

Blendgutachten Solarpark Polzow

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage
Polzow in Mecklenburg-Vorpommern**

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, P2, P3 (Bahnstrecke).....	15
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P4 (Krugsdorfer Straße)	16
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P5 (Gebäude westlich).....	16
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	18
5.1	Zusammenfassung	18
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	18
6	Schlussbemerkung	18

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Polzow

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Wattmanufactur GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Polzow“ für die Bahnstrecke Bützow–Szczecin, für Verkehrsteilnehmer 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 „Polzow“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die einspurige Bahnlinie Bützow–Szczecin, Verkehrsteilnehmer 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 widergegeben, 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. 1,2 km nördlich der Ortschaft Polzow und ca. 5 km östlich von Pasewalk in Mecklenburg-Vorpommern. Nördlich der Fläche verläuft auf ca. 400 m Länge die einspurige Bahnstrecke Bützow–Szczecin. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche nördlich der Ortschaft Polzow, ca. 5 km östlich von Pasewalk in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	53.507°N, 14.074°O 15 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahntrasse	ca. 400 m
Abstand zur Bahntrasse	ca. 17 m - 20 m
Abstand zur Krugsdorfer Straße	ca. 45 m (relevante Blickrichtung)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 145 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

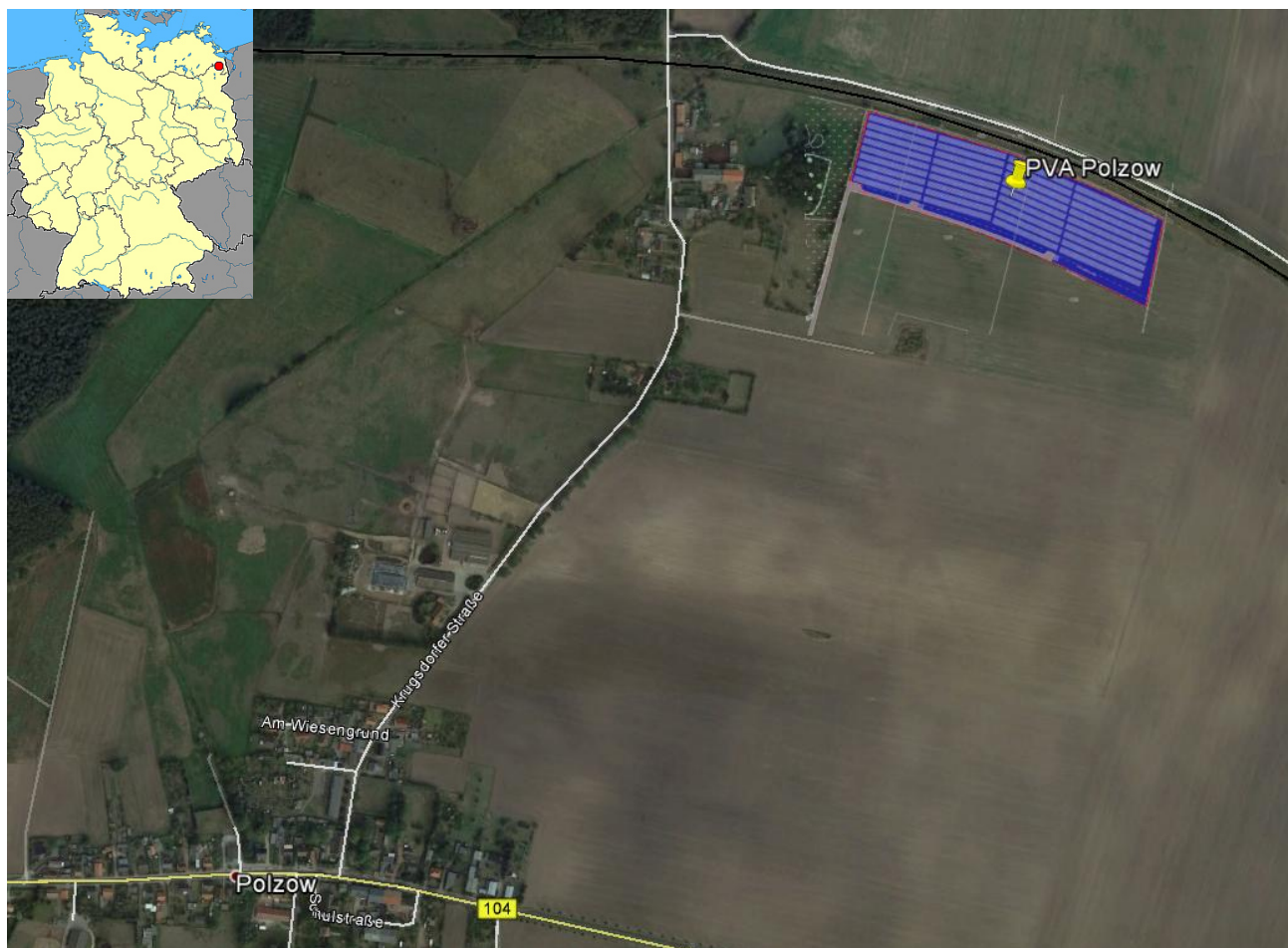


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage (Ausschnitt West)



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

Detailansicht (Ausschnitt Ost)

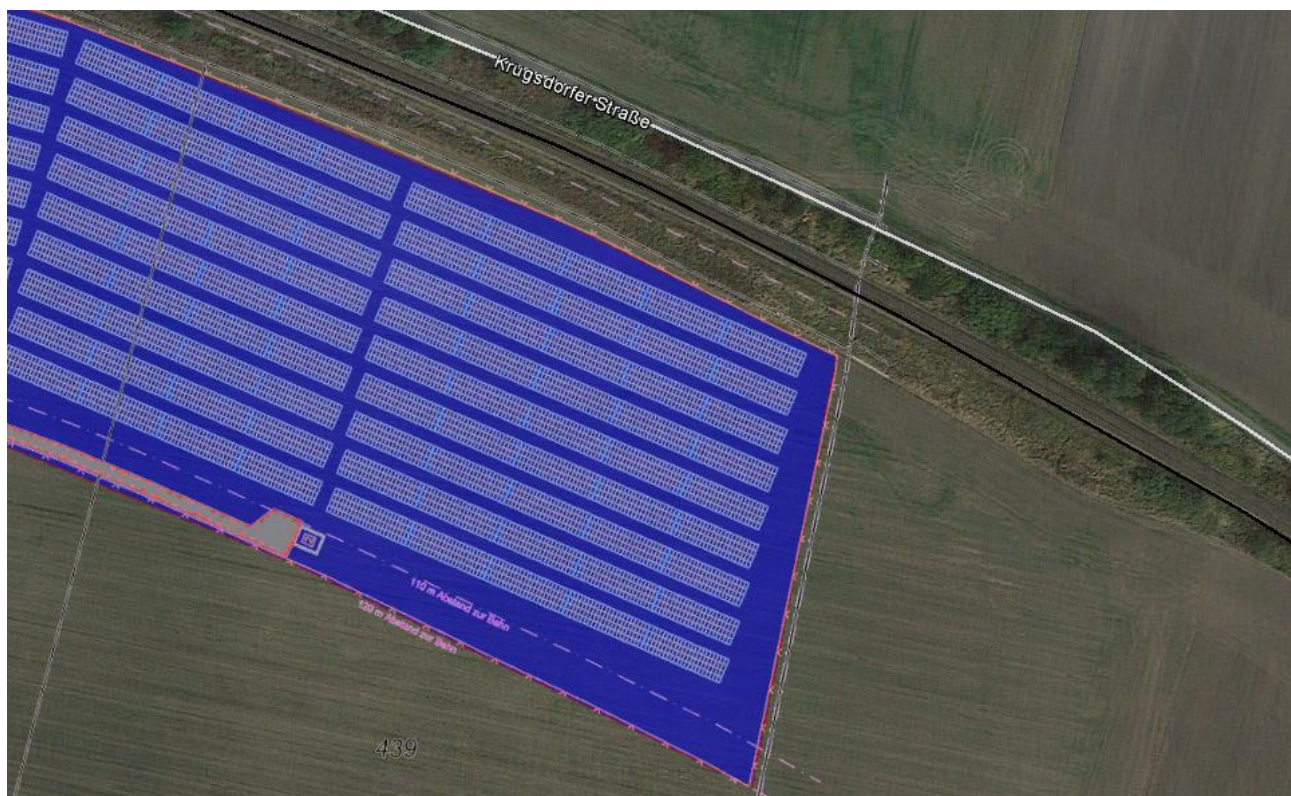


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 Gebäude westlich der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude in diesem Bereich von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Zwischen den Gebäuden und der PV Anlage befindet sich allerdings ein Waldstück, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Weitere Gebäude z.B. südlich der PV Anlage werden nur ansatzweise untersucht, das aufgrund des Einfallswinkels und/oder aufgrund der Entfernung nicht mit Beeinträchtigung durch potentielle Reflexionen zu rechnen ist.



Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich westlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

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

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

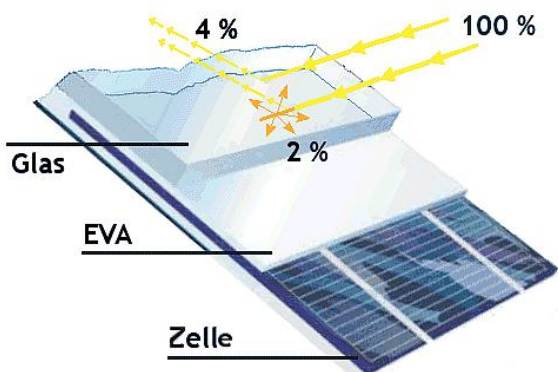


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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



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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.

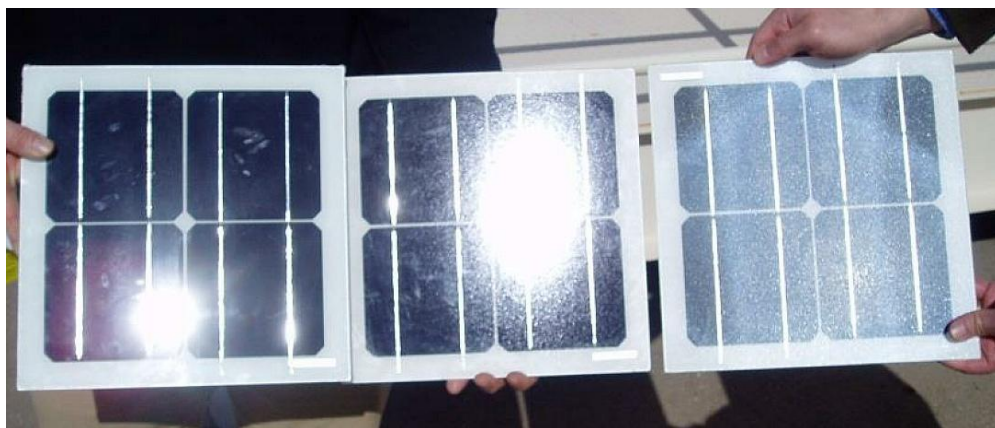


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

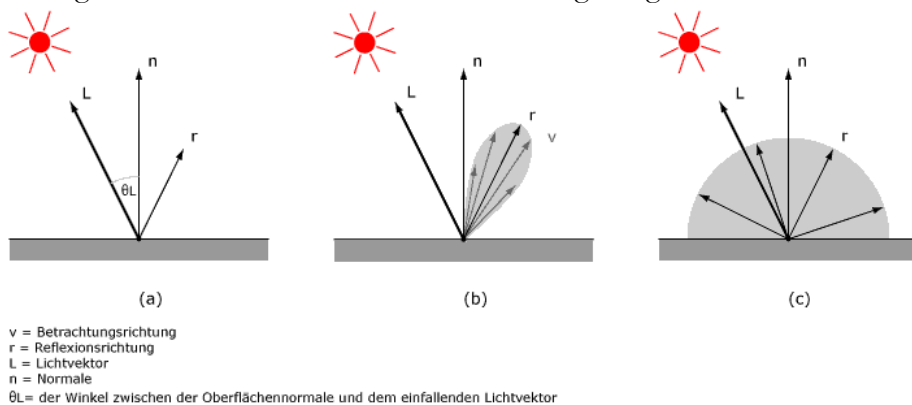


Bild 3.2.4: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (© Jürgen Hagler)

Lt. Planungsunterlagen werden PV Module des Herstellers Hanwha Q-Cells eingesetzt, die über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL SPECIFICATION	
Format	1670mm × 1000mm × 32mm (including frame)
Weight	18.5 kg
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 × 10 Q.ANTUM solar cells

Bild 3.2.5: Auszug aus HanwhaQ-Cells 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:

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

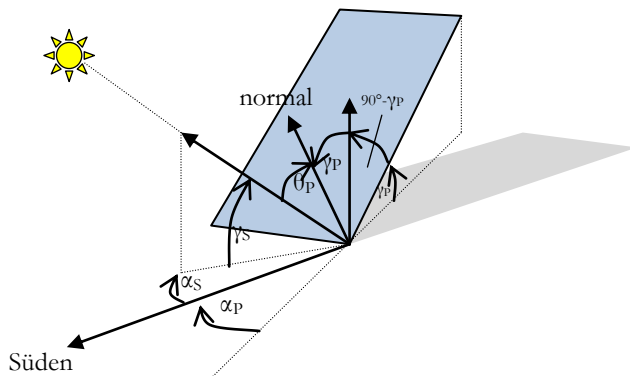


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

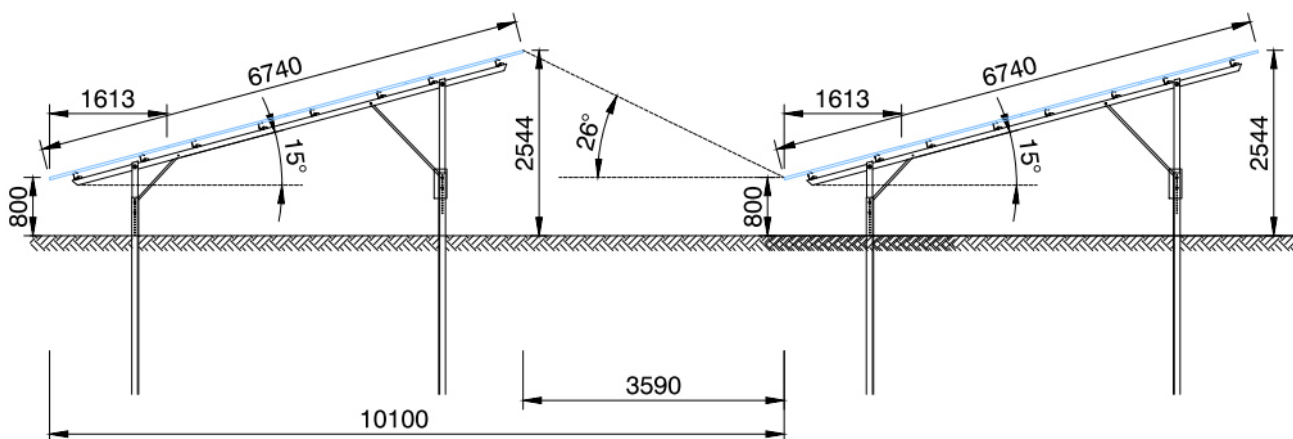


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul Hersteller / Typ / Oberfläche	Hanwha Q-Cells, Polykristallin
Moduloberfläche	Anti-Reflexions-Glas
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	ca. 201,5° (gemittelt ⁵ , 180° = Süden)
Modulneigung	15°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 2,6 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	1,70 m, gerundet
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1 auf Seite 11)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (Mittlere Sitzhöhe)

⁵ Azimut westlicher Abschnitt: 196,4° (180 m), Azimut östlicher Abschnitt 203,6° (203 m)

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 nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Polzow wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke und 2 weitere Messpunkte auf angrenzenden Verkehrswegen und umliegenden Gebäuden.

Weitere Standorte an Gebäuden 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 5 gewählten Messpunkte P1-P5:



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und 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 fehlt⁶ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte 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.

⁶ 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 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.

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. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2018 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von 50 % ermittelt.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

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

⁷ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

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

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 $\pm 20^\circ$ 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 Polzow wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, für die eine Blendwirkung in den Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. 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 ca. 50% geringer.

Tabelle 3 zeigt die unbereinigten Simulationsergebnisse wie sie auch im Anhang dargestellt sind. Bereits die unbereinigten Zahlen verdeutlichen, dass bis auf Messpunkt P5 eine Beeinträchtigung durch Reflexionen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann.

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 West	1	3 ^w
P2 Bahnstrecke Mitte	0	21 ^w
P3 Bahnstrecke Ost	0	273 ^w
P4 Krugsdorfer Straße	0	0
P5 Gebäude westlich der PV Anlage	0	2835 ^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, P2, P3 (Bahnstrecke)

Die Messpunkte P1 bis P3 befinden sich auf der nördlich der PV Anlage verlaufenden Bahnstrecke. Eine erste Analyse der Rohdaten zeigt, dass die Dauer von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage vernachlässigbar gering ist und deutlich unter den zeitlichen Empfehlungen der Licht-Leitlinie liegt. Selbst wenn die Kriterien für die Betrachtung der Rohdaten deutlich aufgeweicht würden und z.B. ein Differenzwinkel von 2° anstatt 10° zwischen Sonne und Immissionsquelle angenommen wird, könnten Reflexionen nur zwischen dem 23. April und dem 20. August zwischen 19:56 Uhr - 20:04 Uhr für jeweils 2 Minuten pro Tag auftreten. Und nur bei Fahrt Richtung Westen (Pasewalk).

Lt. aktuellem Fahrplan wird die Strecke in einem stündlichen Zeittakt befahren, jedoch nicht in der betreffenden Zeit - obwohl sich dies evt. ändern könnte.

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung für Zugführer mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P4 (Krugsdorfer Straße)

Messpunkt P4 auf der Krugsdorfer Straße kann aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden. Eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV Anlage kann sich nicht einstellen. Eine Beeinträchtigung für Verkehrsteilnehmer kann mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P5 (Gebäude westlich)

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz rein rechnerisch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Zwischen den Gebäuden und der PV Anlage befindet sich allerdings ein Waldstück, sodass kein direkter Sichtkontakt mit der Immissionsquelle besteht. Die in Tabelle 3 dargestellten Zahlen sind nicht anwendbar. Eine Blendwirkung durch die PV Anlage in den betreffenden Gebäuden kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht dennoch die Situation am Messpunkt P5 anhand der unbereinigten Rohdaten.

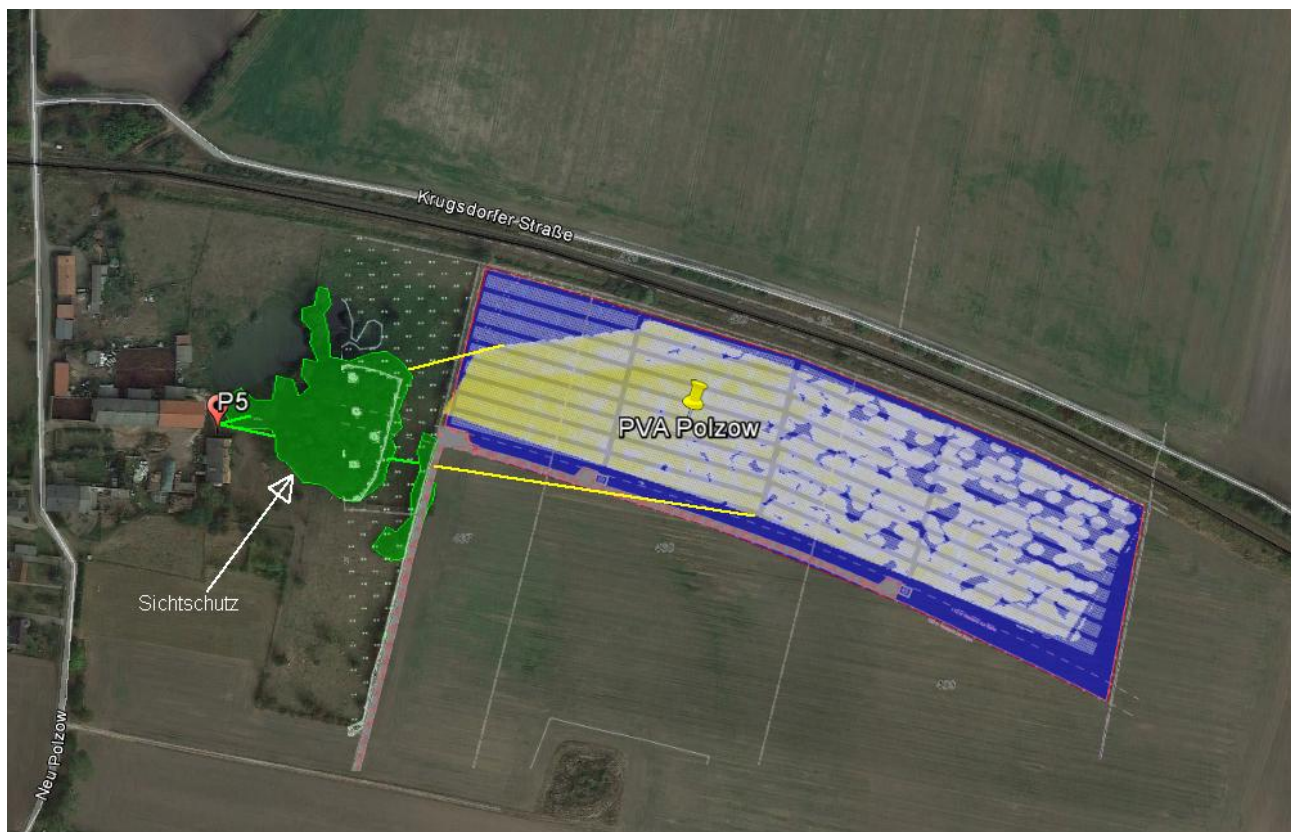


Bild 4.4.1: Geländeverlauf am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die gelben/weißen Punkte symbolisieren die potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage. Nach Bereinigung wären die markierten Bereiche deutlich weniger und kleiner. Da ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle aufgrund des natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume nicht vorhanden ist, stellt die Skizze einen theoretischen Fall dar.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P5. Es handelt sich dabei um die unbereinigten Rohdaten. Die Farben Gelb und vereinzelt auch Grün symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.3 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

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

PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,835 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

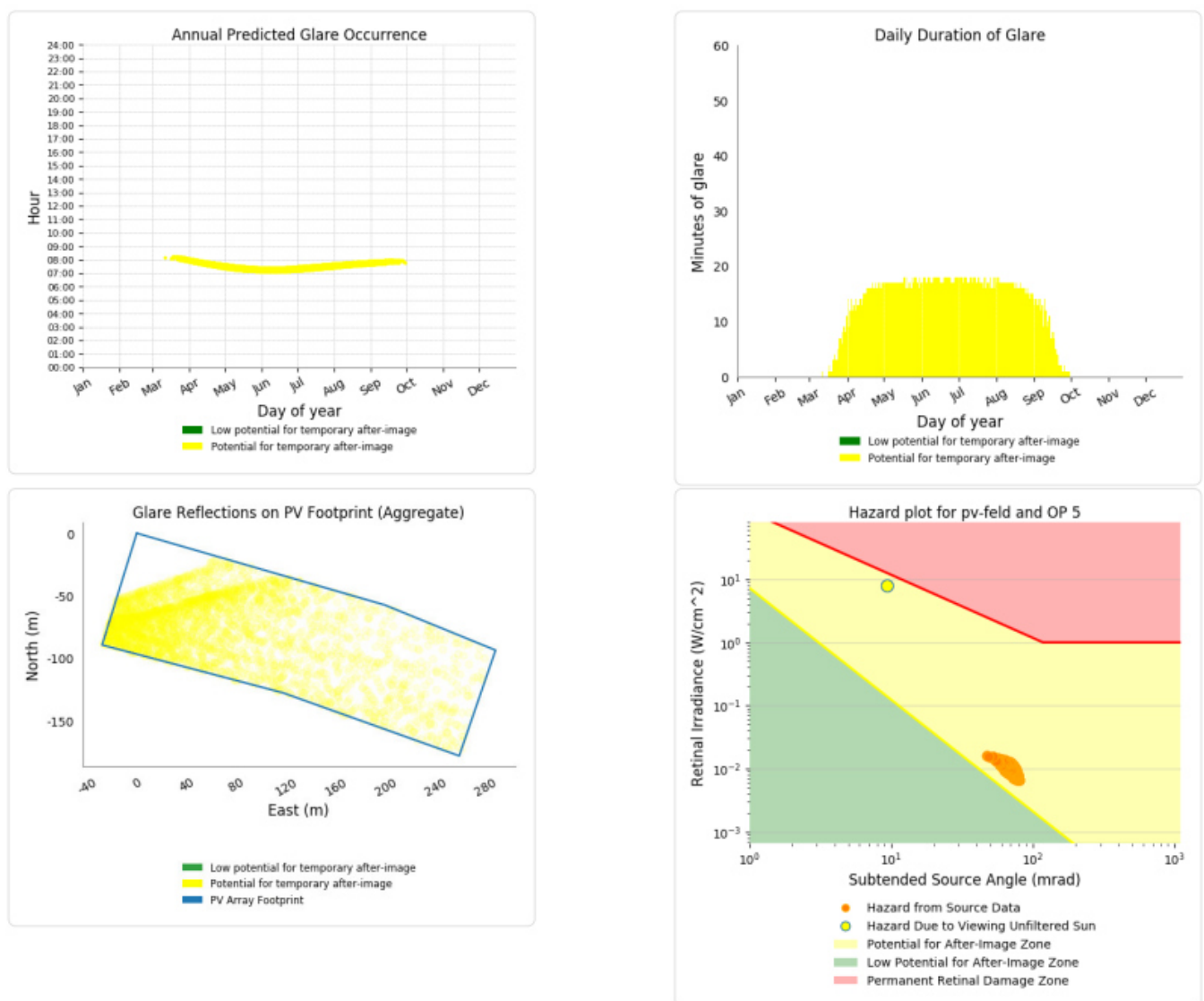


Bild 4.4.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Lt. Planungsunterlagen werden bei der geplanten PV Anlage Polzow PV Module des Herstellers Hanwha Q-Cells mit Anti-Reflexionsschicht eingesetzt. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Aufgrund der Ausrichtung (Azimut) der Anlage zeigt die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten lediglich für einen Messpunkt eine theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen.

An den 3 Messpunkten auf der nördlich der PV Anlage verlaufenden Bahnstrecke Bützow–Szczecin sind keine relevanten Reflexionen vorhanden, bzw. liegen diese unterhalb der Nachweisgrenze. Auch im Bereich der Krugsdorfer Straße kann es aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz zu keinen Reflexionen durch die PV Anlage kommen.

Lediglich am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude westlich der PV Anlage besteht in bestimmten Monaten in den frühen Morgenstunden bei klaren Wetterbedingungen theoretisch eine geringfügige und zeitlich begrenzte Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Aufgrund eines natürlichen Sichtschutzes durch Büsche und Bäume besteht allerdings kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage, sodass dies eher eine theoretische Berechnung darstellt.

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 Polzow kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

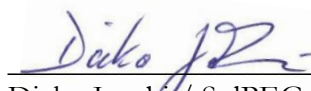
Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. natürlichem Sichtschutz, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) ist mit hinreichender Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass potentielle Reflexion durch die PV Anlage keine Relevanz haben. Zug- und Fahrzeugführer (PKW/LKW) und auch Anwohner werden nicht beeinträchtigt.

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

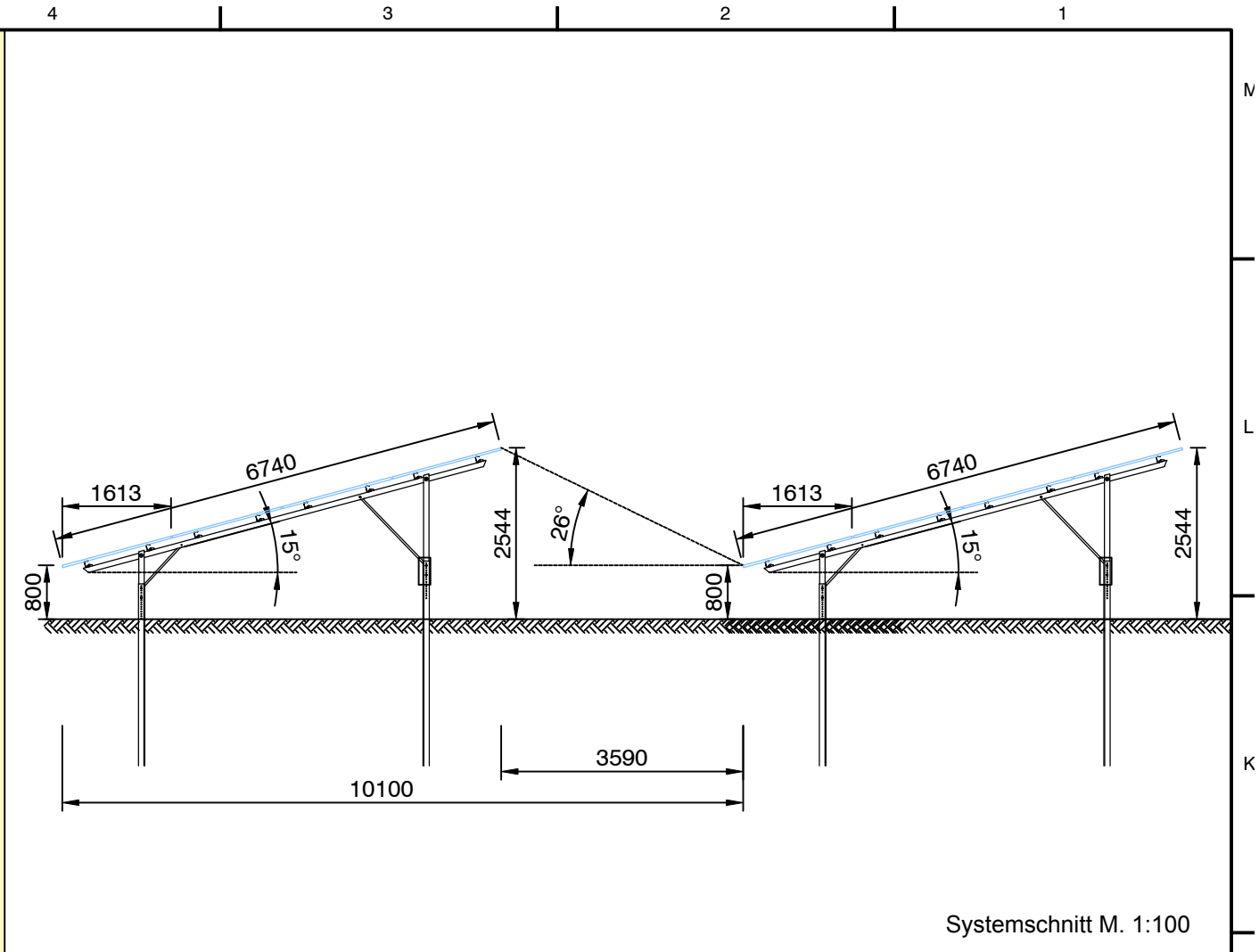
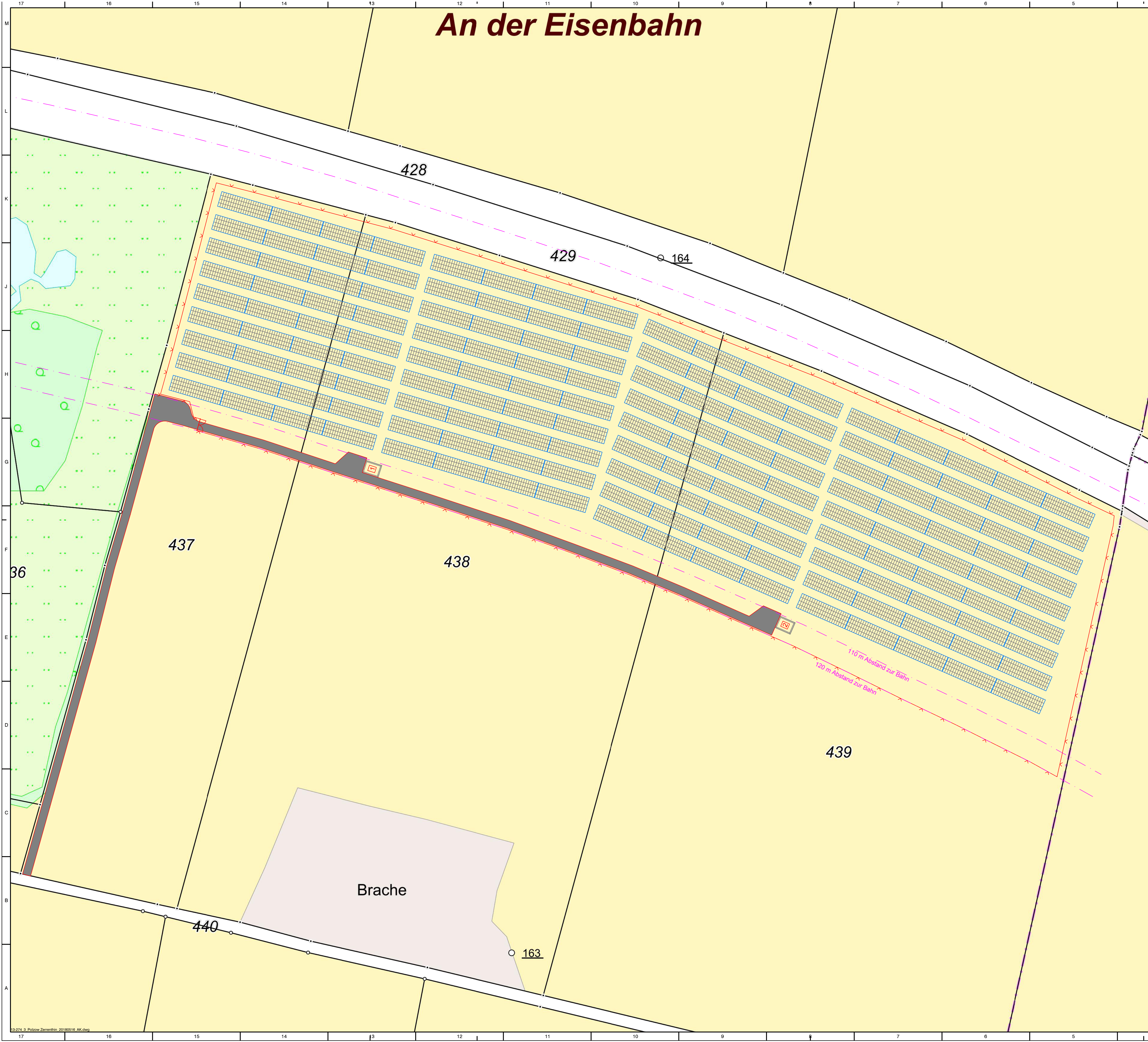
6 Schlussbemerkung

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 23.07.2019


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Legende:

- Gestell PV-Module 4 x 22 Module hochkant
- Wechselrichter
- Trafostation
- Zuwegung befestigter Weg
- Zaun
- Tor

Technische Daten:

Modultyp:	Q Cells Q.Plus-G4.3	Maße:	1.670 x 1000 x 32 mm
Leistung MPP:	285 Wp	MPP-Spannung:	31,99 V
Leerlaufspannung:	39,22 V	MPP-Strom:	8,91 A
Kurzschlussstrom:	9,46 A		

Modulanzahl gesamt: 13.464 Stück
installierte Leistung gesamt: 3.837,24 kWp

Index	Datum	Name	Änderung

Alle Zeichnungsinhalte sind durch den Auftragnehmer vor Ausführungsbeginn eigenverantwortlich zu prüfen. Bei Unstimmigkeiten sind diese dem Vertragspartner bzw. den verantwortlichen Fachplanern anzuzeigen. Zeichnungsnummern und Index beachten. Zeichnungen verlieren ihre Gültigkeit und werden nicht eingezogen mit Erscheinen einer neuen Zeichnung.



Wattmanufaktur
Energie in Ihrem Element.

Wattmanufaktur GmbH & Co. KG
Osterhof
25899 Galmsbüll

Version: Metrisch	Europ. Proj.	Blattgröße: DIN A1
Gezeichnet: 16.05.2018 AK	Name	Seite: 1
Geprüft: 16.05.2018 M.Rei.	M.Rei.	von: 1
Projekt: PV-Anlage Polzow Zerrenthin		
Benennung: Modulbelegungsplan		

Diese Zeichnung ist © von der Wattmanufaktur GmbH & Co.KG und somit urheberrechtlich geschützt. Sie darf ohne unsere ausdrückliche Zustimmung weder vervielfältigt noch in irgendeiner Weise verwertet oder Dritten mitgeteilt bzw. weitergegeben werden.

Planungsphase: **Entwurfsplanung**

Zeichn.-Nr.: **13-274 - 3 - 200 - G - 001 - X**

Status: 16.05.2018

Projekt-Nr.	Phase	Gewerk	Type	Zähl-Nr.	Abschnitt

Q.PLUS-G4.3 280-290

Q.ANTUM SOLAR MODULE

The new high-performance module **Q.PLUS-G4.3** is the ideal solution for all applications thanks to its innovative cell technology **Q.ANTUM**. The world-record cell design was developed to achieve the best performance under real conditions – even with low radiation intensity and on clear, hot summer days.



Q.ANTUM TECHNOLOGY: LOW LEVELIZED COST OF ELECTRICITY

Higher yield per surface area and lower BOS costs and higher power classes and an efficiency rate of up to 17.7 %.



INNOVATIVE ALL-WEATHER TECHNOLOGY

Optimal yields, whatever the weather with excellent low-light and temperature behaviour.



ENDURING HIGH PERFORMANCE

Long-term yield security with Anti-PID Technology¹, Hot-Spot Protect and Traceable Quality Tra.Q™.



EXTREME WEATHER RATING

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400 Pa) and wind loads (4000 Pa).



MAXIMUM COST REDUCTIONS

Up to 10 % lower logistics costs due to higher module capacity per box.



A RELIABLE INVESTMENT

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty².



www.VDEinfo.com
ID: 40032587



THE IDEAL SOLUTION FOR:



Rooftop arrays on residential buildings



Rooftop arrays on commercial/industrial buildings



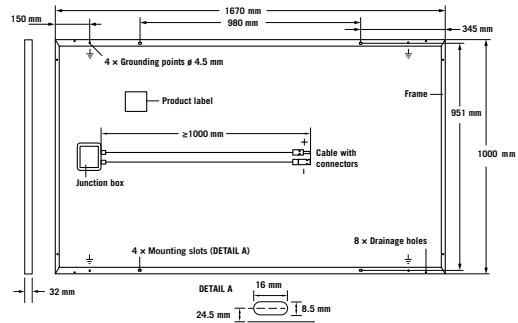
Ground-mounted solar power plants

¹ APT test conditions according to IEC/TS 62804-1:2015, method B (–1500V, 168h)

² See data sheet on rear for further information.

MECHANICAL SPECIFICATION

Format	1670 mm × 1000 mm × 32 mm (including frame)
Weight	18.5 kg
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 × 10 Q.ANTUM solar cells
Junction box	66-77 mm × 115-90 mm × 15-19 mm Protection class ≥ IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) 1000 mm, (−) 1000 mm
Connector	Multi-Contact, MC4, IP65 and IP68



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

POWER CLASS			280	285	290
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC ¹ (POWER TOLERANCE +5 W / −0 W)					
Minimum	Power at MPP ²	P _{MPP}	280	285	290
	Short Circuit Current*	I _{SC}	9.41	9.46	9.52
	Open Circuit Voltage*	V _{OC}	38.97	39.22	39.48
	Current at MPP*	I _{MPP}	8.84	8.91	8.98
	Voltage at MPP*	V _{MPP}	31.67	31.99	32.29
	Efficiency ²	η	≥ 16.8	≥ 17.1	≥ 17.4
MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NOC ³					
Minimum	Power at MPP ²	P _{MPP}	207.0	210.7	214.4
	Short Circuit Current*	I _{SC}	7.58	7.63	7.68
	Open Circuit Voltage*	V _{OC}	36.37	36.61	36.84
	Current at MPP*	I _{MPP}	6.93	6.99	7.05
	Voltage at MPP*	V _{MPP}	29.87	30.15	30.42

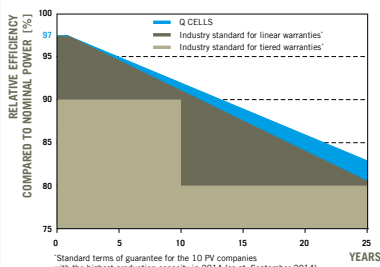
¹ 1000 W/m², 25 °C, spectrum AM 1.5 G

² Measurement tolerances STC ± 3 %; NOC ± 5 %

³ 800 W/m², NOCT, spectrum AM 1.5 G

* typical values, actual values may differ

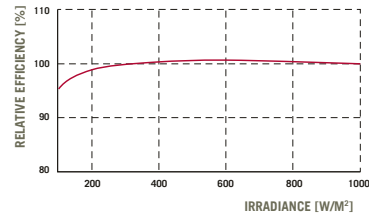
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY



At least 97 % of nominal power during first year. Thereafter max. 0.6 % degradation per year.
At least 92 % of nominal power up to 10 years.
At least 83 % of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances. Full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25 °C, 1000 W/m²).

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficient of I _{SC}	α	[%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of V _{OC}	β	[%/K]	−0.29
Temperature Coefficient of P _{MPP}	γ	[%/K]	−0.40	Normal Operating Cell Temperature	NOCT	[°C]	45

PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage	V _{sys}	[V]	1000	Safety Class	II
Maximum Reverse Current	I _R	[A]	20	Fire Rating	C
Push/Pull Load (Test-load in accordance with IEC 61215)	[Pa]	5400/4000		Permitted Module Temperature On Continuous Duty	−40 °C up to +85 °C

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

VDE Quality Tested, IEC 61215 (Ed. 2); IEC 61730 (Ed. 1), Application class A
This data sheet complies with DIN EN 50380.



PARTNER

NOTE: Installation instructions must be followed. See the installation and operating manual or contact our technical service department for further information on approved installation and use of this product.

Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | **TEL** +49 (0)3494 66 99-23444 | **FAX** +49 (0)3494 66 99-23000 | **EMAIL** sales@q-cells.com | **WEB** www.q-cells.com

Engineered in **Germany**





GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Polzow



Created **July 17, 2019 4:05 p.m.**
 Updated **July 23, 2019 10:13 a.m.**
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m²**
 Analyze every **1 minute(s)**
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
 Timezone **UTC2**
 Site Configuration ID: 29644.1215

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	15.0	201.5	1	3,132	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 201.5 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	53.508366	14.071671	14.30	1.70	16.00
2	53.507849	14.074675	14.00	1.70	15.70
3	53.507524	14.076016	14.00	1.70	15.70
4	53.506764	14.075576	14.13	1.70	15.83
5	53.507217	14.073441	14.07	1.70	15.77
6	53.507562	14.071253	16.46	1.70	18.16

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.508766	14.070309	14.33	2.00	16.33
OP 2	53.508186	14.073892	14.00	2.00	16.00
OP 3	53.507280	14.077497	14.38	2.00	16.38
OP 4	53.508033	14.075491	14.00	2.00	16.00
OP 5	53.507424	14.069370	17.83	2.00	19.83

PV Array Results

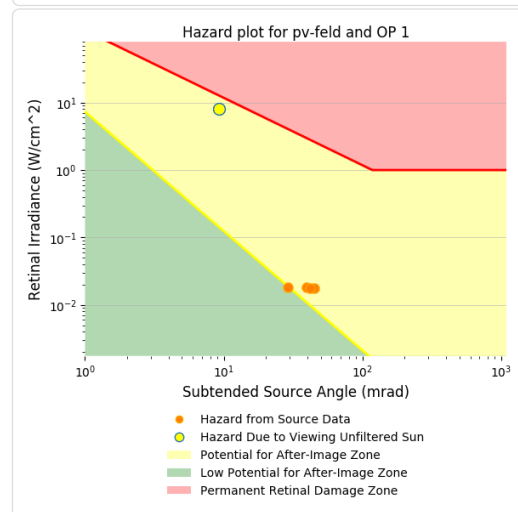
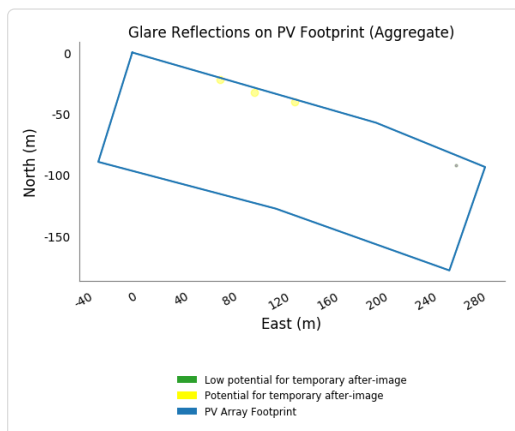
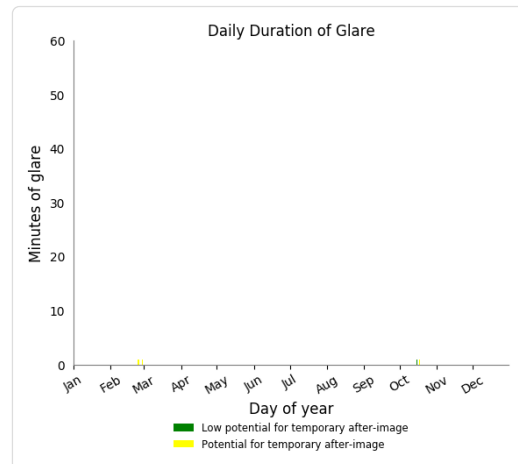
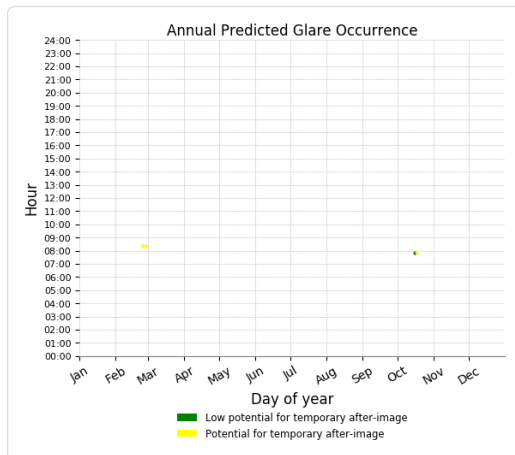
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1	3
OP: OP 2	0	21
OP: OP 3	0	273
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	2835

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

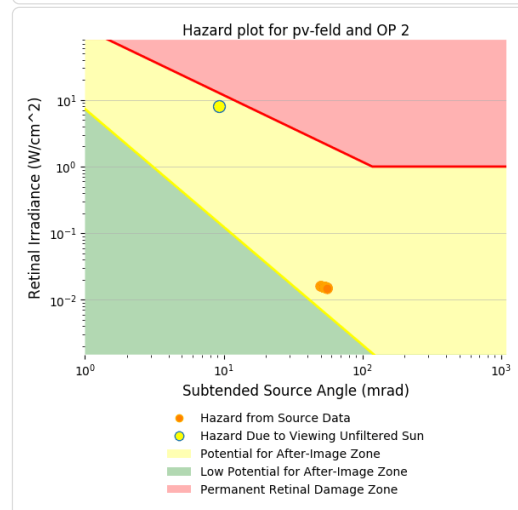
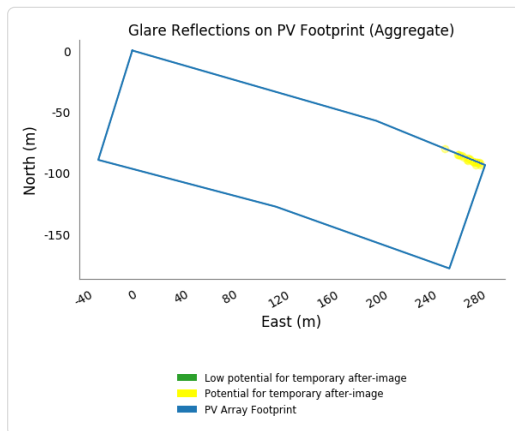
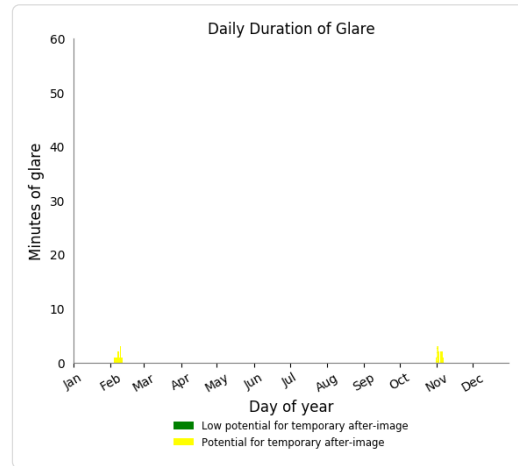
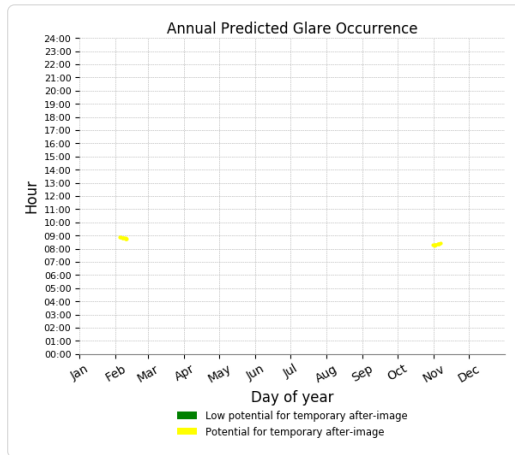
- 1 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

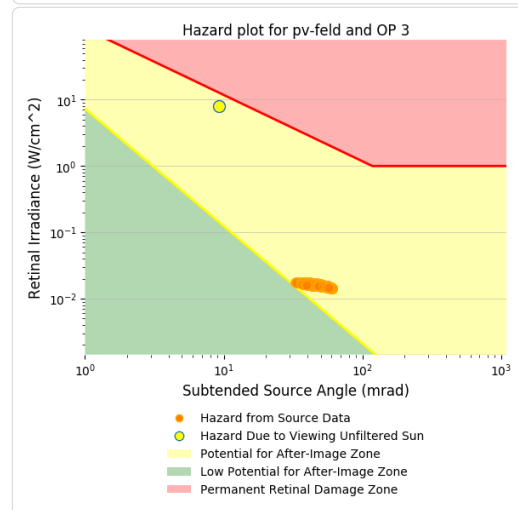
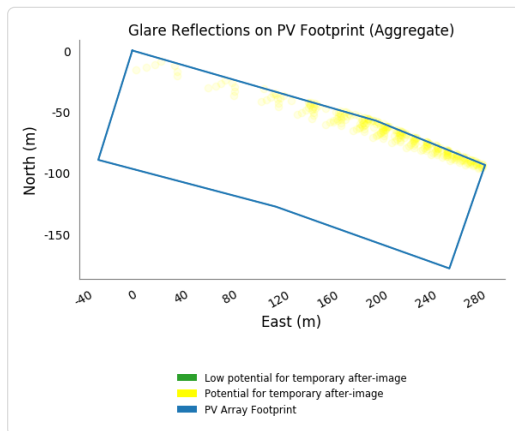
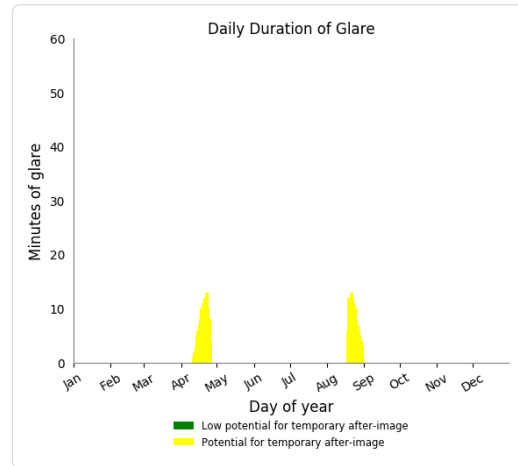
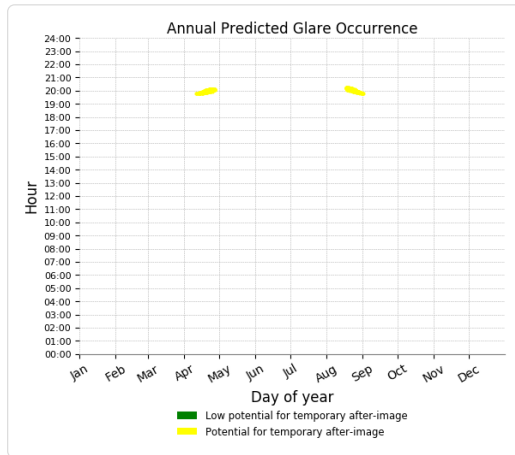
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 21 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

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



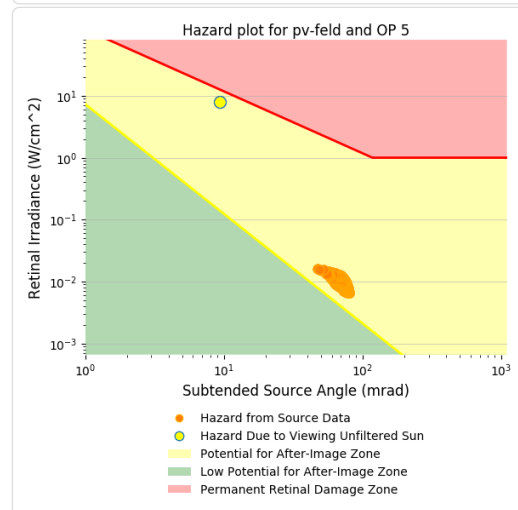
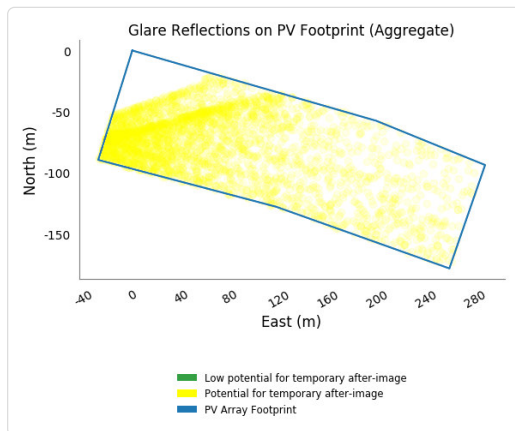
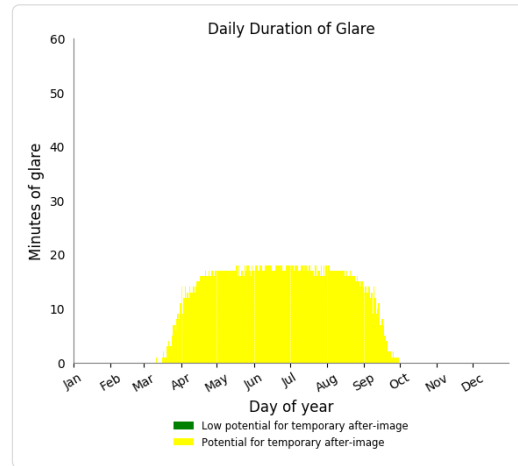
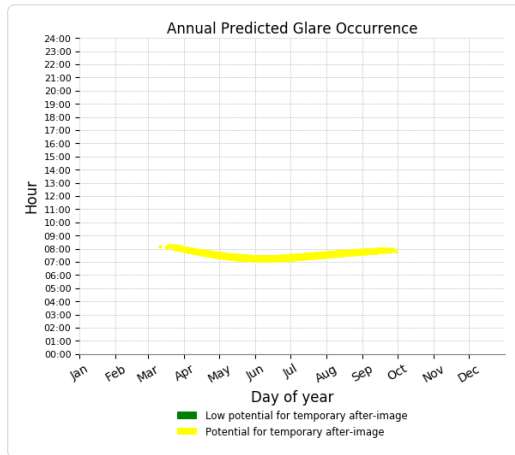
PV Feld - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld - OP Receptor (OP 5)

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

- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,835 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.

Retinal irradiance		Subtended angle (rad)	Subtended azimuth h (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position vector (i)	Sun position vector (j)	Sun position vector (k)	Sun reflection vector (i)	Sun reflection vector (j)	Sun reflection vector (k)	Sun/module incidence angle (deg)	Datum	Minuere	letzte	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten pro Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit
1	0.015	0.058	282.700	0.000	-0.976	0.220	0.000	0.97	-0.239	0.077	87.700	23.04.2019	1	19:56	23.04.2019	20.08.2019	2	7	19:56	20:04
2	0.015	0.058	283.100	0.200	-0.974	0.227	0.003	0.97	-0.247	0.076	87.600	24.04.2019	1	19:57	19:57					
3	0.015	0.057	283.300	0.400	-0.973	0.230	0.001	0.97	-0.249	0.072	87.800	25.04.2019	1	19:58	19:58					
4	0.015	0.059	283.500	0.600	-0.972	0.234	0.006	0.96	-0.254	0.075	87.600	18.08.2019	2	20:03	20:04					
5	0.015	0.057	283.700	0.800	-0.971	0.238	0.004	0.96	-0.256	0.071	87.800	19.08.2019	1	20:02	20:02					
6	0.015	0.056	283.900	1.000	-0.971	0.241	0.001	0.96	-0.258	0.067	88.000	20.08.2019	1	20:00	20:00					
7	0.015	0.060	283.800	1.200	-0.971	0.238	0.012	0.96	-0.260	0.077	87.400									
8	0.015	0.059	284.000	1.400	-0.970	0.241	0.009	0.96	-0.262	0.074	87.600									
9	0.015	0.058	284.200	1.600	-0.970	0.245	0.006	0.96	-0.264	0.070	87.700									
10	0.015	0.056	284.400	1.800	-0.969	0.248	0.004	0.96	-0.265	0.066	87.900									
11	0.015	0.054	284.600	2.000	-0.968	0.251	0.001	0.96	-0.267	0.062	88.100									
12	0.015	0.060	284.200	2.200	-0.969	0.245	0.014	0.96	-0.268	0.076	87.300									
13	0.014	0.059	284.400	2.400	-0.969	0.248	0.012	0.96	-0.269	0.072	87.500									
14	0.015	0.058	284.600	2.600	-0.968	0.252	0.009	0.96	-0.271	0.068	87.700									
15	0.015	0.056	284.800	2.800	-0.967	0.255	0.007	0.96	-0.273	0.065	87.900									
16	0.015	0.054	285.000	3.000	-0.966	0.259	0.004	0.96	-0.275	0.061	88.100									
17	0.015	0.051	285.200	3.200	-0.965	0.262	0.002	0.96	-0.277	0.057	88.300									
18	0.016	0.060	284.600	3.400	-0.968	0.252	0.017	0.96	-0.275	0.075	87.500									
19	0.015	0.059	284.800	3.600	-0.967	0.255	0.015	0.96	-0.277	0.071	87.700									
20	0.015	0.058	285.000	3.800	-0.966	0.259	0.012	0.96	-0.279	0.067	87.600									
21	0.015	0.056	285.200	4.000	-0.965	0.262	0.010	0.96	-0.280	0.063	87.800									
22	0.015	0.054	285.400	4.200	-0.964	0.266	0.007	0.96	-0.282	0.059	88.000									
23	0.015	0.050	285.600	4.400	-0.963	0.269	0.005	0.96	-0.284	0.055	88.200									
24	0.016	0.050	285.400	4.600	-0.962	0.272	0.002	0.96	-0.286	0.052	88.400									
25	0.016	0.050	285.800	4.800	-0.962	0.272	0.002	0.96	-0.286	0.052	88.400									
26	0.014	0.061	285.000	5.000	-0.966	0.259	0.020	0.96	-0.282	0.074	87.200									
27	0.015	0.060	285.200	5.200	-0.965	0.262	0.017	0.96	-0.284	0.070	87.400									
28	0.015	0.058	285.400	5.400	-0.964	0.266	0.015	0.96	-0.286	0.066	87.600									
29	0.015	0.056	285.600	5.600	-0.963	0.269	0.012	0.96	-0.288	0.062	87.800									
30	0.015	0.054	285.800	5.800	-0.962	0.273	0.010	0.96	-0.289	0.058	88.000									
31	0.016	0.050	286.000	6.000	-0.961	0.276	0.007	0.96	-0.291	0.054	88.200									
32	0.016	0.044	286.200	6.200	-0.960	0.279	0.005	0.96	-0.293	0.050	88.400									
33	0.016	0.051	286.400	6.400	-0.959	0.283	0.002	0.95	-0.295	0.046	88.600									
34	0.014	0.061	285.400	6.600	-0.964	0.266	0.022	0.95	-0.290	0.072	87.200									
35	0.015	0.060	285.600	6.800	-0.963	0.269	0.020	0.95	-0.291	0.069	87.400									
36	0.015	0.058	285.800	7.000	-0.962	0.273	0.017	0.95	-0.293	0.065	87.600									
37	0.015	0.056	286.000	7.200	-0.961	0.276	0.015	0.95	-0.295	0.061	87.800									
38	0.015	0.053	286.200	7.400	-0.960	0.279	0.012	0.95	-0.297	0.057	87.900									
39	0.016	0.049	286.400	7.600	-0.959	0.283	0.010	0.95	-0.299	0.053	88.100									
40	0.016	0.042	286.600	7.800	-0.958	0.286	0.007	0.95	-0.300	0.049	88.300									
41	0.016	0.051	286.800	8.000	-0.957	0.290	0.005	0.95	-0.302	0.045	88.500									
42	0.016	0.047	287.000	8.200	-0.956	0.293	0.003	0.95	-0.304	0.041	88.700									
43	0.017	0.042	287.200	8.400	-0.955	0.296	0.000	0.95	-0.306	0.037	88.900									

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

Tabelle1

Tabelle2

Tabelle3

<