

SolPEG Blendgutachten Solarpark Emskirchen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Emskirchen in Mittelfranken (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	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2.....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
5.1	Zusammenfassung.....	23
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Emskirchen

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die SÜDWERK Projektgesellschaft mbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Emskirchen“ für Bahnstrecke Fürth–Würzburg sowie 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 „Emskirchen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die Bahnstrecke Fürth–Würzburg sowie für 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 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. 3 km südwestlich der Ortschaft Emskirchen, ca. 18 km nordwestlich von Fürth in Mittelfranken (Bayern). Nördlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 290 m die Bahnstrecke Fürth–Würzburg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 3 km östlich der Ortschaft Emskirchen in Mittelfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht ansteigend nach Südosten
Koordinaten (Mitte)	49.548°N, 10.754°O 380 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahnstrecke	ca. 290 m
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 60 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Nicht relevant

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

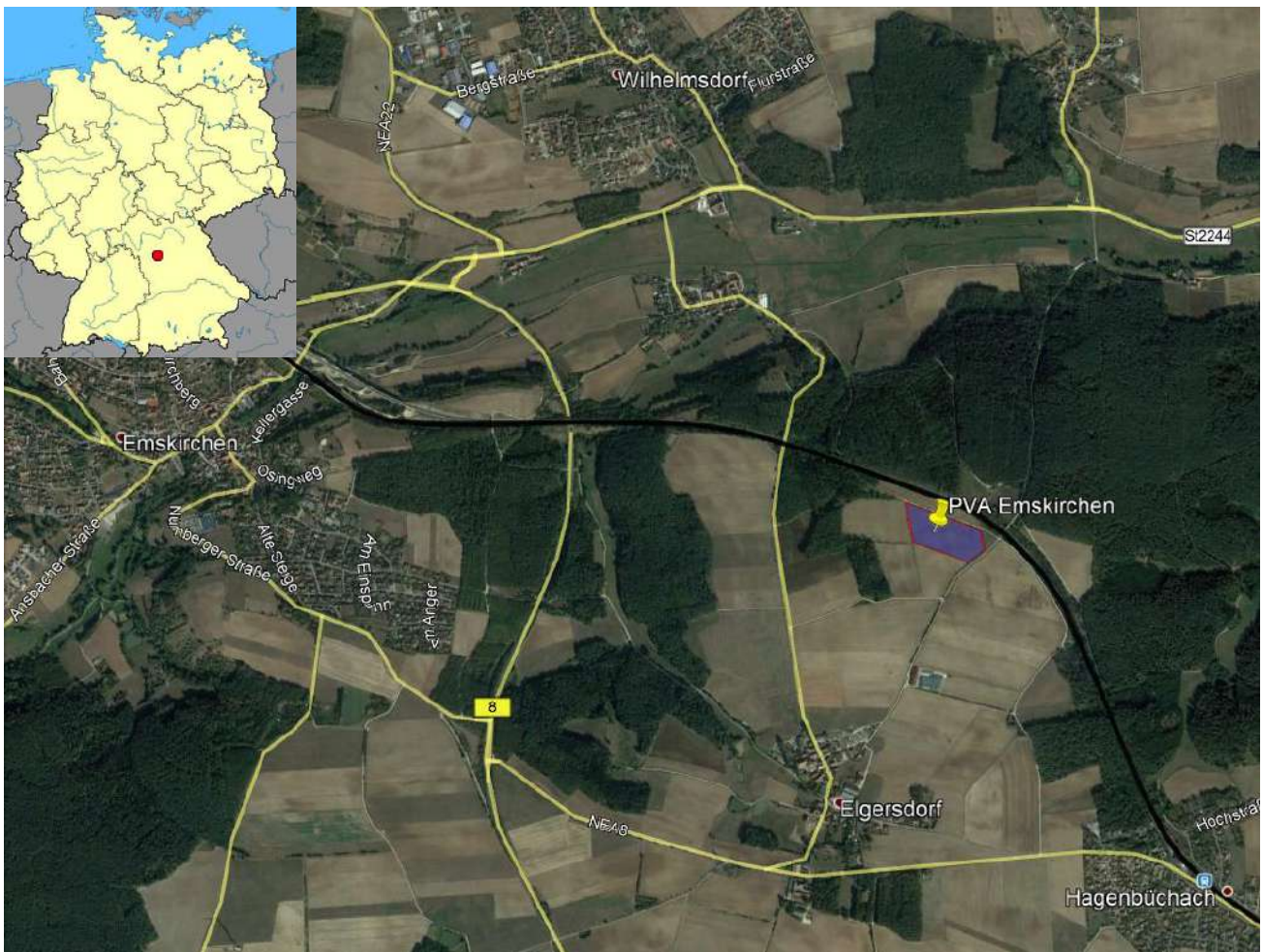


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Ortschaften Gunzendorf und Elgersdorf. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle wären diese zu vernachlässigen. Eine nähere Untersuchung der Standorte in Bezug auf potentielle Blendwirkungen ist nicht erforderlich.



Bild 2.2.1: Gebäude nördlich 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:

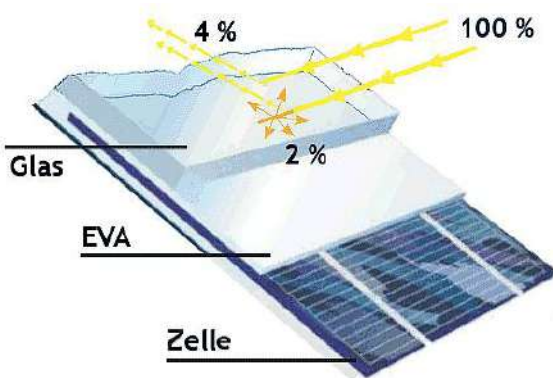


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

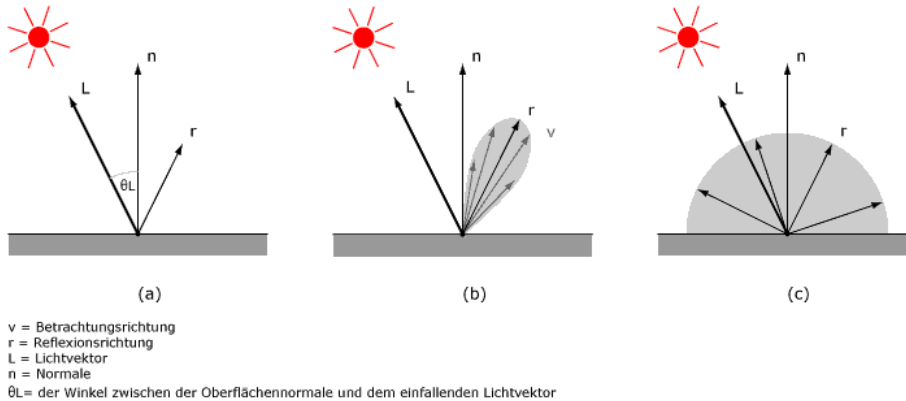


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jinko 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.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass

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:

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

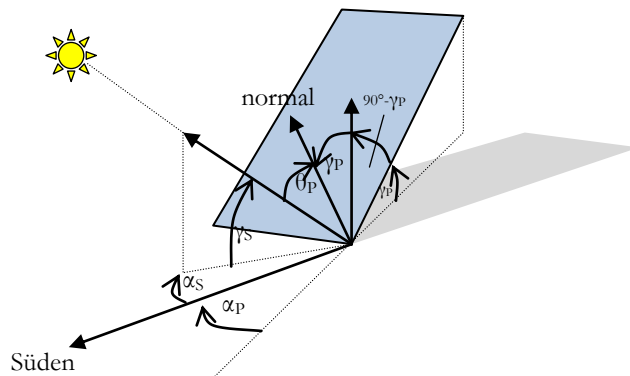


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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.

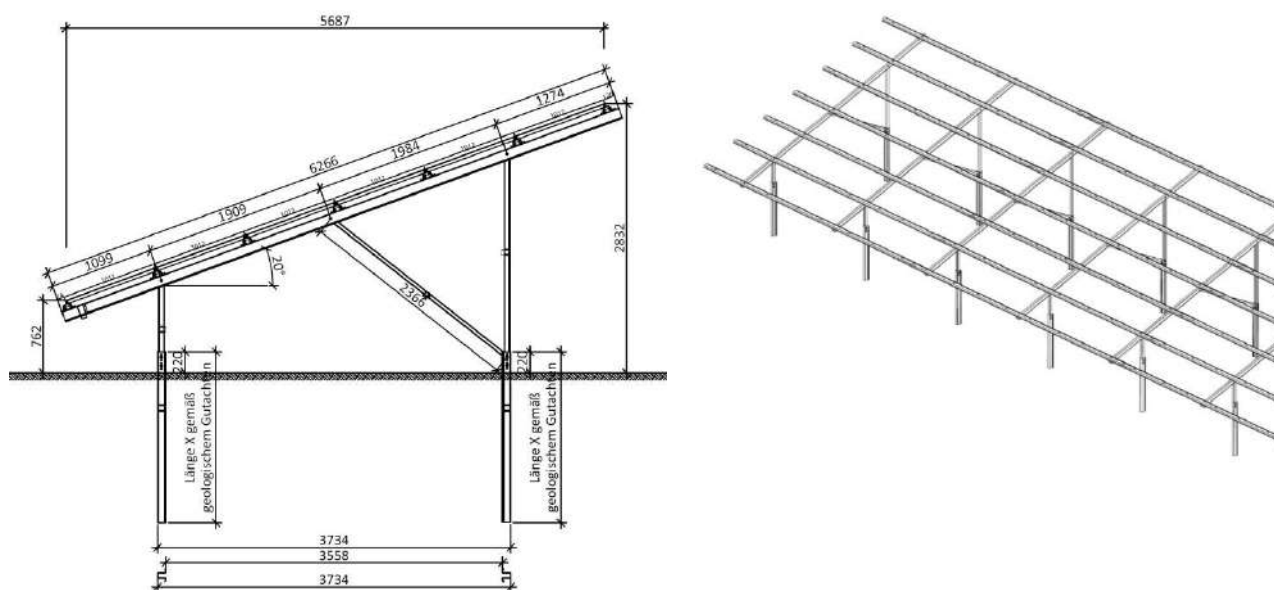


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	JinkoSolar (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 Bahnstrecke	2 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	n.v.
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe)

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. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Emskirchen wurden insgesamt 3 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt im Bereich der Verbindungsstraße Elgersdorf-Gunzendorf. 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 gewählten Messpunkte P1-P3:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P3 (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 belastigenden 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 belastigende 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 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 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

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, CC0 1.0 Lizenz, 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, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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 $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist.

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

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. 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 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁷ von ca. 60 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

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 Tagesadaptation 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.

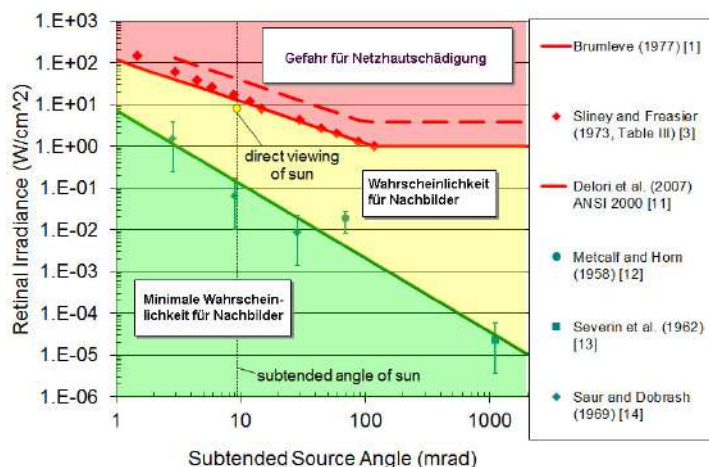


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Emskirchen wird für 3 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer.

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 30-50% geringer, teilweise allerdings auch nicht mehr nachweisbar. Die unbereinigten Daten sind auch im Anhang aufgeführt.

Wie bereits erwähnt kann die Simulation das Gelände nicht korrekt verarbeiten. Es wird vielmehr der direkte Strahlenverlauf berechnet, ohne die Hindernisse zwischen Immissionsquelle und Immissionsort zu berücksichtigen. Daher sind die Minutenwerte des Simulationsergebnisses nur eingeschränkt zu verwenden und müssen im Kontext mit den jeweiligen Erläuterungen gesehen werden.

Die folgende Tabelle 3 zeigt die unbereinigten Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Individuelle Ausführungen erfolgen in Abschnitt 4 gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

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

Messpunkt	PV Feld	
	Minimal	Gering
P1 Bahnstrecke östlich	0	972 ^W
P2 Bahnstrecke nördlich	0	141 ^W
P3 Verbindungsstraße	287	1371 ^{WGE}

■ „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

Nach Bereinigung der Rohdaten sind am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke östlich der geplanten der PV Anlage keine Reflexionen mehr nachweisbar. Eine Beeinträchtigung für Zugführer kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von evt. vorhandenen DB Signalanlagen wäre nicht beeinträchtigt.

Zu Kontrollzwecken zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich. Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten sind keine Reflexionen mehr nachweisbar und dementsprechend wären keine gelb/weißen Markierungen vorhanden. Aber auch aufgrund der großen Entfernung wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Bei der weiteren Fahrt Richtung Westen würde sich zwar der Abstand zur PV Anlage verringern aber gleichzeitig würde sich der Einfallswinkel vergrößern, sodass die Wahrscheinlichkeit für Reflexionen weiter verringert wäre.

Das folgende Bild zeigt die Situation in der Realität am Messpunkt P1 bei Fahrt Richtung Westen (Emskirchen) ca. 150 m vor der Brücke. Es wird deutlich, dass die Berechnung des Strahlenganges zwischen Immissionsquelle und Messpunkt zwar korrekt ist, aber die örtlichen Gegebenheiten nicht ausreichend abgebildet werden können. In der Realität ist die PV Anlage links im Bild ca. in 200 m Entfernung hinter den Bäumen verborgen.



Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video QMa8eL5zjNM von Ananas 747, Minute 15:26)

Zum Vergleich die Situation als Pseudo 3D mit erkennbarem Höhenverlauf.

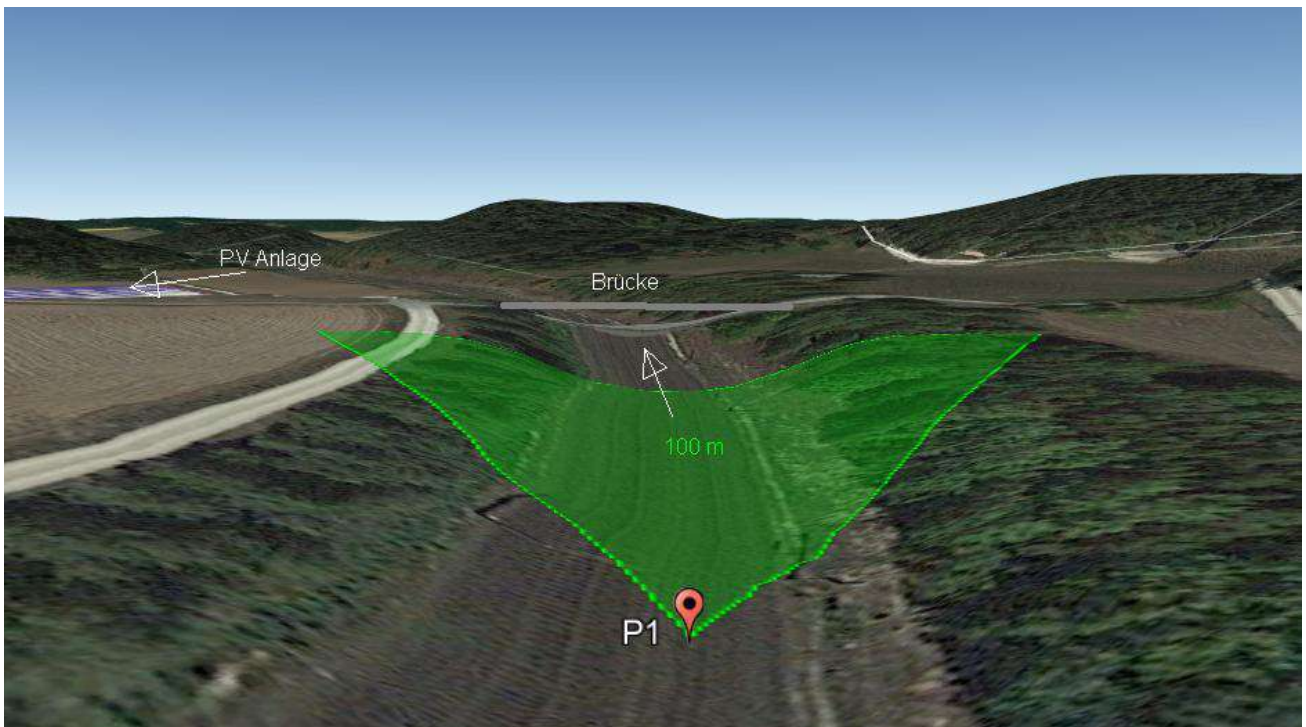


Bild 4.2.3: Situation am Messpunkt P1, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2

Auch am Messpunkt P2 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Das folgende Bild zeigt die Situation in der Realität. Die Bahnstrecke verläuft zu weit nördlich der PV Anlage, als das es hier zu Reflexionen kommen könnte. Eine Beeinträchtigung für Zugführer kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.



Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2, Pseudo 3D (Quelle: Youtube Video QMa8eL5zjNM von Ananas 747, Minute 15:42)

Zum Vergleich die Situation als Pseudo 3D, links im Bild ist ein Teil der PV Anlage erkennbar.



Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P2, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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 141 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.
- 141 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

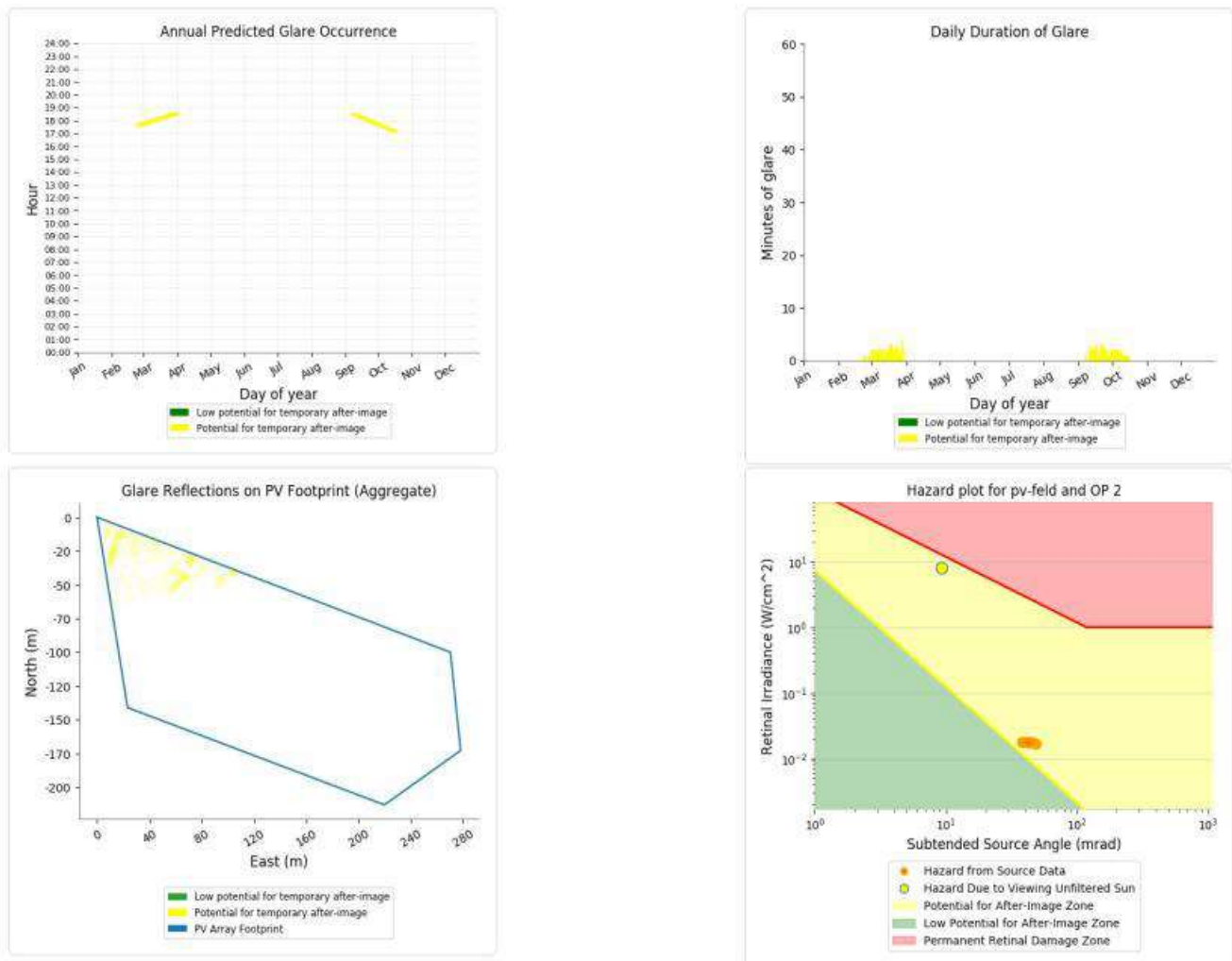


Bild 4.3.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3

Am Messpunkt P3 auf der Verbindungsstraße Elgersdorf-Gunzendorf sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Das ist u.a. damit begründet, dass der überwiegende Teil der potentiellen Reflexionen vor 6 Uhr morgens auftreten kann, in einer Zeit, die lt. LAI Lichtleitlinie zu vernachlässigen ist. Auch ist in solchen Konstellationen der Sonnenstand sehr niedrig, sodass die Sonne selbst die Ursache für mögliche Blendwirkungen ist. Potentielle Reflexionen wären allerdings auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen und insbesondere aufgrund des sehr großen Einfallswinkels aus östlicher Richtung. Eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



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

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf der zwischen Messpunkt P3 und der PV Anlage. Es wird deutlich, dass aufgrund eines Hügels kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

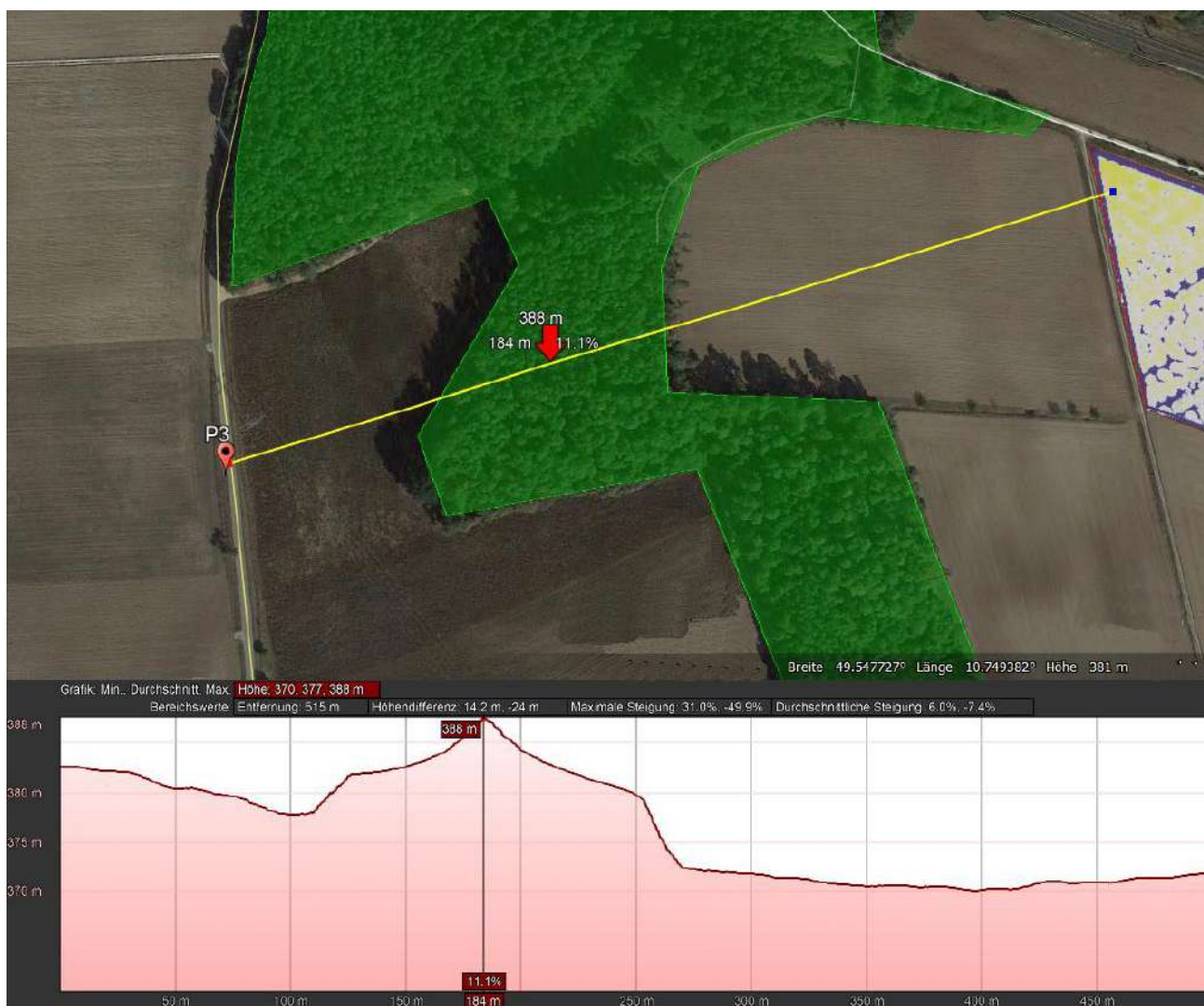


Bild 4.4.2: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Emskirchen ergibt eine theoretische aber geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Auf der Bahnstrecke können rein rechnerisch Reflexionen auftreten, die allerdings schon vor Bereinigung der Rohdaten aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen sind. Darüber hinaus wird ein direkter Sichtkontakt mit die Immissionsquelle durch die Gegebenheiten vor Ort verhindert (u.a. natürlicher Sichtschutz durch Büsche und Bewuchs).

Nach Bereinigung der Rohdaten sind an den untersuchten Messpunkten keine Reflexionen durch die PV Anlage mehr nachweisbar. Zu Kontrollzwecken sind dennoch die Ergebnisse auf Basis der unbereinigten Rohdaten aufgeführt.

Beeinträchtigungen für Zugführer auf der Bahnstrecke Fürth-Würzburg und für Verkehrsteilnehmer auf der Verbindungsstraße Elgersdorf-Gunzendorf können mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Gebäude der Ortschaften Gunzendorf und Elgersdorf können nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Emskirchen“ 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 Zugführern 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 14.04.2020


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



- ### B Festsetzungen durch Planzeichen
- Art der baulichen Nutzung
§9 Abs.1 Nr.1 BauGB, §11 BauNVO
 Sonstige Sondergebiete
Zweckbestimmung "Photovoltaik-Freiflächenanlage"
 - Bauformen, Baugrenzen
§23 BauNVO
 Baugrenze
 - Grünflächen
§9 Abs.1 Nr.15 und Abs.8 BauGB
 privater Grünweg
 Erholungsgrünland
 Flächen für Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Natur u. Landschaft
 §9 Abs.1 Nr.20 und Abs.6 BauGB
 - Maßnahmen und Flächen zum Schutz und Pflege von Natur und Landschaft
§9 Abs.1 Nr.20, 25 und Abs.6 BauGB
 Flächen für Maßnahmen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Natur u. Landschaft
 §9 Abs.1 Nr.20 und Abs.6 BauGB
 - Sonstige Planzeichen
 Grundstücksgrenzen und Flurstückskonturen
 §9 Abs.7 BauGB
 Grenze des dünnlichen Geltungsbereiches
 Gießbetriebslauf
 §48 Abs.1 Nr.3 II a sublit.a EEO (2017)
 100m Abstand zu Autobahn oder Schienenweg

C Textliche Festsetzungen

C.1 Pflanzen
Der Markt beschließt den ausgeführten vorhabenbezogenen Vorhaben- und Erschließungsplan "Photovoltaik-Freiflächenanlage Gundzendorf" mit der Begründung in der Fassung vom ... als Sitzung. Dieser vorhabenbezogene Bebauungsplan bezieht auf die Planzeichnung und den nachstehenden Festsetzungen, die mit dem abgedruckten Vorhaben- und Erschließungsplan ebenfalls sind. Dasselbe sind beide Pläne dieser Urkunde einseitig.

C.2 Art der baulichen Nutzung
Die Art der baulichen Nutzung des Gebietes wird entsprechend §11 BauNVO als sonstige Sondergebiete mit der Zweckbestimmung "Freiflächen-Photovoltaikanlage" als Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien festgelegt. Zulässig sind Photovoltaikanlagen und bestehende Gebäude.

C.3 Maß der baulichen Nutzung
C.3.1 Maßzahl
Die maximal zulässige Fläche für Solarmodule (MF) beträgt 10.400 m². Es dürfen nur Solarmodule auf Silikonböden ohne geträgerte Halbleiterschichten verwendet werden. Module, die noch Wartung ihrer ursprünglichen Zweckbestimmung einschließlich dem Kreislaufwirtschaftsgesetz als gefährlicher Abfall eingestuft werden müssen, sind nicht zulässig.

C.3.2 Höhe baulicher Anlagen
Die Höhe von Gebäuden darf maximal 5,00 Meter betragen, gemessen von der natürlichen Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt des Dachs (GOK 5.00m).
Die Höhe bestehender Solarmodule darf maximal 3,00 Meter betragen, gemessen von der natürlichen Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der Solarmodule (OK 3.00m).
Abgesehen zulässig im Baugrund sind Kanarienten mit einer Höhe von maximal 0,5 m ab natürlicher Geländeoberfläche.

C.4 Einfließungen
Wird eine Grundstückseinbindung vorgenommen, so ist sie als Maßnahme, oder Maßnahmensatz auszuführen, die dazu sind über zusätzlichen Sozial auszuführen. Die Zahlung soll über zusätzlichen Sozial auszuführen. Die Zahlung soll über zusätzlichen Sozial auszuführen. Die Zahlung soll über zusätzlichen Sozial auszuführen.

C.5 Ausgleichs- u. Ersatzmaßnahmen
Die notwendigen Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen werden auf dem in Plan mit roten Linien markierten Flächen durchgeführt. Die Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen werden den im Rahmen des vorhabenbezogenen Bebauungsplans festgelegten Bauflächen zugeordnet.

Entwicklungsziel für diese Ausgleichsflächen ist eine Arten- und kulturelle Magerweide, die Entwicklungsplan mit 20 Jahren angelegt. Die vorgesehene Flächen für den naturschutzrechtlichen Ausgleich liegen unmittelbar am Planungsgelände. Für diese Flächen ist folgende Nutzung vorgesehen: Einsatz einer artenreichen Wiesennutzung für Edensylvanien (Herbst) ist artenreiche, zeitliches Saatgut zu verwenden. Die Saatgutnutzung ist im Vorfeld mit den Unteren Naturschutzbehörden abzustimmen. Die ... erhaltens Grünlandbereiche innerhalb der Anlage können auch durch natürliche Sukzession entwickelt werden. Entwicklung des Grünlandes: Angepasste, extensive Mahdnutzung mit Schutzgebietscharakter zwischen März und Ende Juni (15. bis 30. Juni). Abmähre ist auch hier eine Beweidung mit Schafen möglich, aber nicht vor dem 1. Juli.
Bei allen Befliegungen sind die gesetzlichen Grenzabstände einzuhalten.
Die Ausgleichsflächen sind spätestens ein Jahr nach Inbetriebnahme der Anlage fertig zu stellen und solange zu unterhalten, wie der Eingriff wirkt.

D Hinweise als Text

D.1 Feuerwehrt
Vor Baubeginn ist ein Feuerwehrplan mit Leitungsführung zwischen Wasserzähler und Übergabepunkt an das Versorgungs zu erstellen. Die von der Kreisbrandinspektion freigegebenen Formate als Foto oder PDF auf einem Datenträger an die Kreisbrandinspektion zu übergeben.

D.2 Ansprechpartner Feuerwehr
Ansprechpartner ist jeweils erkennbar eine dauerhaft erreichbare Kontaktadresse des Besizers anzubringen.

D.3 Feuerwehrtabelle
An der Hauptzufuhr ist ein Feuerwehrtabelle anzubringen, um eine gewisse Zugänglichkeit zu gewährleisten.

D.4 Bodenerkennung
Das topographische Landesamt für Datenpflege weist darauf hin, dass eventuell unterliegende Bodenerkennung der Maßfläche so das BILD oder die Untere Denkmalbehörde gemäß Art. 8 Abs. 1 bis 2 BauDG 2016 unterliegen.

E Verfahrensvermerke

E.1 Der Marktbeschluss ist in der Sitzung vom 15. März 2019 gemäß § 2 Abs. 1 BauGB die Aufhebung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans erforderlich.

E.2 Die künftige Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 3 Abs. 1 BauGB mit öffentlicher Debatte und Anhörung für den Vorentwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans in der Fassung vom ... hat in der Zeit von ... bis ... stattgefunden.

E.3 Die künftige Beteiligung der Behörden und sonstiger Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 1 BauGB für den Vorentwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans in der Fassung vom ... hat in der Zeit von ... bis ... stattgefunden.

E.4 Zu dem Entwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans in der Fassung vom ... werden die Behörden und sonstigen Träger öffentlicher Belange gemäß § 4 Abs. 2 BauGB in der Zeit von ... bis ... beteiligt.

E.5 Der Entwurf des vorhabenbezogenen Bebauungsplans in der Fassung vom ... wurde mit der Begründung gemäß § 3 Abs. 2 BauGB in der Zeit von ... bis ... öffentlich ausgestellt.

E.6 Der Markt Emskirchen hat mit Beschluss des Marktgemeinderats vom ... den vorhabenbezogenen Bebauungsplan gemäß § 10 Abs. 1 BauGB in der Fassung vom ... als Sitzung beschlossen.

Markt Emskirchen: (Siegel)

Harald Kempf, Erster Bürgermeister

E.7 Das Landesamt Neustadt an der Aisch - Bad Windsheim hat den vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit Beschluss vom ... gemäß § 10 Abs. 2 BauGB genehmigt. (Siegel) Genehmigungsbehörde

Markt Emskirchen: (Siegel)

Harald Kempf, Erster Bürgermeister

E.8 Ausgeliefert:
Markt Emskirchen: (Siegel)

Harald Kempf, Erster Bürgermeister

E.9 Die Erteilung der Genehmigung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans wurde am ... gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 1 BauGB / Der Satzungsbeschluss wurde am ... gemäß § 10 Abs. 3 Halbsatz 2 BauGB erlassen bekannt gemacht. Der vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit der Begründung wird seit diesem Tag zu den üblichen Dienstzeiten in dem Markt zu jedermanns Einrecht mitgeteilt und über dessen Inhalt auf Verlangen Auskunft gegeben. Der vorhabenbezogenen Bebauungsplan ist damit in Kraft getreten. Auf die Rechtsfolgen des § 44 Abs. 3 Satz 1 und 2 sowie Abs. 4 BauGB und die §§ 214 und 215 BauGB wird hingewiesen.



Markt Emskirchen

Vorhabenbezogener Bebauungsplan
"Photovoltaik-Freiflächenanlage Gundzendorf"



11.10.2019
Lage des Geltungsbereichs

Genehmigt:		SÜDWERK Projektgesellschaft mbH	
Burgkunstadt, den		SÜDWERK Projektgesellschaft mbH	
Genehmigt:		SÜDWERK Projektgesellschaft mbH	
Burgkunstadt, den		SÜDWERK Projektgesellschaft mbH	
Genehmigt:		SÜDWERK Projektgesellschaft mbH	
Burgkunstadt, den		SÜDWERK Projektgesellschaft mbH	
Projektnummer	09.5.75.121-19.17.A		
Planungsstand	23. April 2019	Vorentwurf	
Maßstab	1:1000		
Bearbeitet	Böttner, Jürgen		



SÜDWERK Projektgesellschaft mbH
Georg-Wilh-Strasse 4
96224 Burgkunstadt
T: +49 (0)1872 89990-31

Cheetah 60M-V 315-335 Watt

MONO PERC MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.08%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



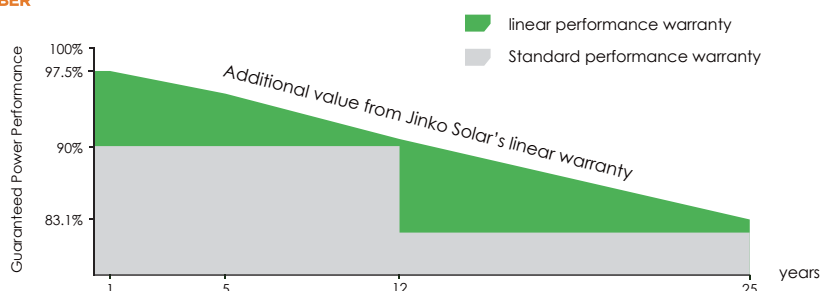
Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

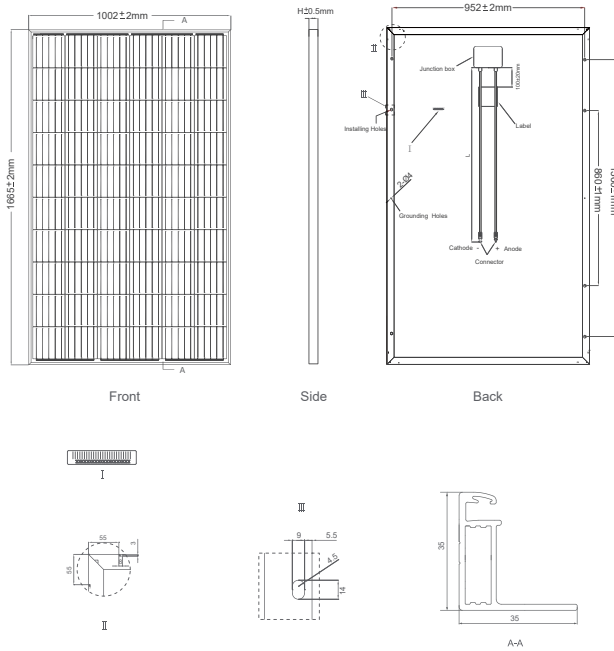


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

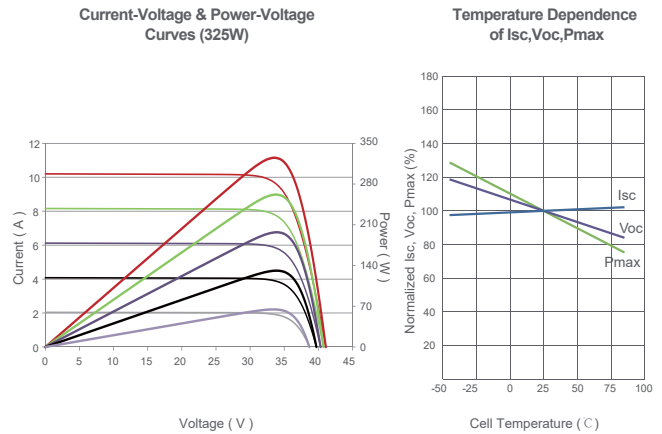
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 62pcs/stack, 868pcs/40'HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² ; Length 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM315M-60-V		JKM320M-60-V		JKM325M-60-V		JKM330M-60-V		JKM335M-60-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	239Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.2V	31.2V	33.4V	31.4V	33.6V	31.6V	33.8V	31.8V	34.0V	32.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.56A	9.59A	7.62A	9.68A	7.66A	9.77A	7.74A	9.87A	7.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.7V	37.6V	40.9V	37.8V	41.1V	38.0V	41.3V	38.2V	41.5V	38.4V
Short-circuit Current (Isc)	10.04A	8.33A	10.15A	8.44A	10.20A	8.54A	10.31A	8.65A	10.36A	8.74A
Module Efficiency STC (%)	18.88%		19.18%		19.48%		19.78%		20.08%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

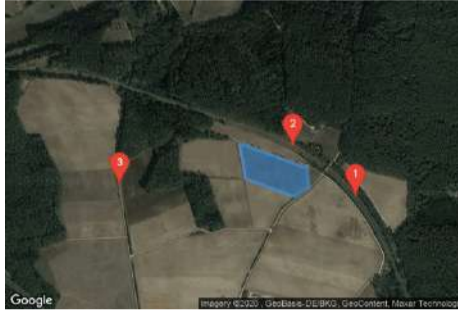
* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM315-335M-60-V-A2-EN



GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Emskirchen



Created **April 13, 2020 6:47 p.m.**
 Updated **April 13, 2020 6:55 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 **UTC+1**
 Site Configuration ID: 37994.1215

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

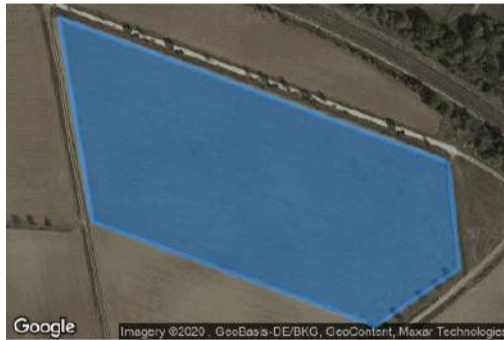
PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	0.0	180.0	287	2,484	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 0.0 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	m	m	m
1	49.548672	10.752850	372.55	2.00	374.55
2	49.547774	10.756583	381.36	2.00	383.36
3	49.547120	10.756691	383.86	2.00	385.86
4	49.546758	10.755886	384.57	2.00	386.57
5	49.547405	10.753171	376.25	2.00	378.25



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.546750	10.759276	381.01	2.00	383.01
OP 2	49.548539	10.755800	375.98	2.00	377.98
OP 3	49.547160	10.746187	382.62	2.00	384.62

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	0.0	180.0	287	2,484	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

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

PV Feld potential temporary after-image

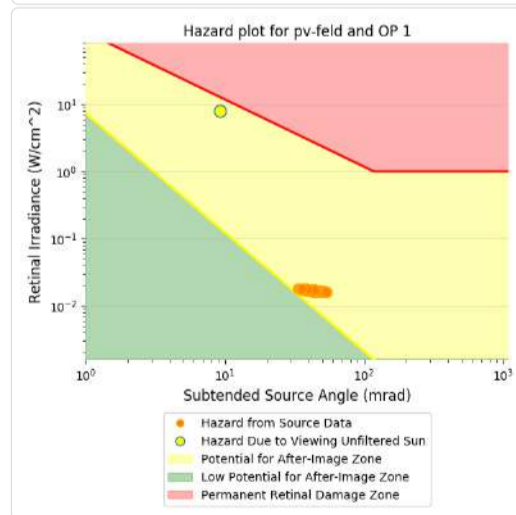
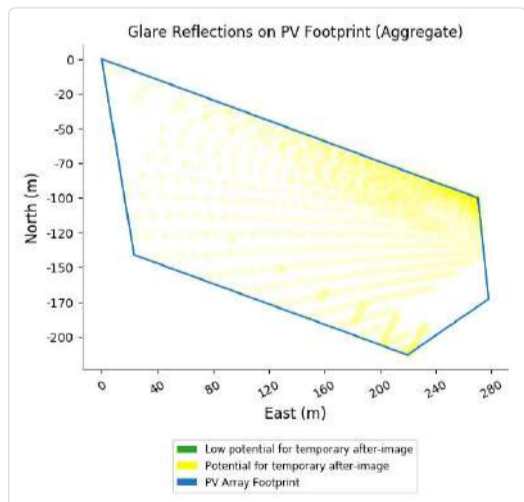
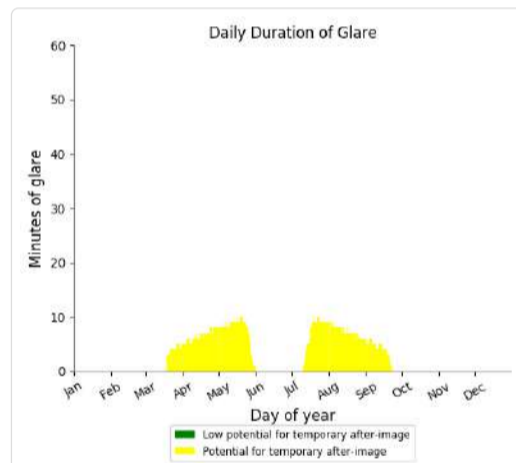
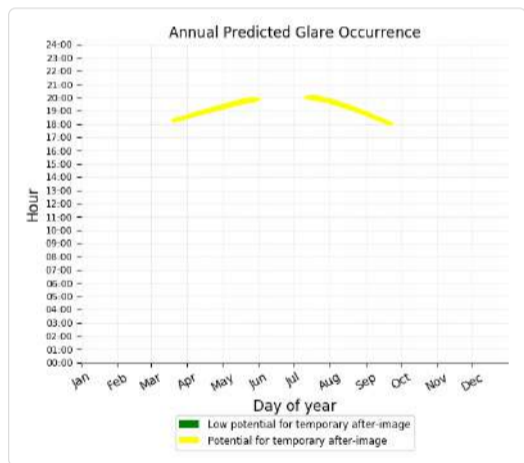


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	972
OP: OP 2	0	141
OP: OP 3	287	1371

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

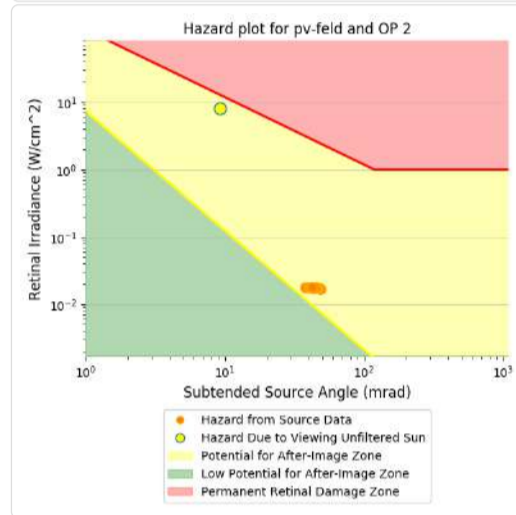
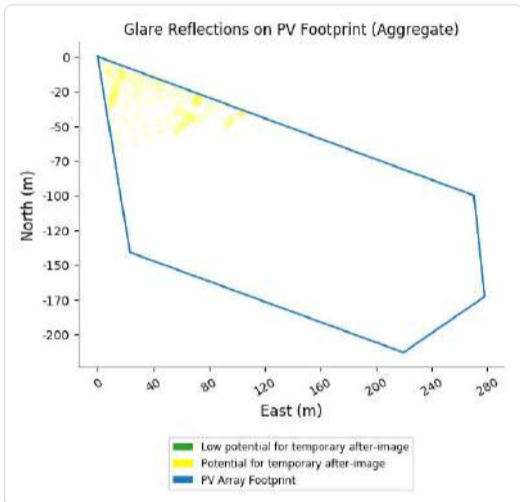
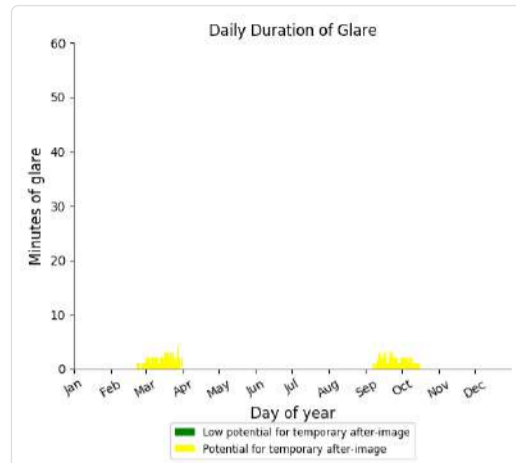
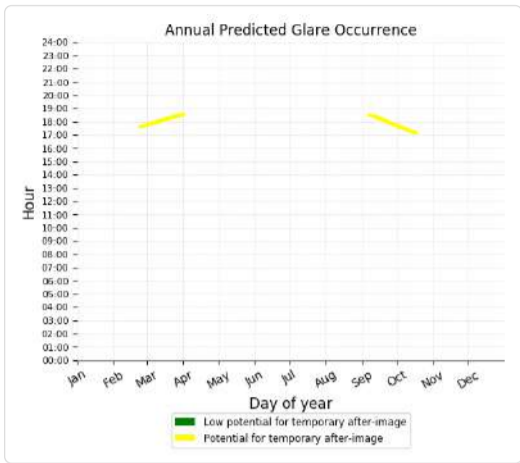
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 972 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

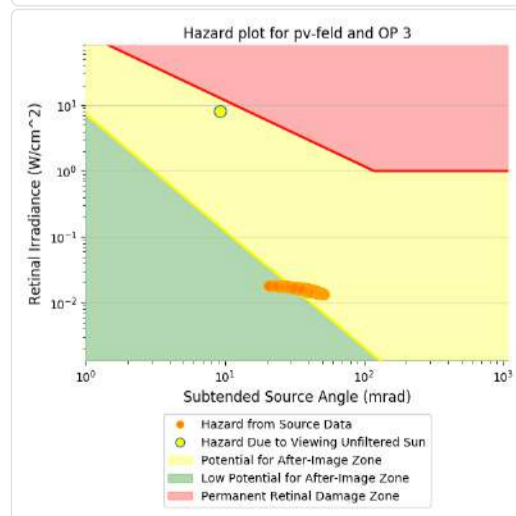
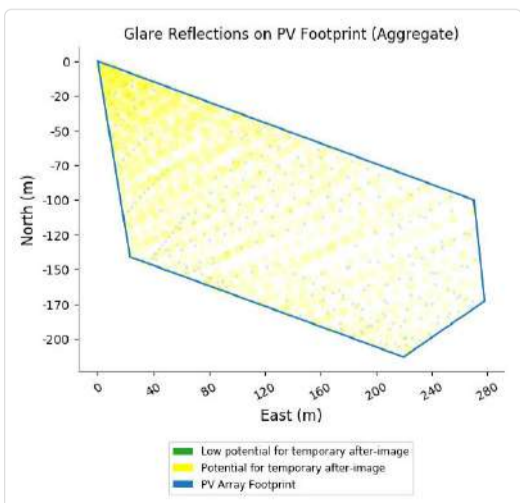
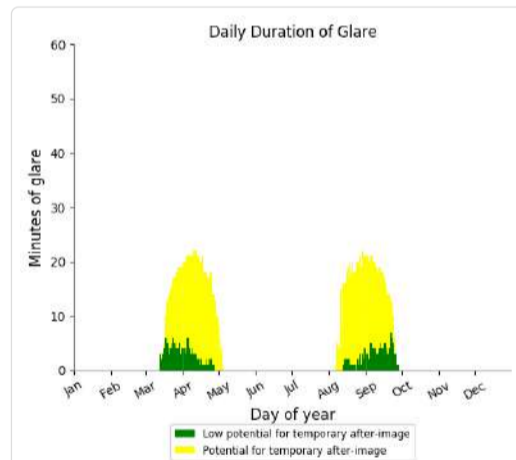
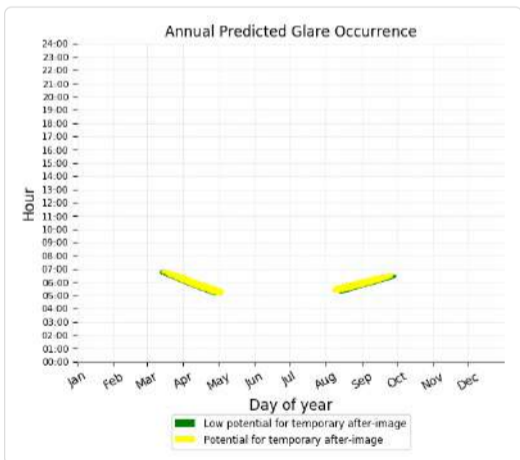
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 141 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

- 287 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,371 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several 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.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

