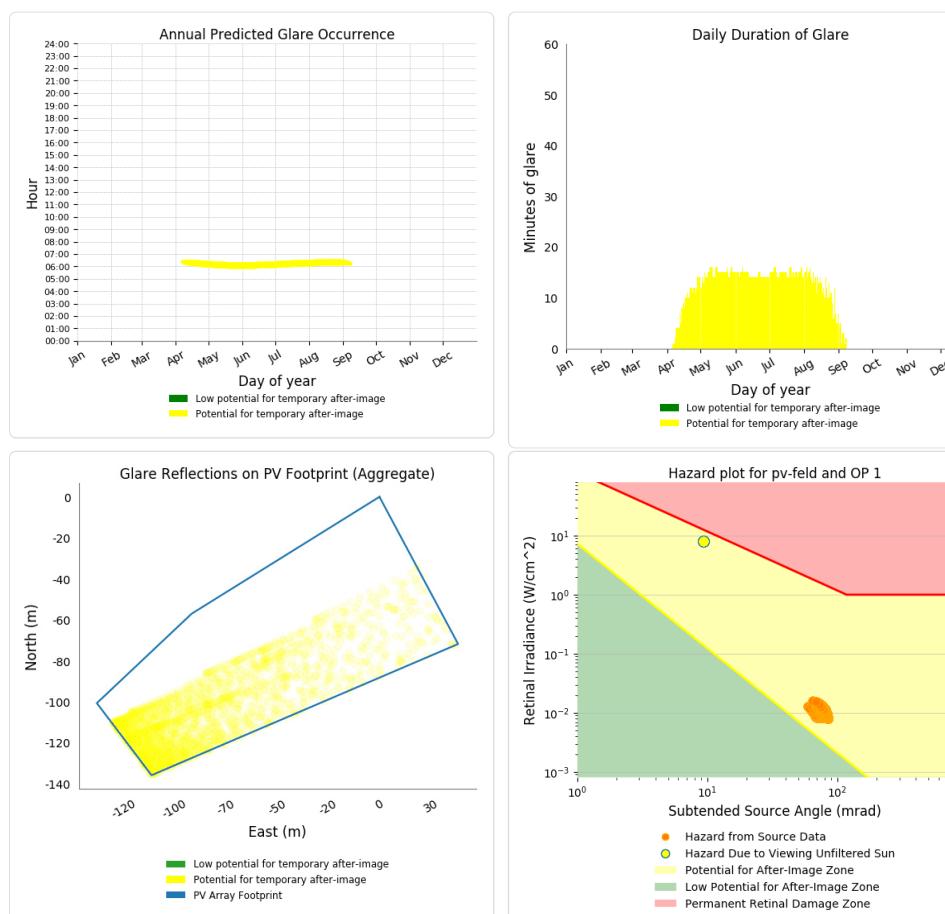
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	1969
OP: OP 2	0	2056
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	2021

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

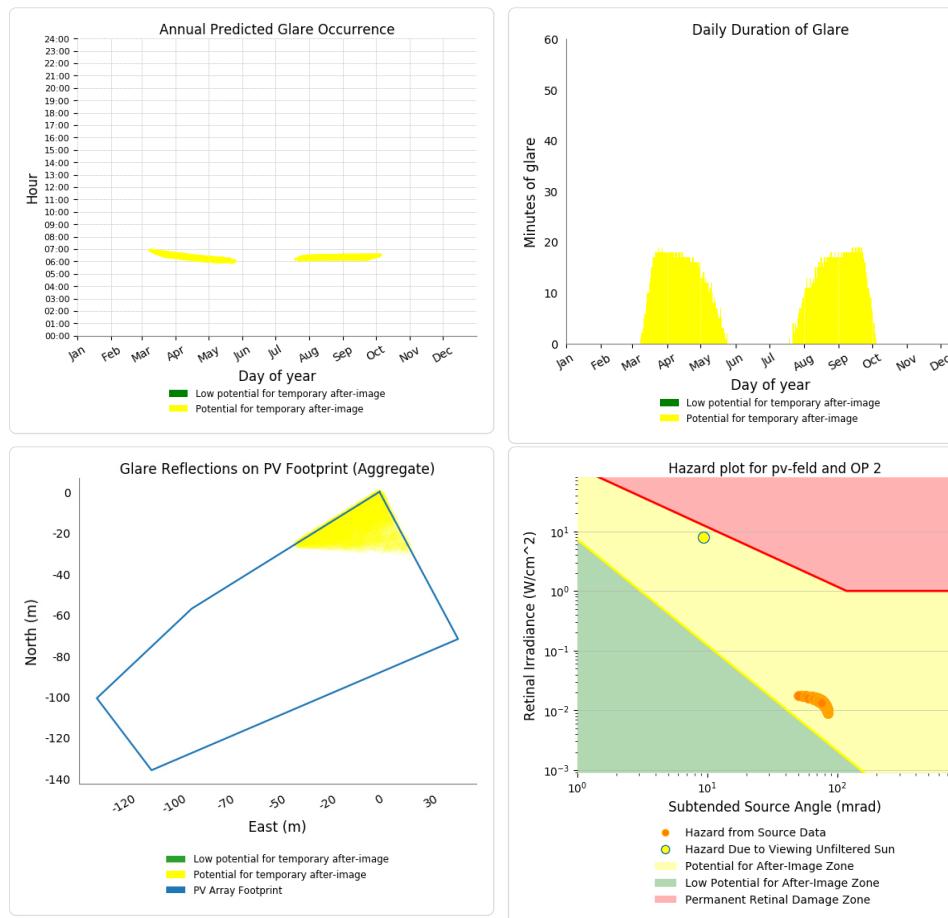
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,969 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.
- 2,056 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



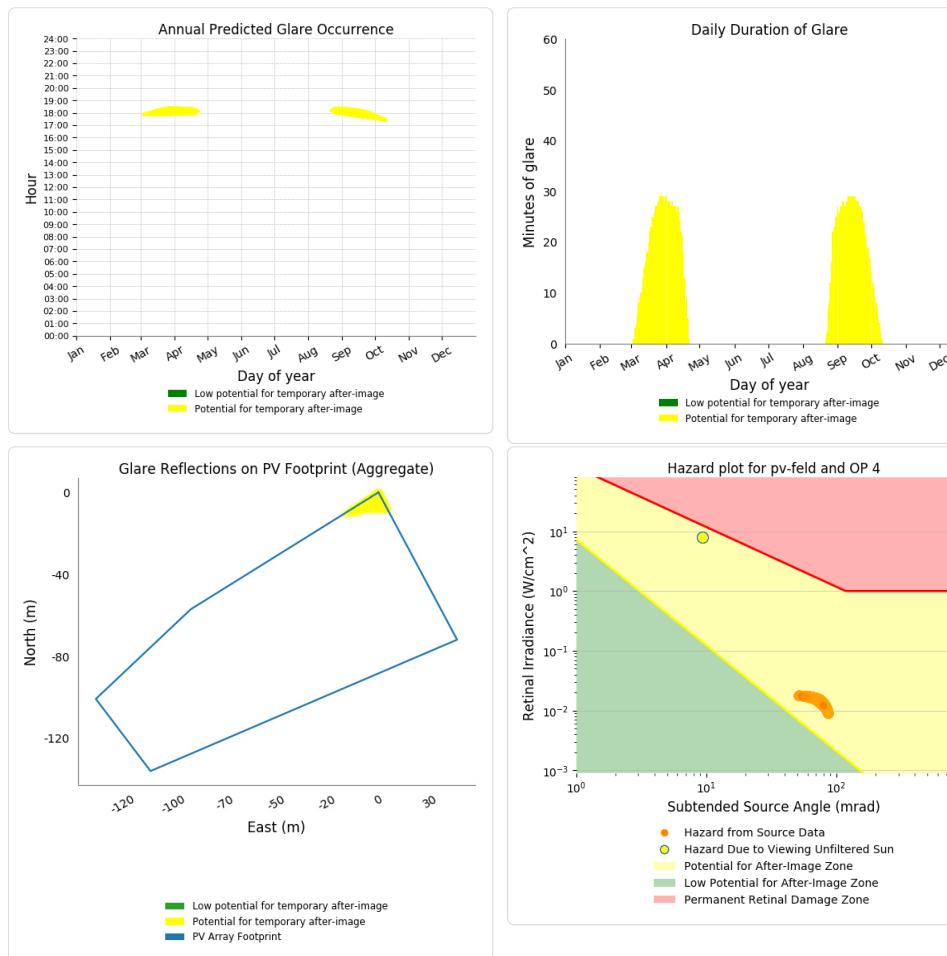
PV Feld - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld - 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.
- 2,021 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- Several calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the [Help page](#) for assumptions and limitations not listed here.

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2022 Einträgen):									
Liegezeitse.									
1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)									
2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)									
3.: Dauer der Reflexion ist min. 2 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)									
Liegezeitse.									
30 Minuten pro Jahr (Summe)									
5 Minuten pro Tag (Max)									
0,012	0,079	256,700	0,300	-0,981	-0,192	0,003	0,98	0,129	18,02
0,012	0,078	258,900	0,100	-0,981	-0,192	0,002	0,98	0,146	18,01
0,012	0,079	259,000	0,600	-0,981	-0,191	0,010	0,98	0,140	18,00
0,012	0,079	259,200	0,400	-0,982	-0,188	0,007	0,98	0,139	18,03
0,013	0,078	259,300	0,200	-0,983	-0,185	0,004	0,98	0,139	18,08
0,013	0,077	259,500	0,100	-0,983	-0,182	0,002	0,98	0,138	18,13
0,012	0,080	259,200	0,900	-0,982	-0,187	0,015	0,98	0,134	18,11
0,012	0,079	259,400	0,700	-0,983	-0,184	0,012	0,98	0,133	18,11
0,012	0,079	259,600	0,500	-0,984	-0,181	0,010	0,98	0,132	18,07
0,013	0,078	259,800	0,400	-0,984	-0,177	0,007	0,98	0,119	18,08
0,013	0,077	260,000	0,200	-0,985	-0,174	0,004	0,99	0,115	18:05
0,013	0,076	260,200	0,100	-0,985	-0,171	0,001	0,99	0,110	18:04
0,012	0,080	259,500	1,200	-0,983	-0,183	0,020	0,98	0,127	18:00
0,012	0,080	259,700	1,000	-0,984	-0,179	0,017	0,98	0,126	18:00
0,012	0,079	259,900	0,800	-0,984	-0,176	0,015	0,98	0,126	18:00
0,012	0,078	260,000	0,700	-0,985	-0,173	0,012	0,99	0,125	18:00
0,013	0,078	260,200	0,500	-0,985	-0,170	0,009	0,99	0,124	18:02
0,013	0,077	260,400	0,400	-0,986	-0,166	0,006	0,99	0,123	18:00
0,013	0,076	260,600	0,200	-0,987	-0,163	0,003	0,99	0,123	18:00
0,013	0,075	260,800	0,000	-0,987	-0,160	0,001	0,99	0,122	18:00
0,012	0,080	259,900	1,300	-0,984	-0,175	0,023	0,98	0,120	18:00
0,012	0,080	260,100	1,100	-0,985	-0,172	0,020	0,99	0,119	18:00
0,012	0,079	260,300	1,000	-0,986	-0,169	0,017	0,99	0,118	18:00
0,013	0,078	260,500	0,800	-0,986	-0,165	0,014	0,99	0,117	18:00
0,013	0,078	260,700	0,700	-0,987	-0,162	0,011	0,99	0,113	18:00
0,013	0,077	260,900	0,500	-0,987	-0,159	0,009	0,99	0,116	18:00
0,013	0,076	261,100	0,300	-0,988	-0,156	0,006	0,99	0,115	18:00
0,014	0,075	261,200	0,200	-0,988	-0,152	0,003	0,99	0,115	18:00
0,014	0,074	261,400	0,000	-0,989	-0,149	0,000	0,99	0,114	18:00
0,012	0,081	260,200	1,600	-0,985	-0,171	0,028	0,99	0,113	18:00
0,012	0,080	260,400	1,400	-0,986	-0,167	0,025	0,99	0,112	18:00
0,012	0,079	260,600	1,300	-0,986	-0,164	0,022	0,99	0,111	18:00
0,012	0,079	260,700	1,100	-0,987	-0,161	0,019	0,99	0,111	18:00
0,013	0,078	260,900	1,000	-0,987	-0,158	0,017	0,99	0,110	18:00