

SolPEG Blendgutachten Solarpark Oberteich

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

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2.....	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	22
5.1	Zusammenfassung	22
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	22
6	Schlussbemerkung	22

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Oberteich

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Oberteich“ für die Bahnstrecke Hof-Regensburg und - sofern vorhanden - für Anwohner von umliegenden Gebäuden zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

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 „Oberteich“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke Hof-Regensburg.

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.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,5 km westlich der Ortschaft Oberteich, ca. 10 km südöstlich von Marktredwitz in der Oberpfalz (Bayern). Östlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 260 m die Bahnstrecke Hof-Regensburg. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 1,5 km westlich der Ortschaft Oberteich in der Oberpfalz (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Südosten
Koordinaten (Mitte)	49.939°N, 12.189°O 526 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der Bahnstrecke	ca. 260 m
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Nicht relevant

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

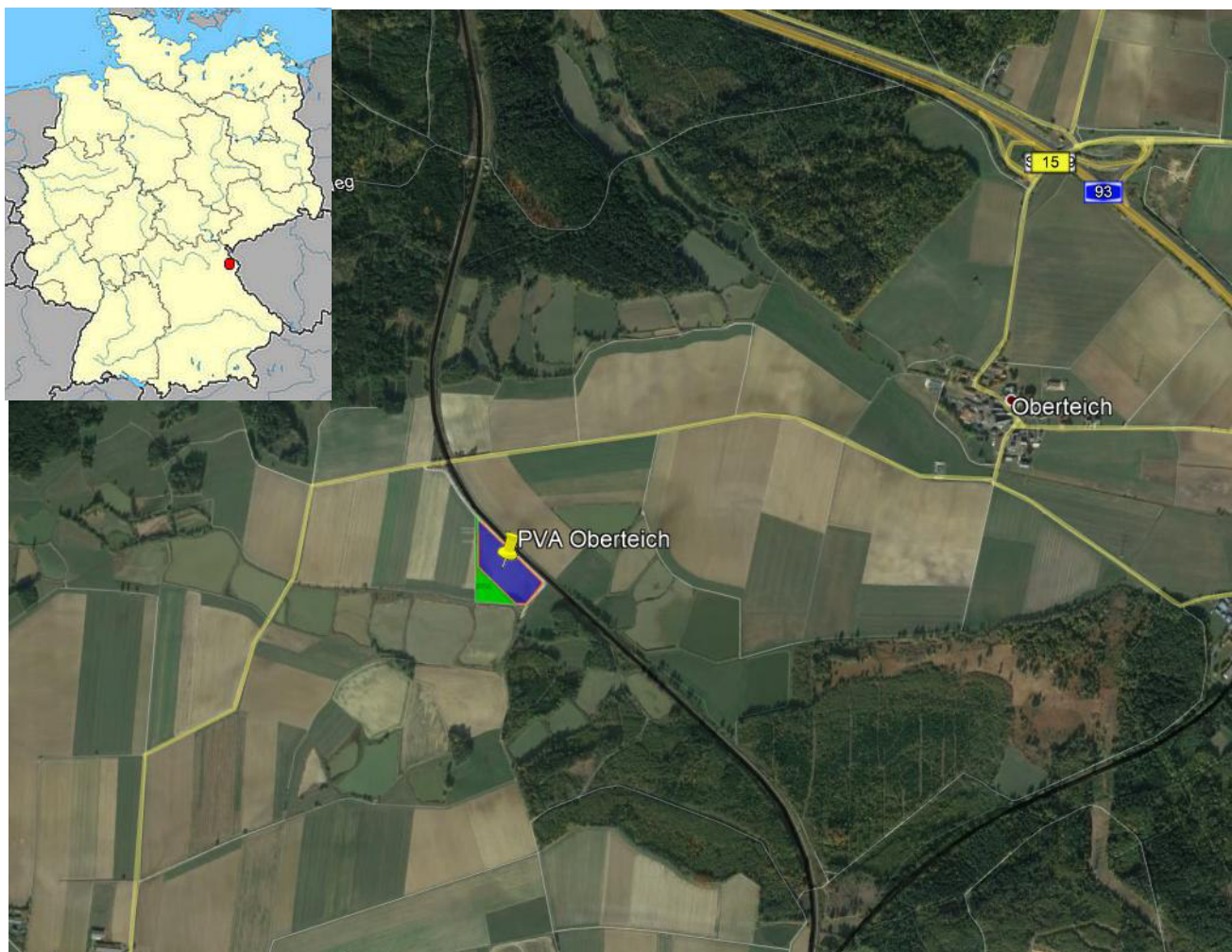


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 sowie umliegende Ortschaften Oberteich, Triebendorf und Schönfeld. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können Gebäude in Oberteich evt. von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund des Geländeverlaufes und aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle wären diese zu vernachlässigen. Eine nähere Untersuchung der Standorte in Bezug auf potentielle Blendwirkungen ist nicht erforderlich. Die Ortschaften Triebendorf und Schönfeld liegen sehr weit südlich der PV Anlage und können daher nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine nähere Untersuchung der Standorte ist nicht erforderlich.

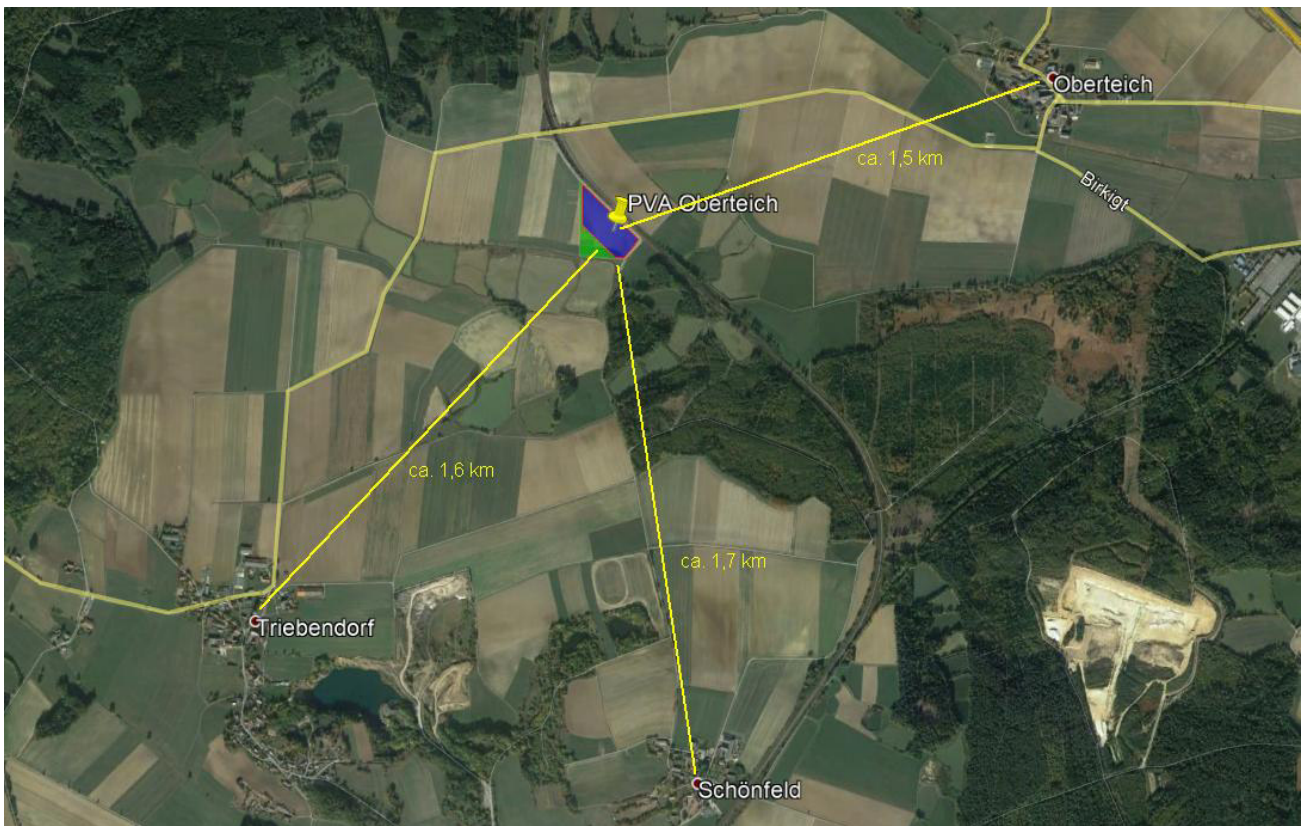


Bild 2.2.1: Gebäude nördlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

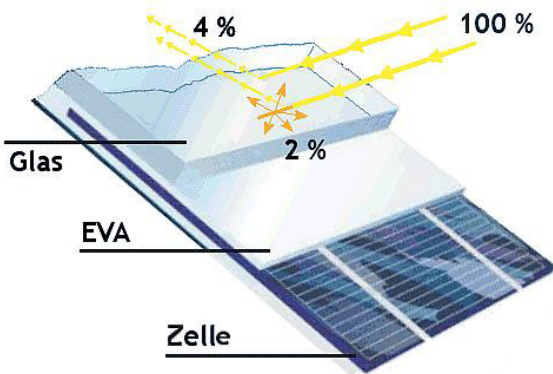


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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

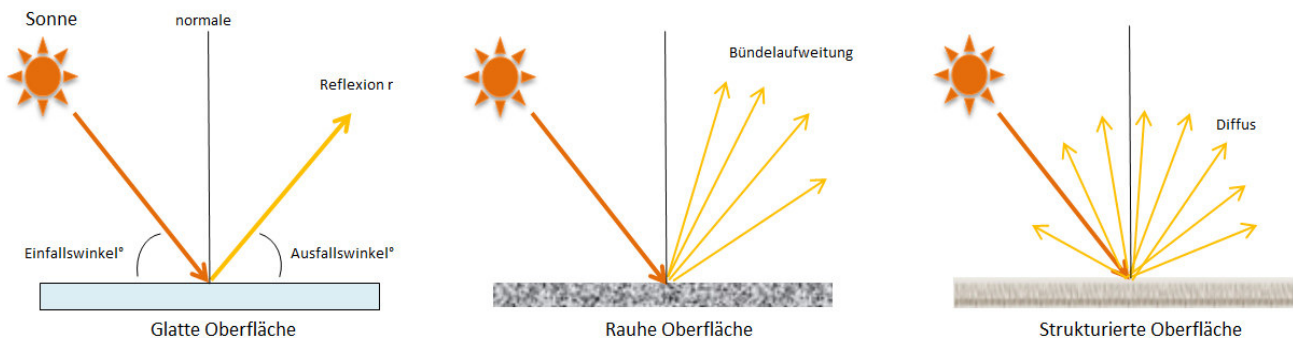


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Q-Cells 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 SPECIFICATION

Format	2080 mm × 1030 mm × 35 mm (including frame)
Weight	25.0 kg
Front Cover	3,2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 × 24 monocrystalline Q.ANTUM solar half cells
Junction box	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) ≥ 1400 mm, (-) ≥ 1400 mm
Connector	Stäubli MC4-Evo2; IP68

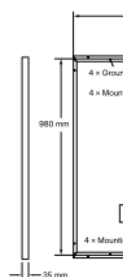


Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

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

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

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

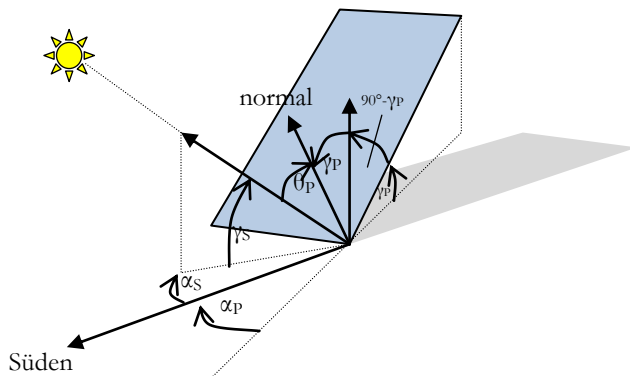


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

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

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

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

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

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

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

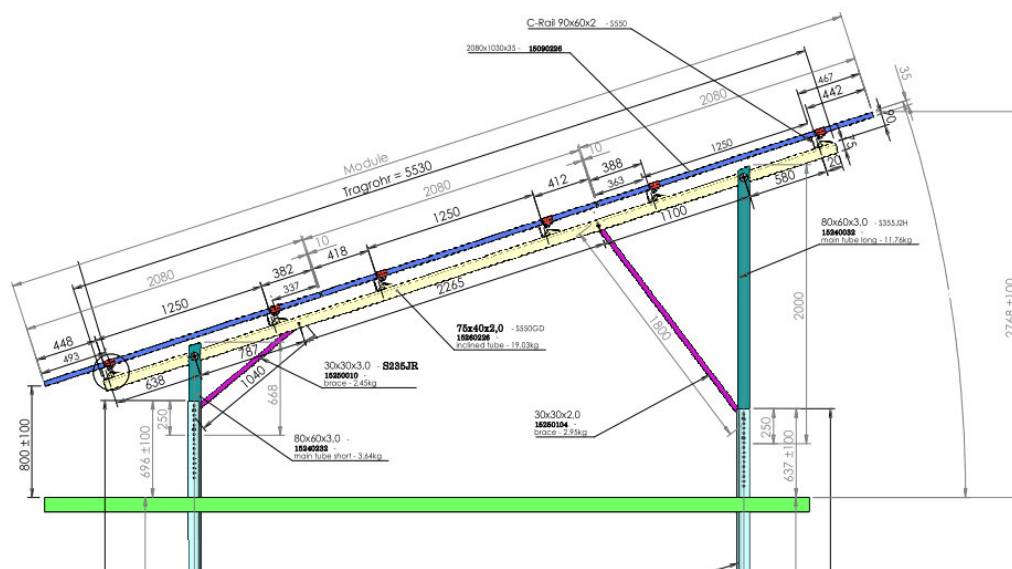


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Q-Cells (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut)	185° (180° = Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,85 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	n.v.
Anzahl Messpunkte Gebäude	n.v.
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelt)

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 Oberteich wurden insgesamt 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke festgelegt und die im Jahres- und Tagesverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 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 weiterführender 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)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

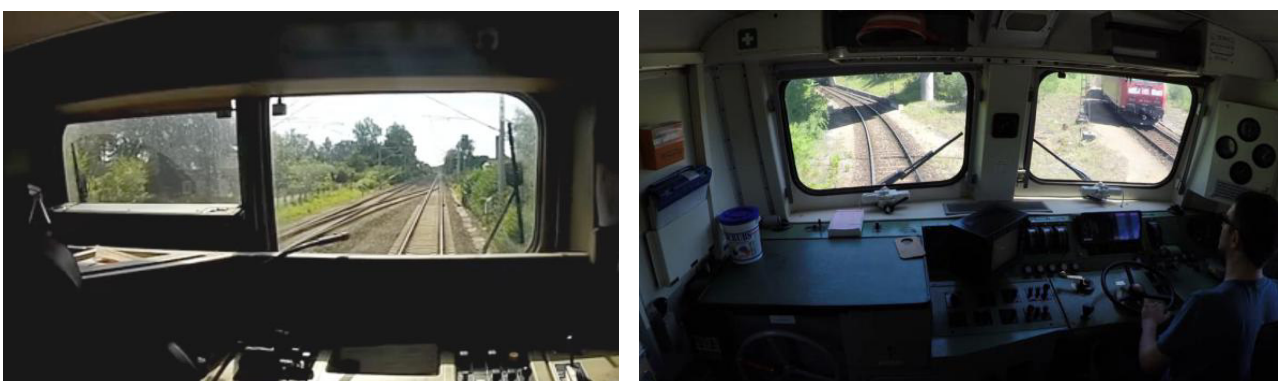


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

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.

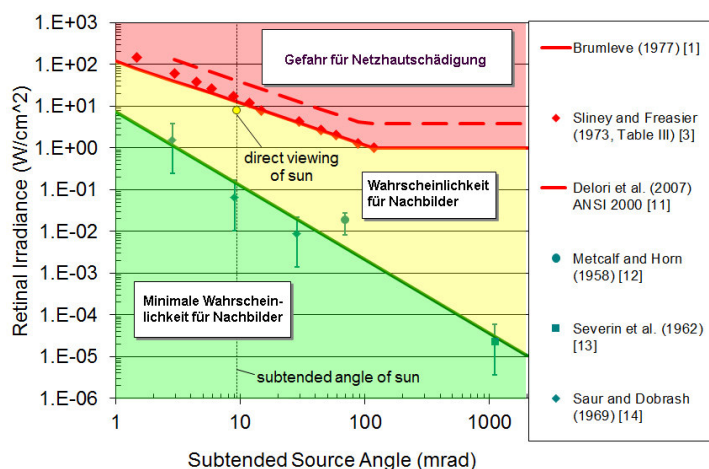


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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 Oberteich 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 Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

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 zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Details zu den jeweiligen Messpunkten werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld
P1 Bahnstrecke südöstlich	1756 ^W
P2 Bahnstrecke östlich	3182 ^W
P3 Bahnstrecke nördlich	0

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. Mai - 08. August in der Zeit zwischen 18:16 Uhr - 18:49 Uhr für maximal 20 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P2

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
03. Mai	08. August	20	1756	18:16	18:49

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum Mai – August.

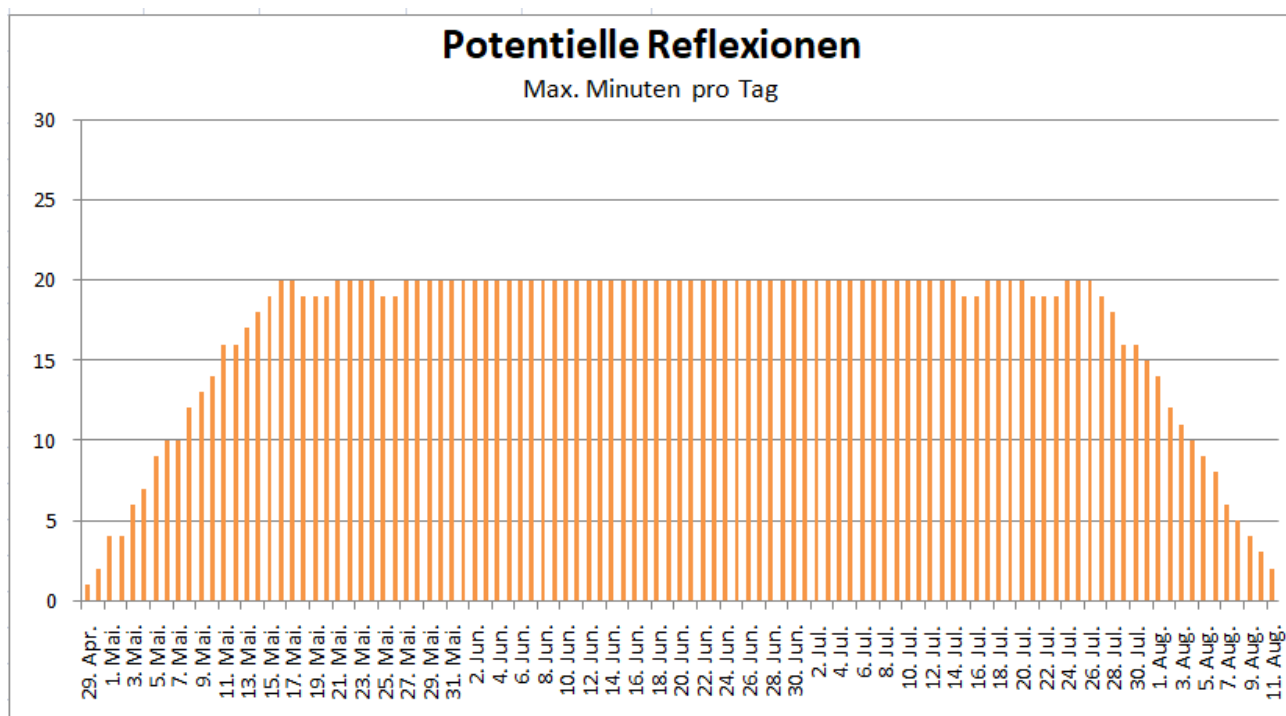


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit ca. -22° bis -46° westlich (links) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann demnach mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.



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 ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die Skizze verdeutlicht, dass Reflexionen nur außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels auftreten können und daher zu vernachlässigen sind.

Das folgende Bild zeigt die Situation in der Realität am Messpunkt P1 bei Fahrt Richtung Nordwesten. Der relevante Sichtbereich des Zugführers ist leicht heller dargestellt (siehe auch Bild 3.6.2). Die Fläche der PV Anlage befindet sich links im Bild.

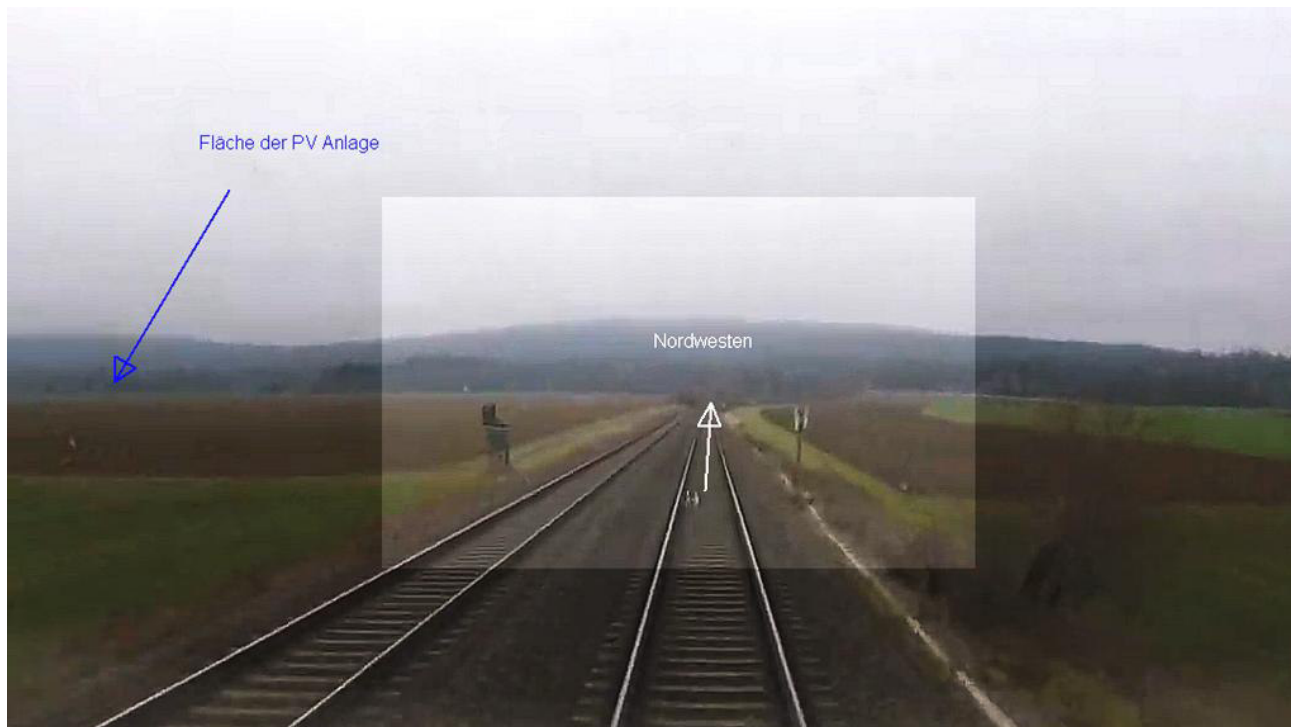


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video [oL62XgX6N_A](https://www.youtube.com/watch?v=oL62XgX6N_A) von heisserreifen, Minute 32:31)

Zum Vergleich die Situation als Pseudo 3D. Links im Bild ist die Fläche der PV Anlage erkennbar (blau) und am linken Rand potentielle Reflexionen (gelb).

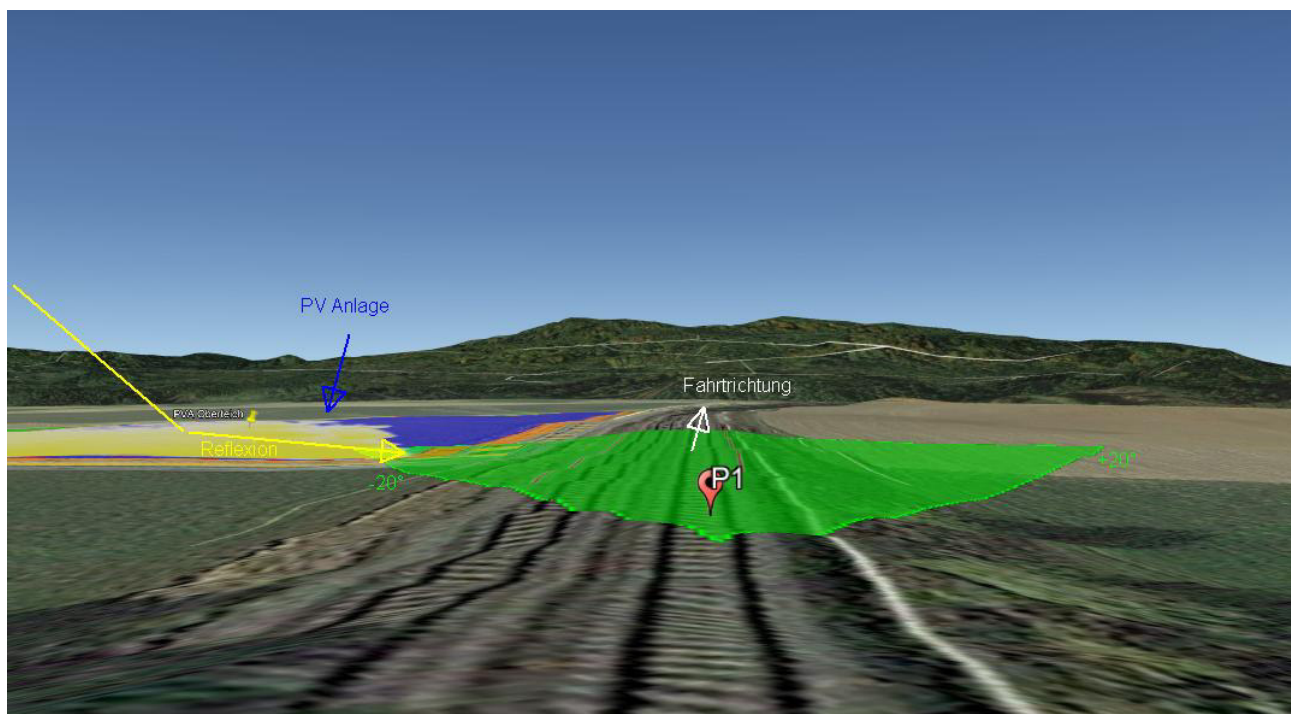


Bild 4.2.3: Situation am Messpunkt P1, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2

Auch am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 18. April - 22. August in der Zeit zwischen 17:56 Uhr - 18:49 Uhr für maximal 32 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Aufgrund des minimal anderen Streckenverlaufes liegen die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 ebenfalls mit ca. -22° bis -45° westlich (links) zur Fahrtrichtung außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann daher auch am Messpunkt P2 mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB-Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.



Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P2 (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 ist der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Die Skizze verdeutlicht, dass Reflexionen nur außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels auftreten können und daher zu vernachlässigen sind.

Das folgende Bild zeigt die Situation in der Realität am Messpunkt P2 bei Fahrt Richtung Nordwesten. Die Fläche der PV Anlage befindet sich links im Bild und ist aufgrund der eingeschränkten Sicht im Führerstand für Zugführer überwiegend nicht einsehbar.



Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video [oL62XgX6N_A](https://www.youtube.com/watch?v=oL62XgX6N_A) von heisserreifen, Minute 32:36)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3

Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke nördlich der PV Anlage kann lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 3 exemplarisch gewählten Messpunkten auf der Bahnstrecke Hof-Regensburg im Bereich der geplanten PV Anlage Oberteich ergibt eine theoretische aber geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Diese können rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten zwischen 18:16 – 18:49 Uhr in westlicher Richtung auftreten, liegen allerdings außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Beeinträchtigungen für Zugführer können mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Potentielle Reflexionen wären nur wahrnehmbar wenn der Zugführer den Blick vom Schienenverlauf abgewendet und über einen Zeitraum von ca. 10-15 Sekunden direkt in Richtung der Reflexionen blickt. Aber selbst dann könnte sich eine Blendwirkung nur in Form von kurzzeitigen Nachbildern bemerkbar machen.

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

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

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

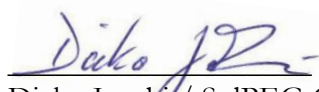
Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch Reflexionen kann 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 03.12.2020


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

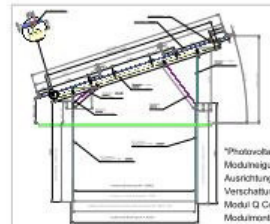
⁸ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Lageplan (unmaßstäblich)

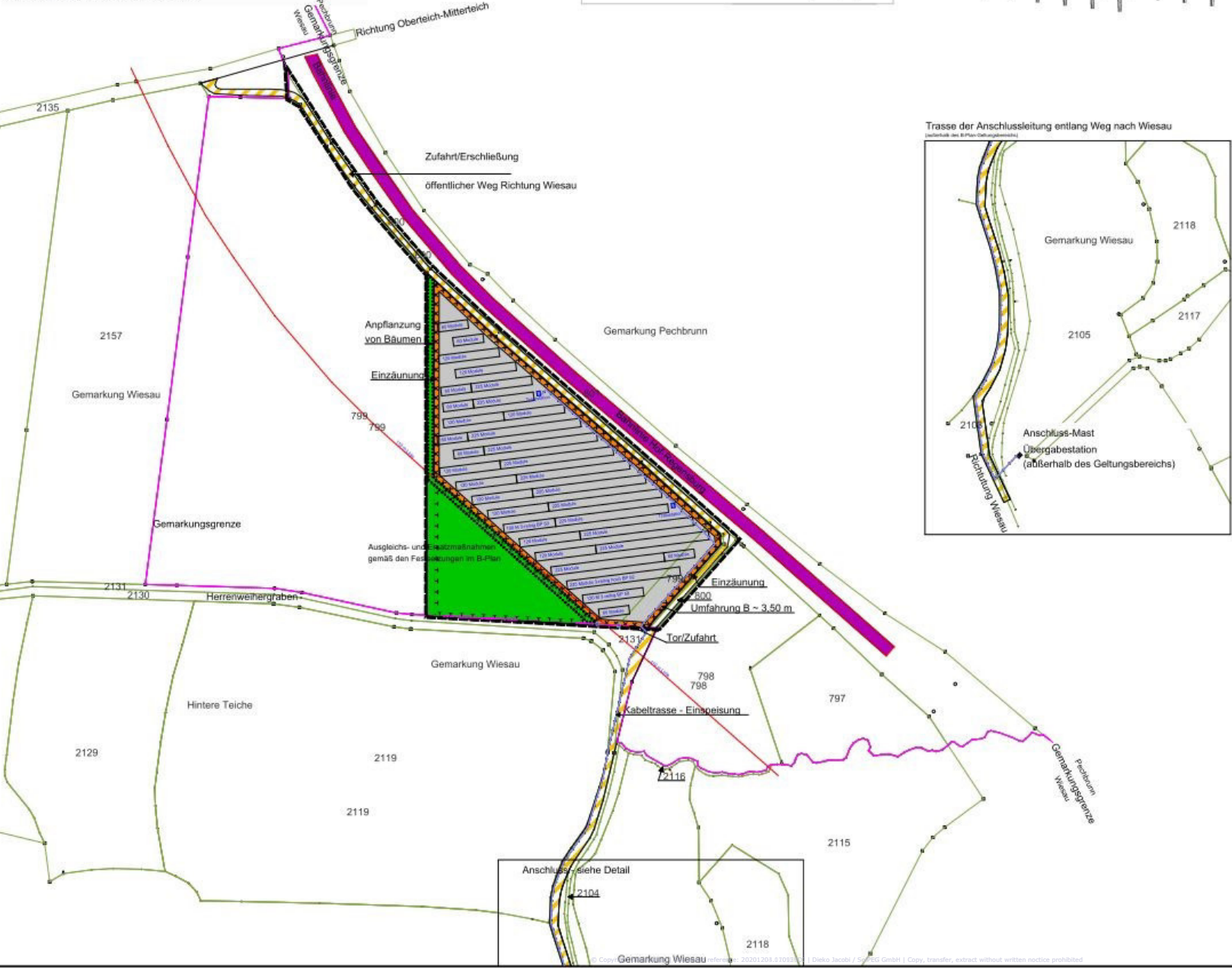
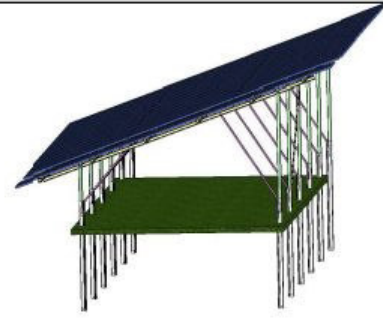
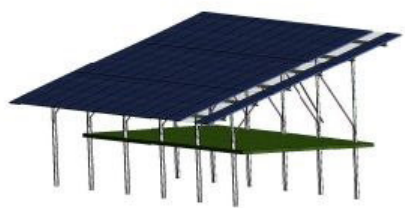


Räumlicher Geltungsbereich des Vorhaben- und Erschließungsplans und somit auch des vorhabenbezogenen B-Plans Sondergebiet Sonnenenergienutzung „Photovoltaikanlage Oberteich, an der Bahn“ (DTK 50; unmaßstäblich)

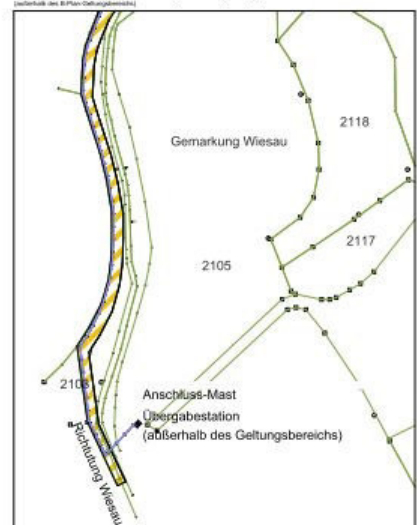
Gesamtfläche V+E-Plan
29.638,74 qm
Baufeld incl. innerer Erschließung
22.927,25 qm
verfügbare Ausgleichsfläche
6.711,49 qm



„Photovoltaikanlage Oberteich, an der Bahn“
Modulneigung - 18°
Ausrichtung - 173°
Verschattungswinkel - 18°
Modul Q Cells 430 Wp
Modulanlage 3-reihig hoch
Modulanzahl - 4.635
Wechselrichteranzahl 11 x BP 92; 16 x BP 50
Gesamtmodulleistung - 1.993,05 kWp



Trasse der Anschlussleitung entlang Weg nach Wiesau



Vorhaben- und Erschließungsplan
zum Vorhabenbezogenen Bebauungsplan mit
integrierter Grünordnung
„Photovoltaikanlage Oberteich, an der Bahn“
Stand September 2020

Stadt Mitterteich
Landkreis Tirschenreuth
Vorhabenträger:
Markus Wührl, Oberteich

MASSSTAB : 1:1000
DATUM : 03.09.2020
BEARBEITET : G.Hilgers



Q.PEAK DUO L-G8.2

415-430

ENDURING HIGH
PERFORMANCE



Q.ANTUM TECHNOLOGY: LOW LEVELISED COST OF ELECTRICITY

Higher yield per surface area, lower BOS costs, higher power classes, and an efficiency rate of up to 20.3%.



INNOVATIVE ALL-WEATHER TECHNOLOGY

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



ENDURING HIGH PERFORMANCE

Long-term performance with Anti LID Technology, Hot-Spot Protect and Traceable Quality Tra.Q™.



EXTREME WEATHER RATING

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400Pa) and wind loads (2400Pa).



A RELIABLE INVESTMENT

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty¹.



STATE OF THE ART MODULE TECHNOLOGY

Q.ANTUM DUO combines cutting edge cell separation and innovative 12-busbar design with Q.ANTUM Technology.

¹ See data sheet on rear for further information.

THE IDEAL SOLUTION FOR:



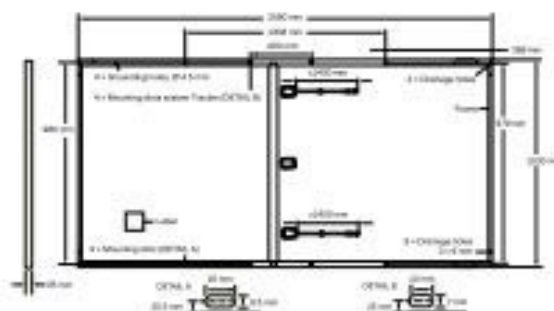
Rooftop arrays on commercial/industrial buildings



Ground-mounted solar power plants

MECHANICAL SPECIFICATION

Format	2090mm × 1030mm × 35mm (including frame)
Weight	25.0kg
Frost Cover	3.2mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 × 24 monocrystalline Q CELLS solar half cells
Junction box	53-101mm × 32-60mm × 15-18mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) ≥1400mm, (-) ≥1400mm
Connector	Stäubli MC4-Evo2; IP68



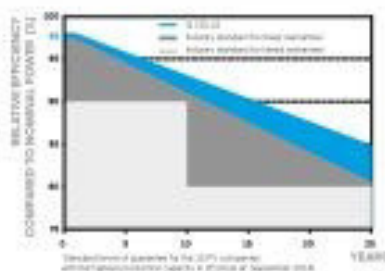
ELECTRICAL CHARACTERISTICS

POWER CLASS		415	420	425	430	
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC ¹ (POWER TOLERANCE +5W / -0W)						
Minimum	Power at MPP ¹	P_{MPP} [W]	415	420	425	430
	Short Circuit Current ¹	I_{SC} [A]	10.69	10.74	10.78	10.83
	Open Circuit Voltage ¹	V_{OC} [V]	45.59	45.84	45.99	46.33
	Current at MPP	I_{MPP} [A]	10.18	10.22	10.27	10.31
	Voltage at MPP	V_{MPP} [V]	40.77	41.08	41.39	41.70
	Efficiency ¹	η [%]	≥19.4	≥19.6	≥19.8	≥20.1
MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NMOT ¹						
Minimum	Power at MPP	P_{MPP} [W]	310.8	314.5	318.3	322.0
	Short Circuit Current	I_{SC} [A]	8.61	8.65	8.69	8.72
	Open Circuit Voltage	V_{OC} [V]	45.82	46.05	46.29	46.52
	Current at MPP	I_{MPP} [A]	8.01	8.05	8.08	8.12
	Voltage at MPP	V_{MPP} [V]	38.79	39.09	39.38	39.67

¹Measurement tolerances: P_{MPP} ±3%; I_{SC} , V_{OC} ±5% at STC: 1000W/m², 25 ± 2°C, AM 1.5 according to IEC 60904-3 + IEC 600W/m², NMOT, spectrum AM1.5

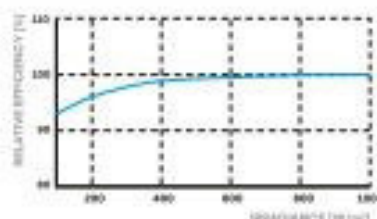
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



At least 98% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.54% degradation per year. At least 93.1% of nominal power up to 10 years. At least 80% of nominal power up to 25 years.

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



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

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficient of I_{SC}	α [%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of V_{OC}	β [%/K]	-0.27
Temperature Coefficient of P_{MPP}	γ [%/K]	-0.35	Nominal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43 ± 3

PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage	V_{SYS} [V]	1500 (IEC)/1500 (UL)	PV module classification	Class II
Maximum Reverse Current	I_R [A]	20	Fire Rating based on ANSI/UL 1703	C / TYPE 1
Max. Design Load, Push / Pull	[Pa]	3600 / 1600	Permitted Module Temperature on Continuous Duty	-40°C - +85°C
Max. Test Load, Push / Pull	[Pa]	5400 / 2400		

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

IEC 61215:2016; IEC 61730:2016;
This datasheet complies with DIN EN 50380.



PACKAGING INFORMATION

Number of Modules per Pallet	28
Number of Pallets per Trailer (24t)	24
Number of Pallets per 40' HC-Container (28t)	22
Pallet Dimensions (L × W × H)	2150 × 1150 × 1220mm
Pallet Weight	779kg

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.

Made in Korea

Hanwha Q CELLS Australia Pty Ltd

Suite L, Level L, 15 Blue Street, North Sydney, NSW 2060, Australia | TEL +61 (0)2 9016 3033 | FAX +61 (0)2 9016 3032 | EMAIL q-cells-australia@q-cells.com | WEB www.q-cells.com/au

Engineered in Germany

Q CELLS

Site Configuration: Oberteich



Created **Nov. 19, 2020 8:36 a.m.**
 Updated **Dec. 2, 2020 10:56 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 **UTC+1**
 Site Configuration ID: 45931.1215

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	185.0	0	10,271	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 185.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 6.55 mrad
Approx. area: 23,427 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.940280	12.188049	528.63	0.00	528.63
2	49.938651	12.190881	524.52	0.00	524.52
3	49.938081	12.189945	523.25	0.00	523.25
4	49.938105	12.189610	523.56	0.00	523.56
5	49.939000	12.188033	525.16	0.00	525.16



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.938318	12.191557	524.57	2.00	526.57
OP 2	49.939375	12.189798	526.51	2.00	528.51
OP 3	49.940562	12.187995	528.49	2.00	530.49

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	20.0	185.0	0	10,271	-	

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

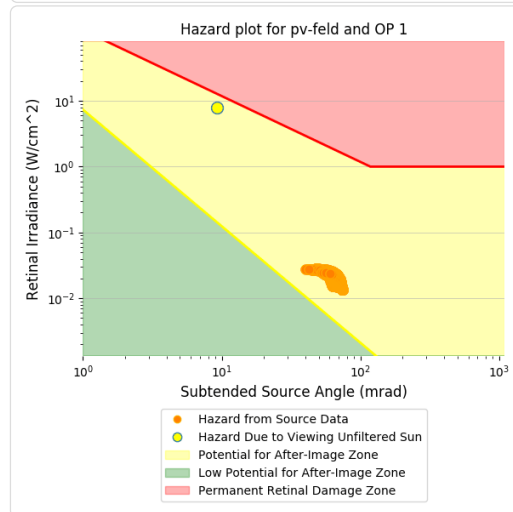
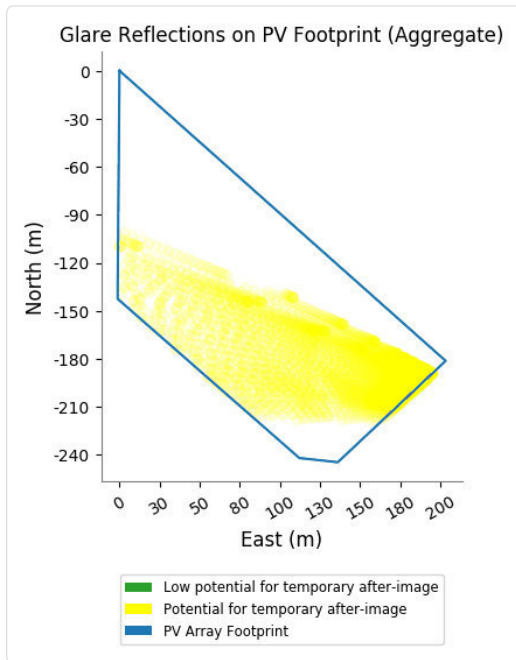
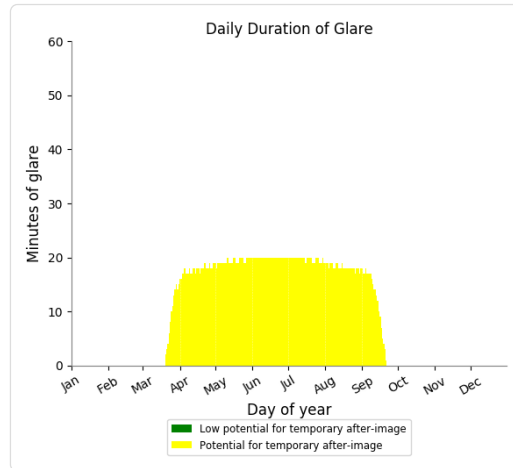
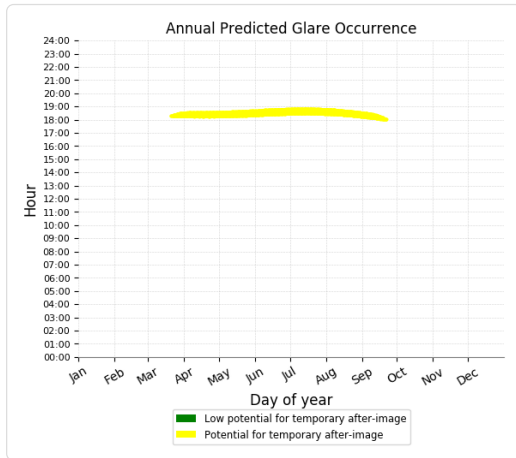


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3283
OP: OP 2	0	6988
OP: OP 3	0	0

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

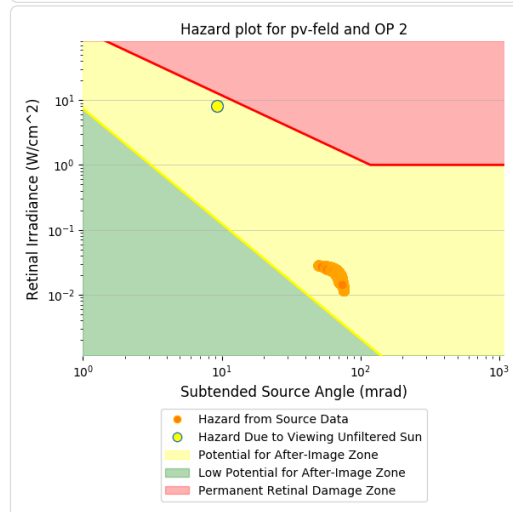
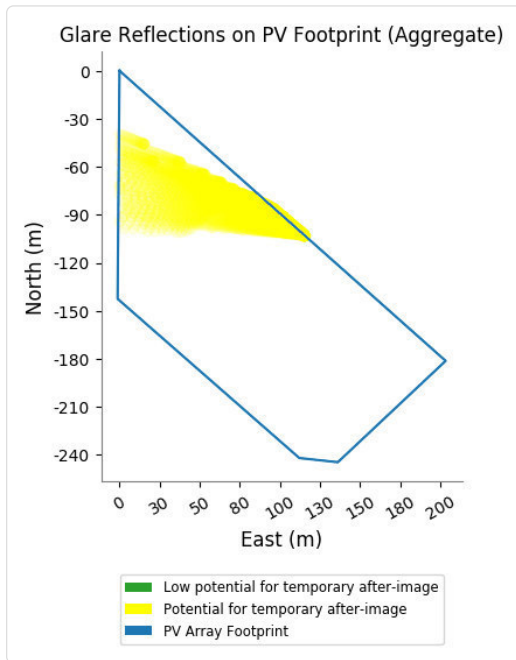
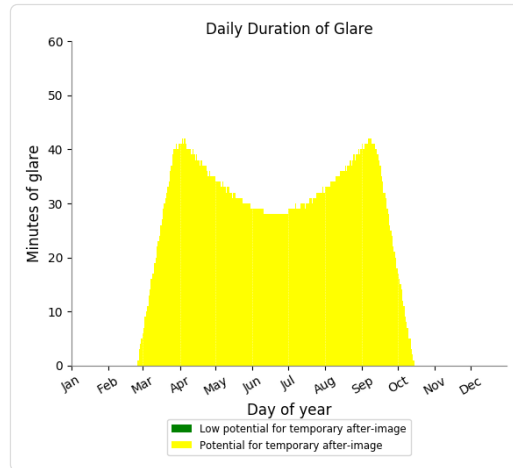
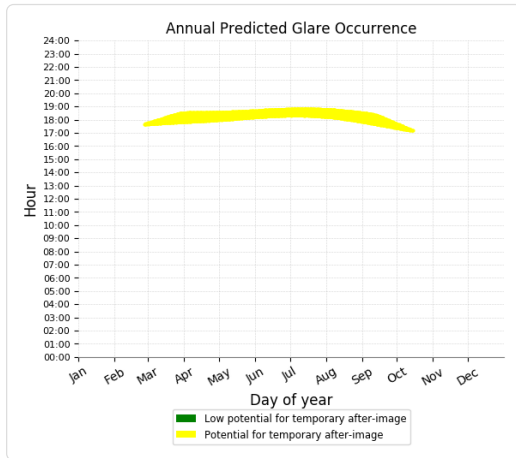
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,283 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.
- 6,988 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

No glare found

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.

0,015433	540,5618	2	0,485325	0,023498	0,061194	269,2	0,2	-1	-0,015	0,003	0,998	-0,011	0,068	29. Apr.	1	18:16	18:16
0,015095	538,2097	2	0,496152	0,023918	0,058887	269,4	0	-1	-0,011	0	0,998	-0,012	0,064	30. Apr.	2	18:16	18:17
0,015598	546,8332	2	0,475435	0,023286	0,062317	269,4	0,5	-1	-0,01	0,008	0,997	-0,018	0,069	1. Mai.	4	18:16	18:19
0,015333	544,5054	2	0,486044	0,023705	0,060319	269,6	0,3	-1	-0,007	0,006	0,998	-0,019	0,065	2. Mai.	4	18:16	18:19
0,014866	542,1734	2	0,49689	0,02413	0,05747	269,8	0,2	-1	-0,003	0,003	0,998	-0,02	0,061	3. Mai.	6	18:16	18:21
0,015396	546,0914	2	0,476145	0,023289	0,06157	269,9	0,6	-1	-0,002	0,011	0,997	-0,026	0,066	4. Mai.	7	18:16	18:22
0,015025	543,7687	2	0,486771	0,023708	0,059133	270,1	0,5	-1	0,001	0,008	0,998	-0,027	0,062	5. Mai.	9	18:16	18:24
0,014372	541,4419	2	0,497635	0,024133	0,055446	270,3	0,3	-1	0,005	0,005	0,998	-0,027	0,058	6. Mai.	10	18:16	18:25
0,014736	539,1109	2	0,508741	0,024566	0,055881	270,5	0,1	-1	0,008	0,003	0,998	-0,028	0,053	7. Mai.	10	18:17	18:26
0,015486	549,9442	2	0,466455	0,022976	0,062669	270,1	0,9	-1	0,002	0,016	0,997	-0,033	0,067	8. Mai.	12	18:17	18:28
0,015195	547,6412	2	0,476866	0,023391	0,060566	270,3	0,8	-1	0,006	0,014	0,997	-0,034	0,063	9. Mai.	13	18:17	18:29
0,014668	545,3342	2	0,487509	0,023812	0,057461	270,5	0,6	-1	0,009	0,011	0,998	-0,034	0,059	10. Mai.	14	18:17	18:30
0,014168	543,023	2	0,498389	0,02424	0,054312	270,7	0,5	-1	0,012	0,008	0,998	-0,035	0,055	11. Mai.	16	18:17	18:32
0,014249	540,7076	2	0,509513	0,024676	0,053577	270,9	0,3	-1	0,016	0,005	0,998	-0,036	0,05	12. Mai.	16	18:18	18:33
0,014607	538,3882	2	0,520885	0,025118	0,054006	271,1	0,1	-1	0,019	0,002	0,998	-0,037	0,046	13. Mai.	17	18:18	18:34
0,015605	556,0183	2	0,456972	0,022758	0,063638	270,4	1,2	-1	0,007	0,022	0,997	-0,04	0,069	14. Mai.	18	18:18	18:35
0,015383	553,7391	2	0,467172	0,023171	0,061813	270,6	1,1	-1	0,01	0,019	0,997	-0,04	0,064	15. Mai.	19	18:18	18:36
0,014961	551,4556	2	0,477598	0,02359	0,059174	270,8	0,9	-1	0,014	0,016	0,997	-0,041	0,06	16. Mai.	20	18:18	18:37
0,014557	549,1681	2	0,488258	0,024016	0,056502	271	0,8	-1	0,017	0,013	0,998	-0,042	0,056	17. Mai.	20	18:18	18:37
0,014649	546,8764	2	0,499155	0,02445	0,055809	271,2	0,6	-1	0,02	0,011	0,998	-0,043	0,051	18. Mai.	19	18:19	18:37
0,014991	544,5806	2	0,510296	0,024891	0,056122	271,4	0,4	-1	0,024	0,008	0,998	-0,044	0,047	19. Mai.	19	18:19	18:37
0,014754	542,2807	2	0,521685	0,025339	0,054083	271,5	0,3	-1	0,027	0,005	0,998	-0,044	0,043	20. Mai.	19	18:19	18:37
0,01542	539,9768	2	0,533327	0,025794	0,055677	271,7	0,1	-1	0,03	0,002	0,998	-0,045	0,039	21. Mai.	20	18:19	18:38
0,015631	559,7381	2	0,447695	0,022445	0,064505	270,7	1,6	-1	0,011	0,027	0,996	-0,047	0,07	22. Mai.	20	18:19	18:38
0,015468	557,4781	2	0,457687	0,022853	0,062908	270,8	1,4	-1	0,015	0,024	0,997	-0,047	0,066	23. Mai.	20	18:19	18:38
0,015136	555,2139	2	0,467902	0,023269	0,060643	271	1,2	-1	0,018	0,022	0,997	-0,048	0,061	24. Mai.	20	18:19	18:38
0,01452	552,9456	2	0,478345	0,023691	0,057164	271,2	1,1	-1	0,021	0,019	0,997	-0,049	0,057	25. Mai.	19	18:20	18:38
0,014919	550,6732	2	0,489021	0,02412	0,057705	271,4	0,9	-1	0,025	0,016	0,997	-0,05	0,053	26. Mai.	19	18:21	18:39
0,015244	548,3967	2	0,499934	0,024556	0,057918	271,6	0,8	-1	0,028	0,013	0,998	-0,05	0,048	27. Mai.	20	18:21	18:40
0,014557	546,1162	2	0,511091	0,025	0,054085	271,8	0,6	-0,999	0,031	0,01	0,998	-0,051	0,044	28. Mai.	20	18:21	18:40
0,015703	543,8315	2	0,522497	0,025451	0,057558	272	0,4	-0,999	0,035	0,008	0,998	-0,052	0,04	29. Mai.	20	18:21	18:40
0,01565	541,5429	2	0,534156	0,025909	0,056295	272,2	0,3	-0,999	0,038	0,005	0,998	-0,053	0,036	30. Mai.	20	18:21	18:40
0,015151	539,2502	2	0,546075	0,026375	0,053256	272,4	0,1	-0,999	0,041	0,002	0,998	-0,053	0,031	31. Mai.	20	18:21	18:40
0,01552	561,1631	2	0,448411	0,022538	0,063874	271,1	1,7	-0,999	0,019	0,03	0,996	-0,054	0,067	1. Jun.	20	18:21	18:40
0,015264	558,9179	2	0,458418	0,022949	0,061917	271,3	1,5	-0,999	0,023	0,027	0,997	-0,055	0,063	2. Jun.	20	18:21	18:40
0,014771	556,6687	2	0,468649	0,023367	0,058982	271,5	1,4	-0,999	0,026	0,024	0,997	-0,056	0,058	3. Jun.	20	18:22	18:41
0,014271	554,4153	2	0,479107	0,023792	0,05588	271,7	1,2	-0,999	0,029	0,021	0,997	-0,057	0,054	4. Jun.	20	18:23	18:42
0,014404	552,1579	2	0,489799	0,024223	0,055356	271,9	1,1	-0,999	0,033	0,019	0,997	-0,057	0,05	5. Jun.	20	18:23	18:42
0,014878	549,8964	2	0,500728	0,024663	0,05622	272,1	0,9	-0,999	0,036	0,016	0,997	-0,058	0,045	6. Jun.	20	18:23	18:42
0,015919	547,6309	2	0,511901	0,025109	0,059153	272,3	0,7	-0,999	0,039	0,013	0,997	-0,059	0,041	7. Jun.	20	18:23	18:42
0,015558	545,3613	2	0,523322	0,025563	0,056746	272,4	0,6	-0,999	0,043	0,01	0,998	-0,06	0,037	8. Jun.	20	18:24	18:43
0,015534	543,0878	2	0,534998	0,026024	0,055584	272,6	0,4	-0,999	0,046	0,007	0,998	-0,06	0,032	9. Jun.	20	18:24	18:43
0,014957	540,8103	2	0,546933	0,026493	0,052189	272,8	0,3	-0,999	0,049	0,004	0,998	-0,061	0,028	10. Jun.	20	18:24	18:43
0,0141	538,5287	2	0,559134	0,02697	0,047349	273	0,1	-0,999	0,053	0,002	0,998	-0,062	0,024	11. Jun.	20	18:24	18:43
0,015603	567,0183	2	0,439341	0,022313	0,064734	271,4	2	-0,999	0,024	0,035	0,996	-0,061	0,068	12. Jun.	20	18:24	18:43
0,015412	564,796	2	0,449145	0,022721	0,063029	271,6	1,9	-0,999	0,027	0,032	0,996	-0,062	0,064	13. Jun.	20	18:25	18:44
0,015021	562,5697	2	0,459167	0,023137	0,060531	271,7	1,7	-0,999	0,03	0,029	0,996	-0,063	0,059	14. Jun.	20	18:25	18:44
0,01462	560,3392	2	0,469413	0,023559	0,0579	271,9	1,5	-0,999	0,034	0,027	0,996	-0,063	0,055	15. Jun.	20	18:25	18:44

03.05.2020 08.08.2020 20 1756 18:16 18:49

Potentielle Reflexionen am Messpunkt 1:
 1756 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 1274 Minuten pro Jahr mit Sichtschutz durch Blattwerk (Juni-September)
 482 Minuten pro Jahr ohne Sichtschutz durch Blattwerk (Oktober-Mai)
 20 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 3284 Einträgen):
 1.: Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (bzw. Sonnenuntergang)
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 10° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

