

# SolPEG Blendgutachten Solarpark Denklingen

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Denklingen in Oberbayern**

**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

<b>1</b>	<b>Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1	Beauftragung .....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung .....</b>	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude .....	7
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....</b>	<b>8</b>
3.1	Rechtliche Hinweise.....	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen .....	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage .....	11
3.5	Standorte für die Analyse .....	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren.....	13
<b>4</b>	<b>Ergebnisse.....</b>	<b>17</b>
4.1	Ergebnisübersicht.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstecke südlich .....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstecke südwestlich.....	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstecke südöstlich .....	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnübergang .....	21
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Gewerbegebiet.....	21
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>22</b>
5.1	Zusammenfassung.....	22
5.2	Beurteilung der Ergebnisse .....	22
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>23 - 33</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Denklingen

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Denklingen“ für die Bahnstrecke Landsberg-Schongau 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-Leitlinie<sup>1</sup>, 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 „Denklingen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke Landsberg-Schongau (Fuchstalbahn).

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.

---

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südöstlich angrenzend an die Ortschaft Denklingen, ca. 15 km südlich von Landsberg am Lech in Oberbayern. Entlang der Flächen verläuft die eingleisige Strecke der Fuchstalbahn (Landsberg-Schongau). Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südöstlich angrenzend an die Ortschaft Denklingen in Oberbayern. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">47.910°N, 10.865°O 685 m ü.N.N.</a>
Grenzlänge entlang der Bahnstrecke	ca. 270 m (PV Feld Ost), ca. 50 m (PV Feld West)
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 5 m – 10 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	Nicht relevant

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

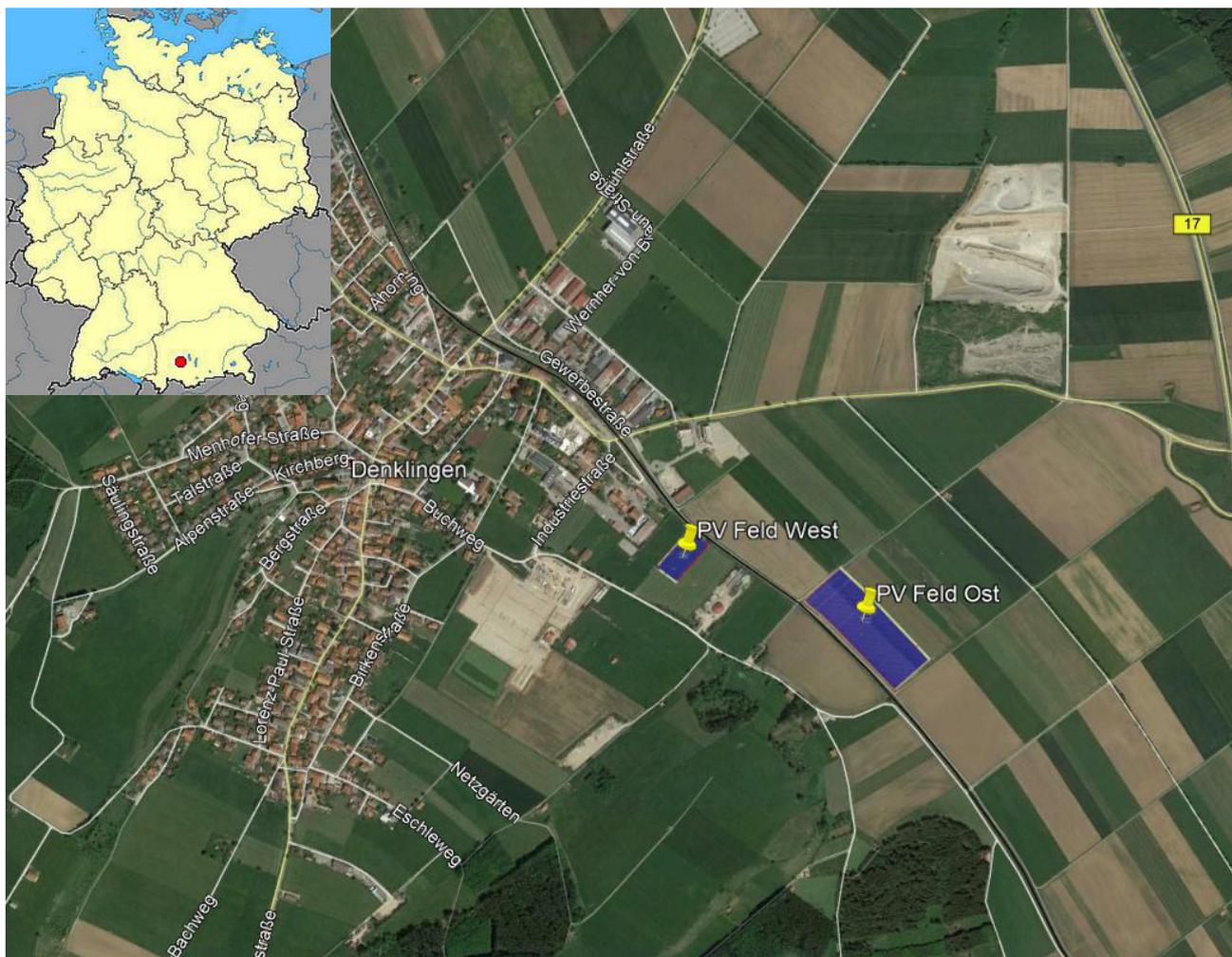


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung, PV Feld West.



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

Detailansicht der PV Anlage, PV Feld Ost.



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

Aktuelle Fotos von den PV Flächen, PV Feld West



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Auftraggeber)

Detailansicht der PV Anlage, PV Feld Ost.



Bild 2.1.5: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Auftraggeber)

## 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 West sowie Gebäude des westlich gelegenen Gewerbegebietes. Aufgrund der Ausrichtung der PV Module und des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude wahrscheinlich nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber der Standort wird dennoch untersucht. Andere umliegende Gebäudesind aufgrund der Lage und Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und eine nähere Untersuchung 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:

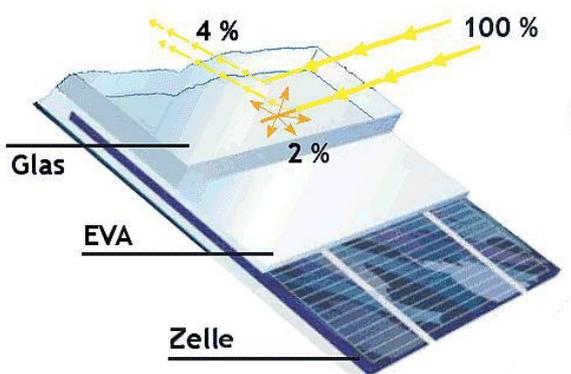


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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/m<sup>2</sup>) 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

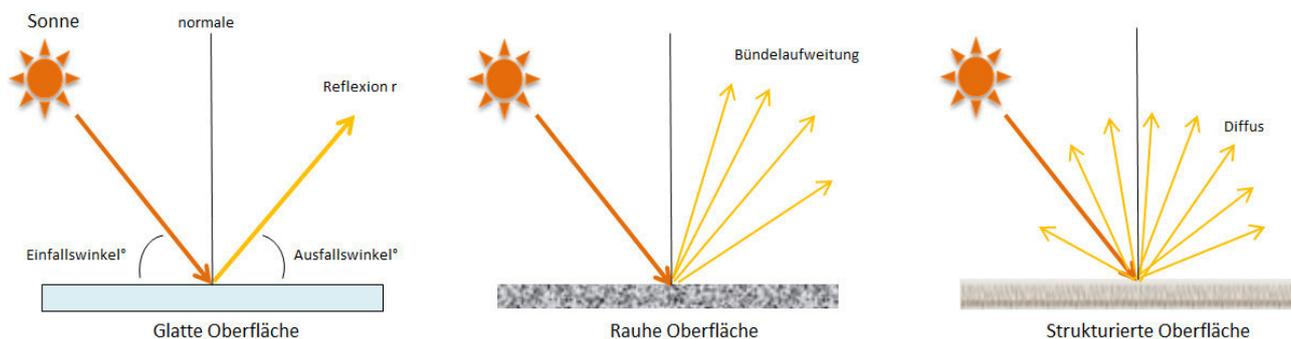


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers URECO 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 Data

Item	Specification
Dimensions	1684 mm (L) <sup>1</sup> x 1002 mm (W) <sup>1</sup> x 40 mm (D) <sup>2</sup> / 66.3" (L) <sup>1</sup> x 39.4" (W) <sup>1</sup> x 1.57" (D) <sup>2</sup>
Weight	18.6 kg
Solar Cell	120 half cut monocrystalline 6" silicon cells
Front Glass	High transmission tempered glass, 2mm thickness
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Cover	Composite film, white
Frame	Anodized aluminum frame

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 FAA<sup>2</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

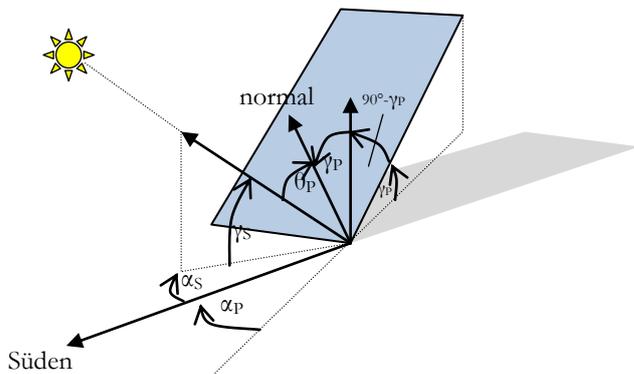


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie<sup>3</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>4</sup>, New Mexico überprüft.

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

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

<sup>4</sup> 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.

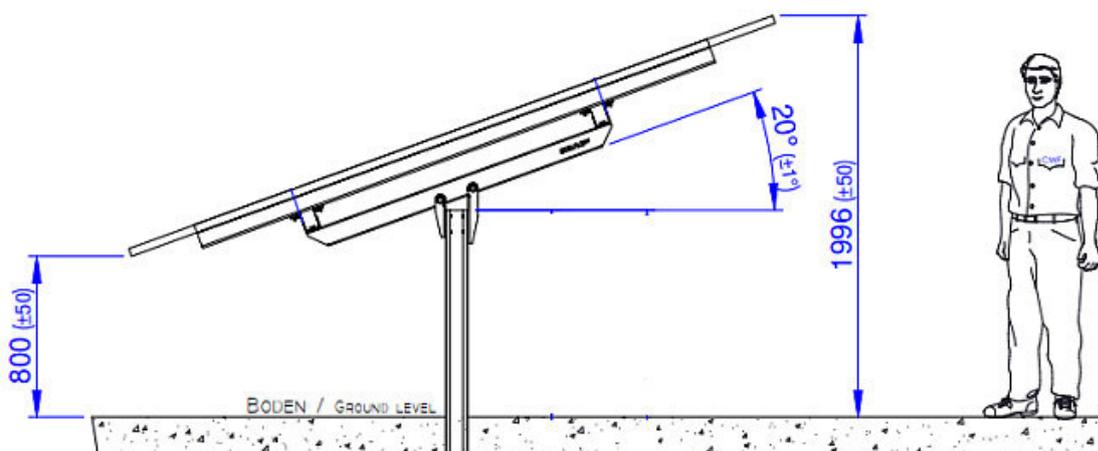


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul	URECO (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	2 Module hochkant übereinander
Ausrichtung (Azimut, 180° = Süden)	180° (PV Feld Ost), 130° (PV Feld West)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. 2,85 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	1.5 m
Anzahl Messpunkte Bahnstrecke	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Straße	1 Messpunkt (kombiniert)
Anzahl Messpunkte Gebäude	1 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2.5 m (Zugführer)

### 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 Denklingen wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt, 4 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude. Der Messpunkt P1 wird auch für die Beurteilung der angrenzenden Straße genutzt und Messpunkt P4 ist zu Kontrollzwecken im Bereich des Bahnüberganges festgelegt. Für die gewählten Messpunkte werden 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-P5:



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

### 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von 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 fehlt<sup>5</sup> 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.

<sup>5</sup> 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.

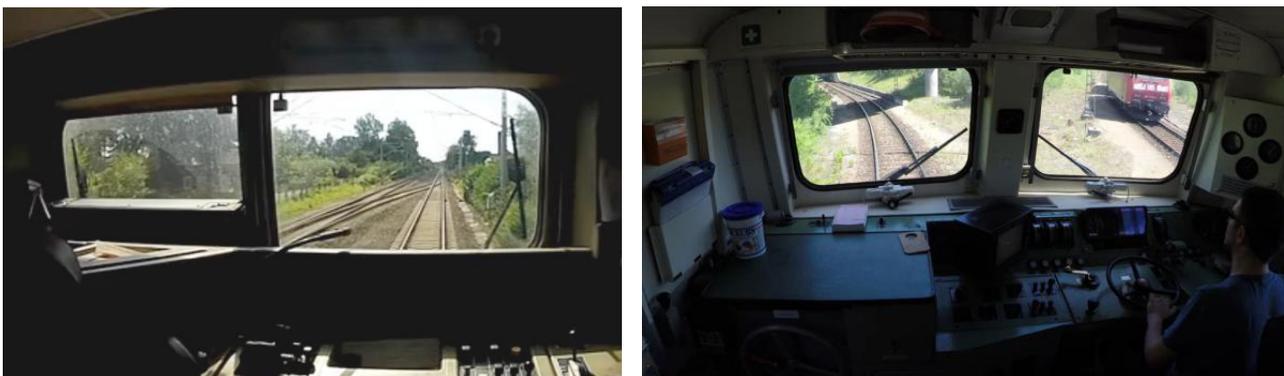


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

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 Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>6</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>7</sup> von ca. 78 % 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/m<sup>2</sup> 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/cm<sup>2</sup>) 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.

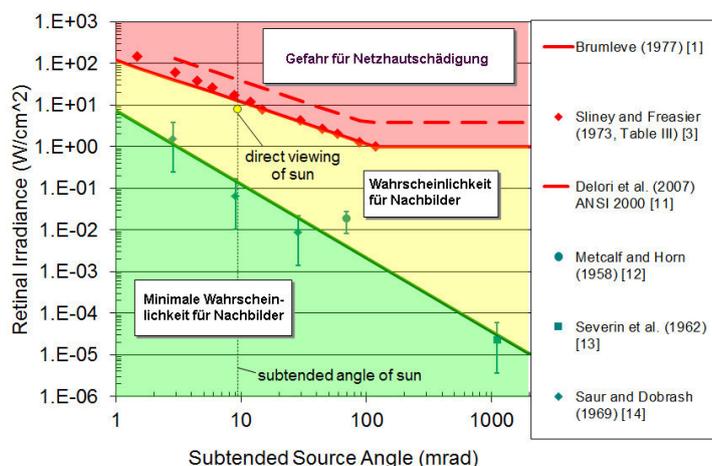


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

<sup>7</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2020\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png)

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Denklingen 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 West	PV Feld Ost
P1 Bahnstrecke südlich / Straße	0	0
P2 Bahnstrecke Mitte Ost	0	6539 <sup>W</sup>
P3 Bahnstrecke Mitte West	2788 <sup>W</sup>	0
P4 Bahnstrecke nördlich, Bahnübergang	0	0
P5 Gebäude westlich	0	0

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>G</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

### 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südlich

Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke kann lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann mit Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Ergebnisse gelten gleichermaßen für den parallel zur Bahnstrecke verlaufenden Buchweg, auch hier kann eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage ausgeschlossen werden.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstecke südwestlich

Auf der hier betrachteten Bahnstrecke (Fuchstalbahn) ist in diesem Bereich der Personenverkehr seit 1984 eingestellt und der verbliebene Gütertransport verkehrt unregelmäßig und mit geringer Frequenz. Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 05. April - 06. September in den frühen Morgenstunden in der Zeit zwischen 06:02 Uhr - 07:03 Uhr aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit ca.  $-43^\circ$  bis  $-78^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m). Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann demnach mit hinreichender Sicherheit 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 P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

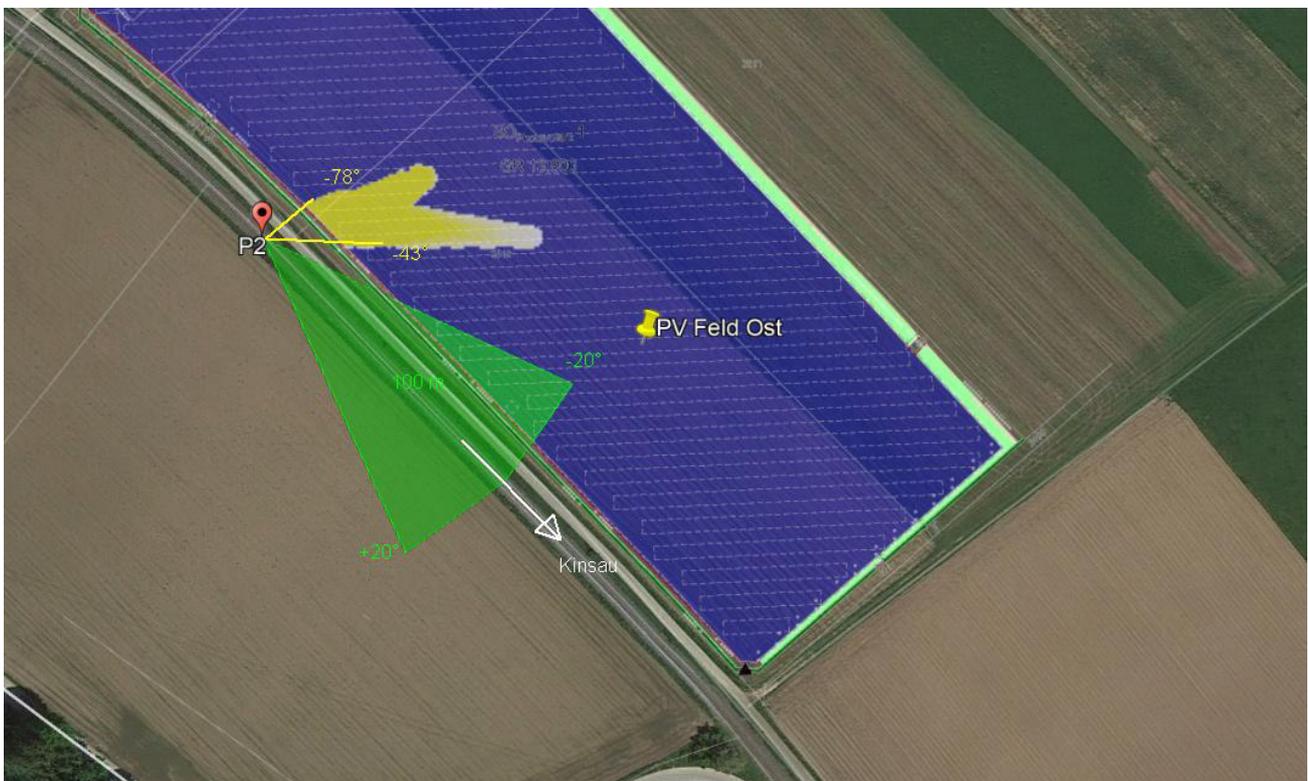


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstecke südöstlich

Auch am Messpunkt P3 auf der Bahnstecke können bei der Fahrt Richtung Nordwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld West auftreten. Aufgrund der Ausrichtung der PV Anlage können potentielle Reflexionen rein rechnerisch in der Zeit zwischen 15:20 Uhr - 16:40 Uhr für maximal 21 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen am Messpunkt P3 mit ca.  $-41^\circ$  bis  $-76^\circ$  links (westlich) zur Fahrtrichtung ebenfalls außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels. Eine Beeinträchtigung von Zugführern kann daher auch am Messpunkt P3 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 P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten dargestellt.

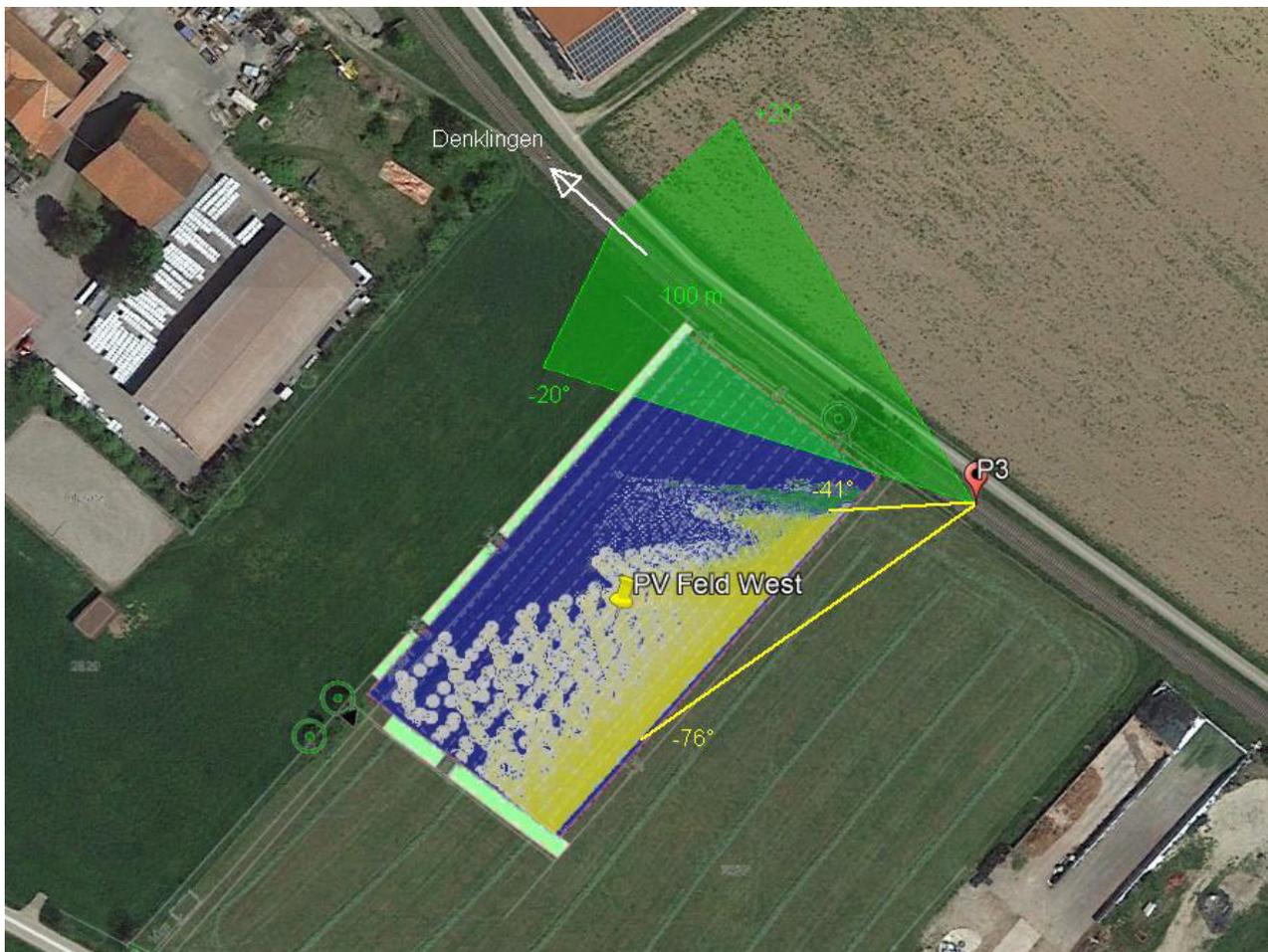


Bild 4.4.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Minutenwerte entsprechen den unbereinigten Rohdaten.

### PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

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

- 3,318 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,110 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

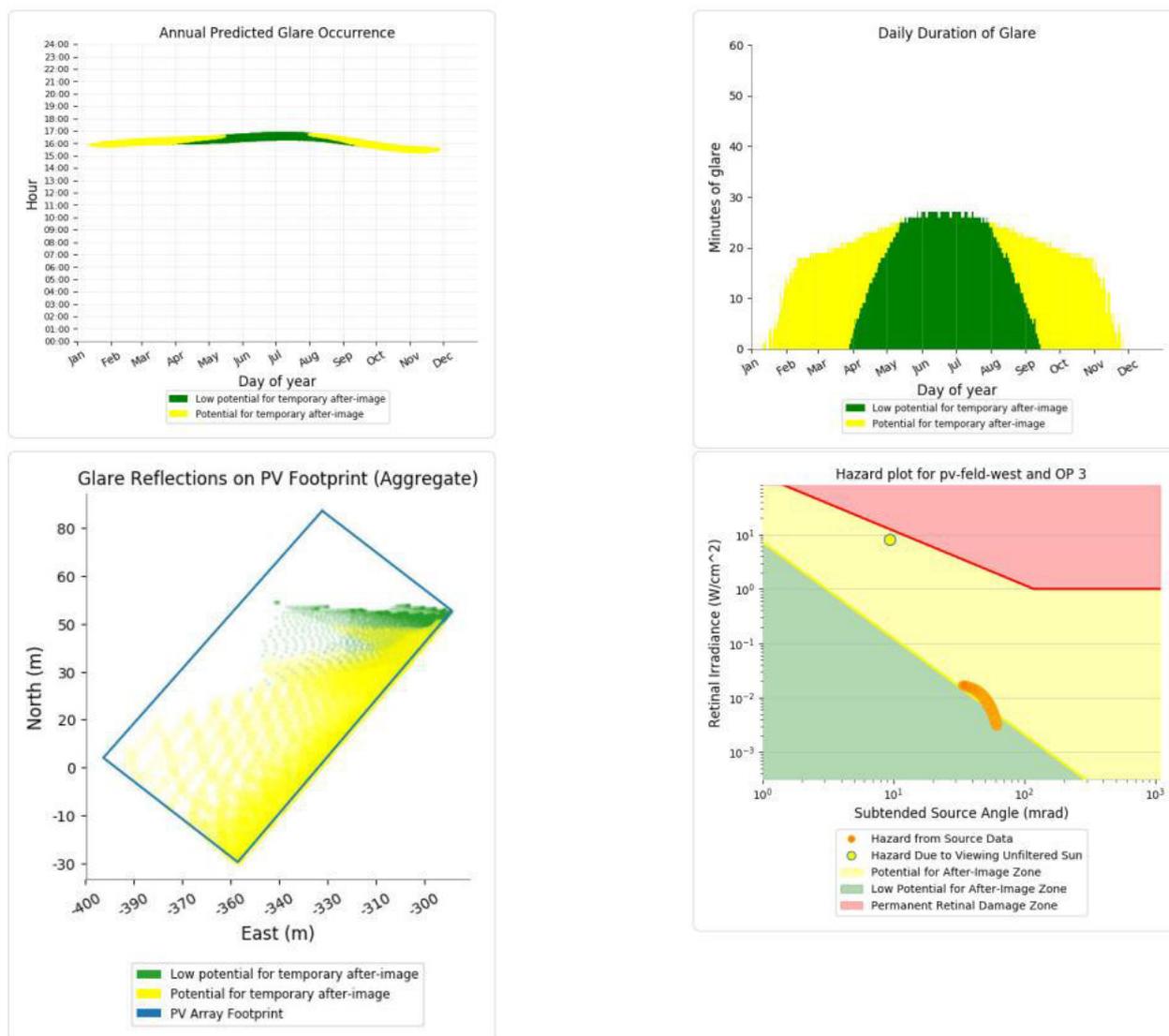


Bild 4.4.2: Situationsergebnisse für Messpunkt P3 (Quelle: Situationsergebnisse)

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

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P3 in etwa aus der Perspektive des Zugführers und verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen nur außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels auftreten können und daher zu vernachlässigen wären.

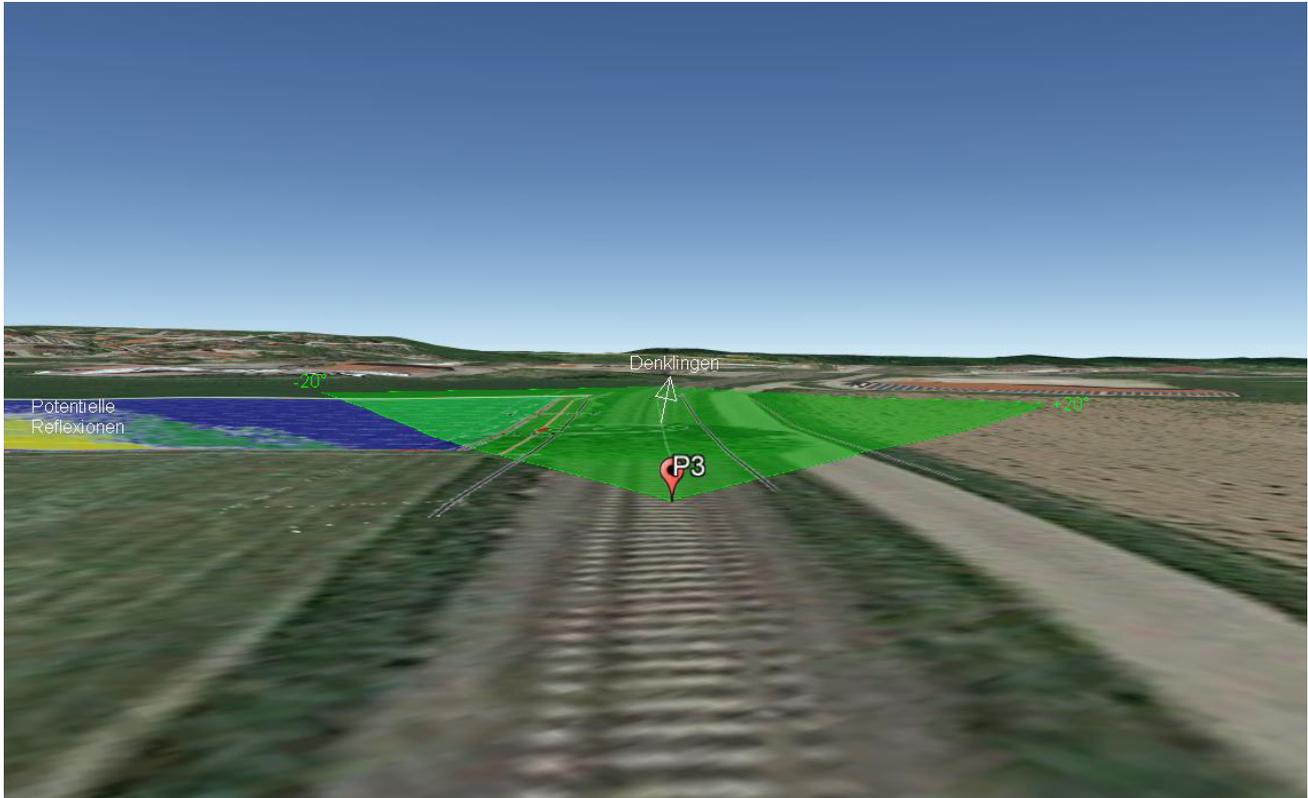


Bild 4.4.3: Situation am Messpunkt P3, Blick Richtung Nordwesten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die zuvor genannten Ergebnisse und die daraus resultierenden Einschätzungen gelten gleichermaßen für den parallel zur Bahnstrecke verlaufenden landwirtschaftlichen Weg - obwohl Privat- und Wirtschaftswege von den Untersuchungen auf mögliche Reflexionen ausgenommen sind.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnübergang

Messpunkt P4 im Bereich des Bahnüberganges wurde zu Kontrollzwecken untersucht da es sich hier um einen sicherheitsrelevanten Bereich handelt. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kann der Messpunkt P4 im Bereich des Bahnüberganges nicht von Reflexionen erreicht werden. Eine Beeinträchtigung für Zugführer oder Verkehrsteilnehmer kann mit Sicherheit ausgeschlossen werden.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude Gewerbegebiet

Aufgrund der Ausrichtung der PV Anlage kann Messpunkt P5 im Bereich des Gewerbegebietes westlich der PV Anlage nicht von Reflexionen erreicht werden. Eine Beeinträchtigung für Anwohner bzw. Mitarbeiter im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit Sicherheit ausgeschlossen werden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

### 5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten auf der Bahnstrecke der Fuchstalbahn (Landsberg-Schongau) im Bereich der geplanten PV Anlage Denklingen ergibt eine theoretische aber nur geringfügige Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen teils deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Beeinträchtigungen für Zugführer können mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Auch die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Gebäude im westlich gelegenen Gewerbegebiet (u.a. Amilano GmbH) können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen erreicht werden und daher kann eine Beeinträchtigung für Anwohner bzw. Mitarbeiter im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit Sicherheit ausgeschlossen werden.

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 „Denklingen“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>8</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

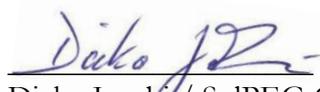
Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch Reflexionen kann mit hinreichender 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 19.04.2021

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>8</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

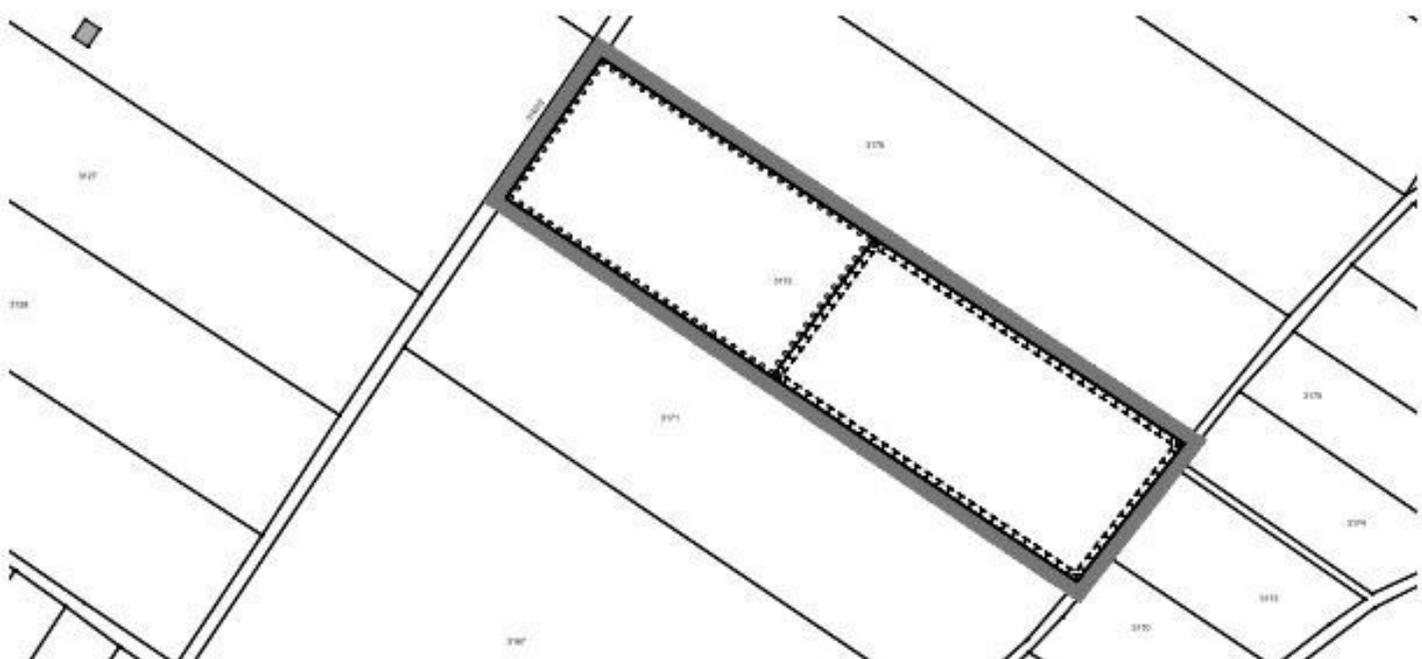
Geltungsbereich 1 und 2



Geltungsbereich 2

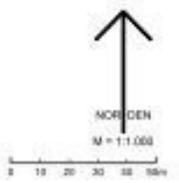
Geltungsbereich 1

Geltungsbereich 3 Ausgleichsfläche und Ökokonto



Gemeinde Denklingen

Bebauungsplan  
"Photovoltaik-Ökostrom 24"  
25.09.2020 (Vorentwurf)



**PV** Photovoltaik  
Autark  
Verschleißfreie  
Wartung

Druckverleiher: © Bayerische Vermessungsverwaltung 2011  
Darstellung der Flurstücke als Eigentumsnachweise nicht geeignet



F2K\_H7D / 120 cells  
 320W - 340 W  
 Mono-Crystalline PV Module

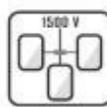
URE Peach module uses URE state-of-the-art cell cutting technology, and advanced module manufacturing experiences.



## Key Features



100% EL inline inspection  
 Better module reliability



Design for 1500 VDC  
 Reduce the system BOS effectively



Withstand heavy loading  
 front load 5400 Pa & rear load 2400 Pa



Ammonia resistance  
 According to IEC 62716 Ed. 1



Excellent low light performance  
 3.5% relative eff. Reduction at low-irradiance (200W/m<sup>2</sup>)



## Electrical Data

Model - STC		F2K320H7D	F2K325H7D	F2K330H7D	F2K335H7D	F2K340H7D
Maximum Rating Power (Pmax)	[W]	320	325	330	335	340
Module Efficiency	[%]	18.94	19.26	19.55	19.85	20.14
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	40.63	40.74	40.94	41.14	41.35
Maximum Power Voltage	[V]	32.99	33.20	33.41	33.61	33.80
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.17	10.26	10.35	10.44	10.53
Maximum Power Current	[A]	9.70	9.79	9.88	9.97	10.06

\*Standard Test Condition (STC): Cell Temperature 25 °C, Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5

\*Values without tolerance are typical numbers. Measurement tolerance: ± 3%

## Mechanical Data

Item	Specification
Dimensions	1684 mm (L) <sup>1</sup> x 1002 mm (W) <sup>1</sup> x 40 mm (D) <sup>2</sup> / 66.3" (L) <sup>1</sup> x 39.4" (W) <sup>1</sup> x 1.57" (D) <sup>2</sup>
Weight	18.6 kg
Solar Cell	120 half-cut monocrystalline 6" silicon cells
Front Glass	High transmission tempered glass, 3.2mm thickness
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Cover	Composite film, white
Frame	Anodized aluminum frame
Cable length	1.2m
Junction Box	IP68 rated
Connector Type	MC4 compatible ,PV-A4G6
Packaging Configuration	27 pcs Per Pallet, 702 pcs per 40' HQ container

<sup>1</sup> : With assembly tolerance of ± 2 mm [ ± 0.08" ]

<sup>2</sup> : With assembly tolerance of ± 0.8 mm [ ± 0.03" ]

## Operating Conditions

Item	Specification
Mechanical Load	5400 Pa
Maximum System Voltage	1500 VDC
Series Fuse Rating	20 A
Operating Temperature	-40 to 85 °C

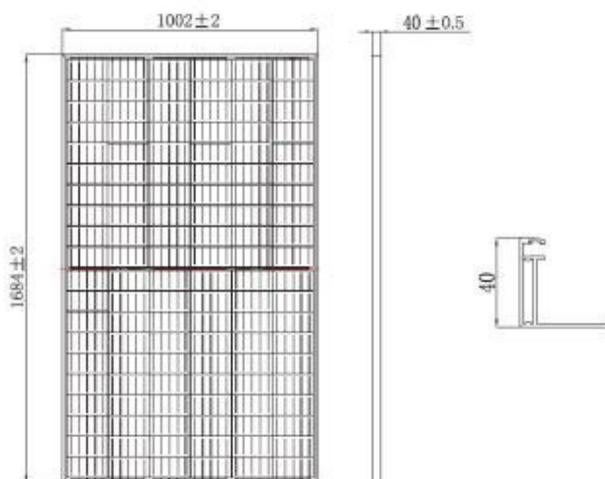
## Temperature Characteristics

Item	Specification
Nominal Module Operating Temperature	45°C ± 2°C
Temperature Coefficient of Isc	0.039 % / °C
Temperature Coefficient of Voc	-0.295 % / °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.390 % / °C

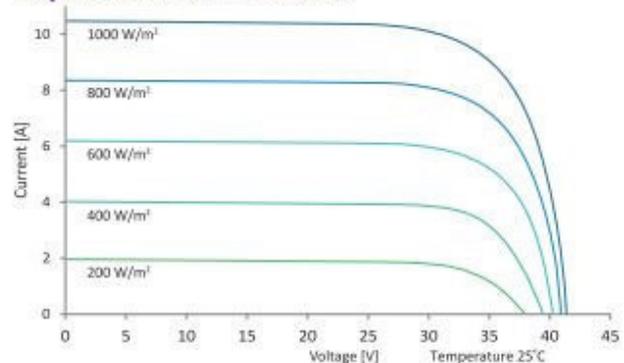
\*Nominal module operating temperature (NMOT): Air mass AM 1.5, irradiance 800W/m<sup>2</sup>, temperature 20°C, windspeed 1 m/s.

\*Reduction in efficiency from 1000W/m<sup>2</sup> to 200W/m<sup>2</sup> at 25°C: 3.5 ± 2%.

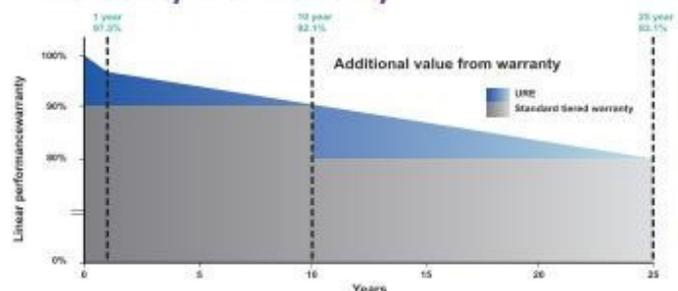
## Engineering Drawing (mm)



## Dependence on Irradiance



## Reliability with Warranty



Output warranty  
**25**  
Years

Product Guarantee  
**12**  
Years

For more information, please visit us at [www.urecorp.com](http://www.urecorp.com)

# Diverse

## Denklingen

### Site description:

**Created** April 17, 2021  
**Updated** April 19, 2021  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+1  
**Site ID** 52571.1215

**Project type** V1  
**Project status:** active



### Misc. Analysis Settings

**DNI:** varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
 Ocular transmission coefficient: **0.5**  
 Pupil diameter: **0.002 m**  
 Eye focal length: **0.017 m**  
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 1**
- 2-Mile Flight Path: **Version 1**
- Route: **Version 1**

## 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 Ost	20.0	180.0	0	9,530	-
PV Feld West	20.0	130.0	3,318	3,110	-

## Component Data

### PV Array(s)

Total PV footprint area: 34,309 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld Ost  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Footprint area:** 28,976 m<sup>2</sup>  
**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	47.911872	10.863312	683.02	1.50	684.52
2	47.910117	10.865909	684.93	1.50	686.43
3	47.909492	10.864836	685.15	1.50	686.65
4	47.911275	10.862239	683.53	1.50	685.03



**Name:** PV Feld West  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 130.0 deg  
**Footprint area:** 5,333 m<sup>2</sup>  
**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	47.912594	10.858877	685.63	1.50	687.13
2	47.912314	10.859414	685.16	1.50	686.66
3	47.911607	10.858526	686.06	1.50	687.56
4	47.911900	10.857968	686.59	1.50	688.09



### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	47.909259	10.864939	685.46	2.50	687.96
OP 2	47.910655	10.862997	684.66	2.50	687.16
OP 3	47.912280	10.859832	685.43	2.50	687.93
OP 4	47.914466	10.856860	685.58	2.50	688.08
OP 5	47.912553	10.857718	686.84	2.00	688.84

## Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld Ost	20.0	180.0	0	9,530	-	
PV Feld West	20.0	130.0	3,318	3,110	-	

### Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-ost (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-ost (yellow)	0	2	816	1334	1537	1559	1578	1441	1130	133	0	0
pv-feld-west (green)	0	0	4	352	749	804	809	530	70	0	0	0
pv-feld-west (yellow)	98	473	612	327	37	0	1	203	559	573	227	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### PV Feld Ost potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	9530
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

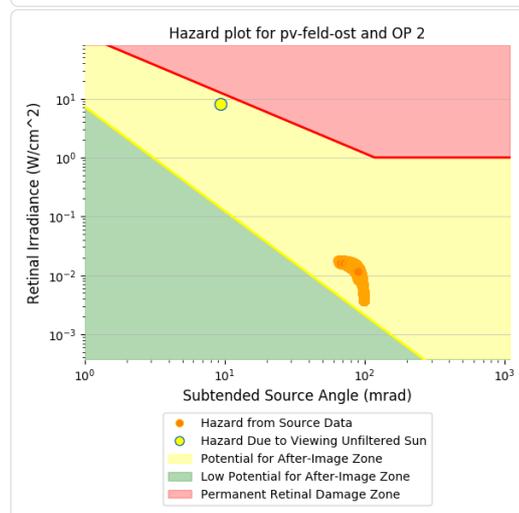
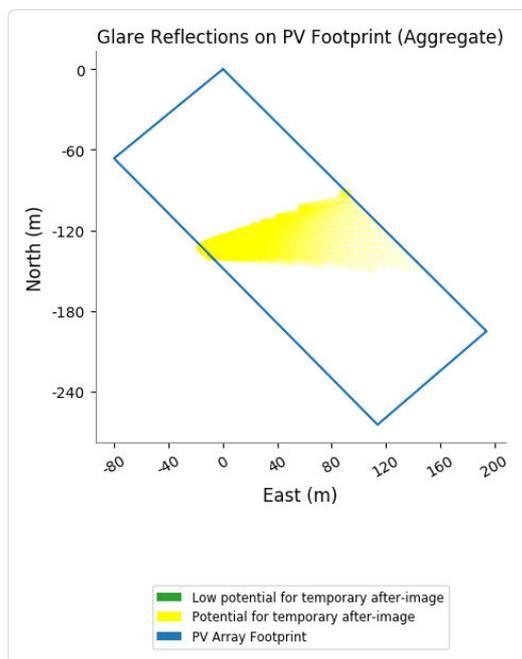
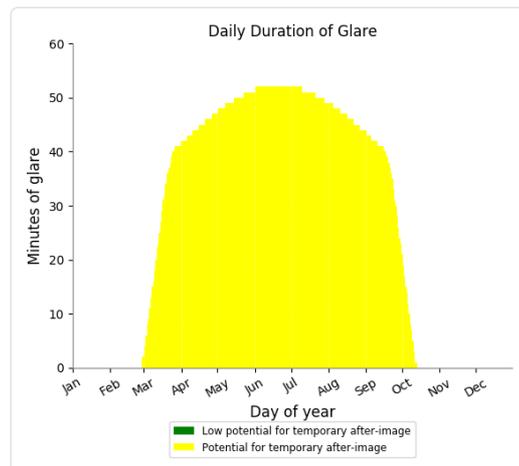
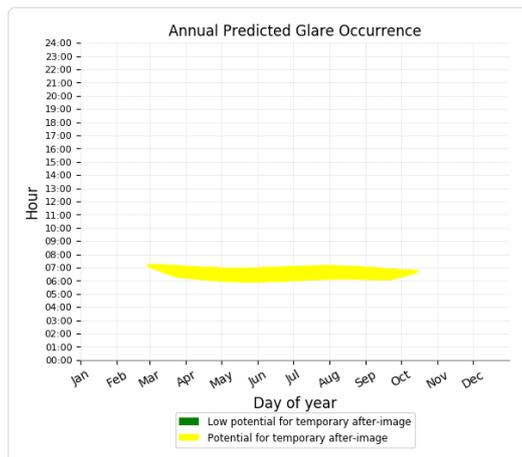
### PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

No glare found

## PV Feld Ost - 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.
- 9,530 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

No glare found

## PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

No glare found

## PV Feld Ost - OP Receptor (OP 5)

No glare found

## PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	3318	3110
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

### PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

No glare found

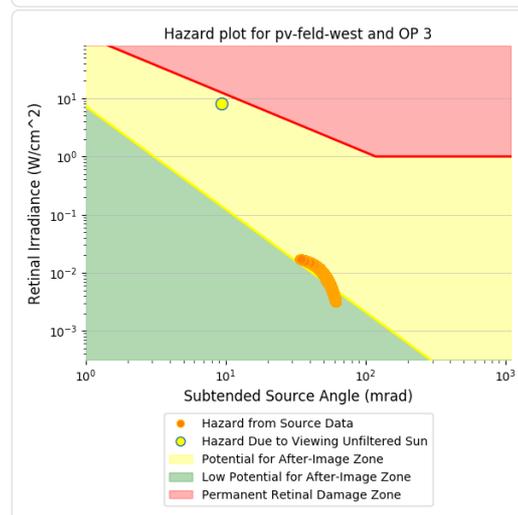
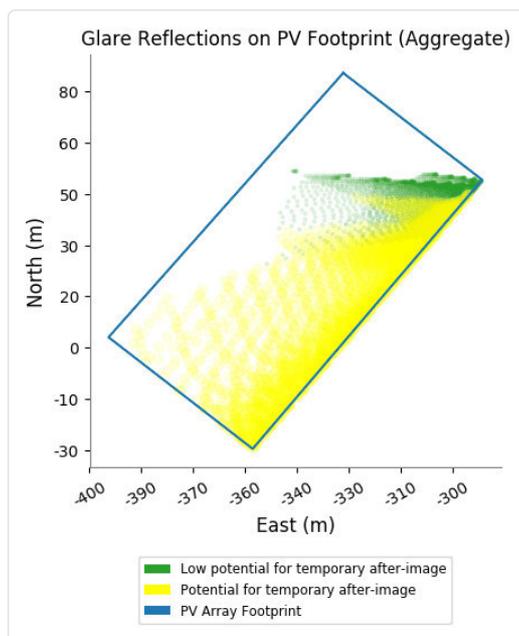
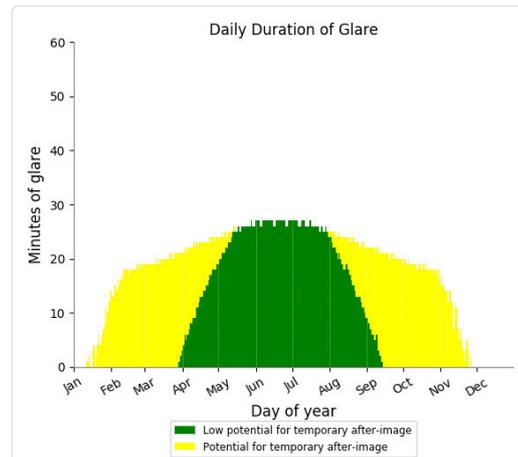
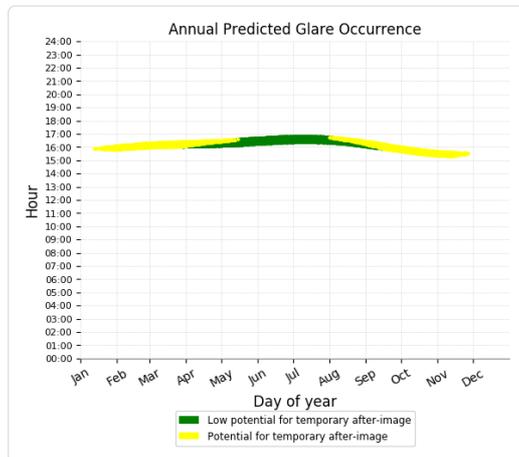
### PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

No glare found

### PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

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

- 3,318 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,110 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



### PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

No glare found

### PV Feld West - OP Receptor (OP 5)

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 V1 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 detailed assumptions and limitations not listed here.



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	U	V	W	Anzahl Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2021-01-22 15:46:00	0,014227	732,2279	2	0,362218	0,015043	0,070102	226,4	9	-0,715	-0,682	0,156	0,763	0,647	0,005				27. Jan	2	15:43	15:44	29.01.2021	11.11.2021	27	6129	15:11	16:43	
2021-01-23 15:44:00	0,013942	739,9389	2	0,343651	0,014422	0,071741	226,1	9,4	-0,71	-0,684	0,164	0,763	0,646	0,014				28. Jan.	4	15:40	15:48							
2021-01-23 15:45:00	0,014061	737,4048	2	0,350289	0,014651	0,071208	226,3	9,3	-0,713	-0,682	0,162	0,764	0,645	0,011				29. Jan.	5	15:45	15:51							
2021-01-24 15:50:00	0,014529	727,2328	2	0,372761	0,015375	0,070038	227,2	9	-0,725	-0,671	0,156	0,77	0,638	-0,004				30. Jan.	5	15:42	15:51							
2021-01-25 15:44:00	0,013577	744,9482	2	0,327189	0,013824	0,072918	226,1	9,9	-0,71	-0,683	0,172	0,767	0,642	0,021				31. Jan.	9	15:40	15:54							
2021-01-26 15:46:00	0,014001	744,2251	2	0,334758	0,01413	0,073574	226,6	9,9	-0,716	-0,677	0,172	0,771	0,637	0,015				1. Feb.	8	15:42	15:55							
2021-01-26 15:47:00	0,013948	741,7462	2	0,341266	0,014357	0,072111	226,8	9,8	-0,719	-0,674	0,17	0,772	0,636	0,011				2. Feb.	8	15:41	15:55							
2021-01-26 15:48:00	0,014313	739,2571	2	0,347909	0,014588	0,07285	227	9,6	-0,722	-0,672	0,167	0,773	0,635	0,007				3. Feb.	9	15:42	15:56							
2021-01-26 15:49:00	0,014343	736,7579	2	0,354691	0,014822	0,071821	227,2	9,5	-0,724	-0,67	0,165	0,774	0,634	0,003				4. Feb.	10	15:41	15:57							
2021-01-27 15:43:00	0,013211	753,9211	2	0,311017	0,013299	0,073759	226,1	10,5	-0,709	-0,681	0,181	0,771	0,637	0,028				5. Feb.	9	15:43	15:57							
2021-01-27 15:44:00	0,013303	751,4918	2	0,317048	0,013514	0,073093	226,3	10,3	-0,712	-0,679	0,179	0,772	0,636	0,024				6. Feb.	14	15:41	15:58							
2021-01-27 15:51:00	0,014837	734,2017	2	0,362939	0,015114	0,07289	227,8	9,5	-0,73	-0,663	0,165	0,778	0,628	-0,003				7. Feb.	12	15:42	15:58							
2021-01-27 15:52:00	0,014992	731,6914	2	0,370054	0,015357	0,072475	228	9,3	-0,733	-0,66	0,162	0,779	0,627	-0,007				8. Feb.	13	15:42	15:58							
2021-01-28 15:40:00	0,012596	763,3577	2	0,288866	0,012507	0,074768	225,6	11	-0,702	-0,686	0,191	0,77	0,637	0,041				9. Feb.	14	15:43	15:59							
2021-01-28 15:45:00	0,01344	751,3549	2	0,317993	0,013551	0,073642	226,7	10,4	-0,716	-0,675	0,181	0,775	0,632	0,021				10. Feb.	12	15:43	15:59							
2021-01-28 15:47:00	0,013698	746,4824	2	0,330511	0,013994	0,072674	227,1	10,2	-0,721	-0,67	0,177	0,777	0,629	0,014				11. Feb.	15	15:43	16:00							
2021-01-28 15:48:00	0,01417	744,031	2	0,336967	0,01422	0,073989	227,3	10,1	-0,724	-0,668	0,175	0,778	0,628	0,01				12. Feb.	15	15:44	16:00							
2021-01-29 15:45:00	0,013113	755,3206	2	0,306774	0,013142	0,074085	226,6	10,8	-0,714	-0,675	0,187	0,777	0,629	0,027				13. Feb.	18	15:44	16:01							
2021-01-29 15:46:00	0,013614	752,9237	2	0,312752	0,013356	0,075644	226,8	10,6	-0,717	-0,673	0,185	0,778	0,628	0,023				14. Feb.	16	15:45	16:01							
2021-01-29 15:48:00	0,013854	748,1	2	0,325086	0,013794	0,074567	227,2	10,4	-0,722	-0,668	0,18	0,779	0,626	0,015				15. Feb.	18	15:45	16:02							
2021-01-29 15:50:00	0,014106	743,2364	2	0,337942	0,014246	0,073525	227,6	10,1	-0,727	-0,663	0,176	0,781	0,624	0,007				16. Feb.	17	15:45	16:02							
2021-01-29 15:51:00	0,013923	740,7898	2	0,344572	0,014478	0,071358	227,8	10	-0,73	-0,661	0,174	0,782	0,623	0,003				17. Feb.	18	15:46	16:03							
2021-01-29 15:53:00	0,014639	735,8669	2	0,358253	0,014952	0,072686	228,2	9,8	-0,735	-0,656	0,17	0,784	0,621	-0,004				18. Feb.	18	15:46	16:03							
2021-01-30 15:42:00	0,012477	764,5696	2	0,28465	0,012344	0,075034	226,1	11,3	-0,707	-0,68	0,197	0,776	0,629	0,04				19. Feb.	18	15:47	16:04							
2021-01-30 15:45:00	0,01322	757,4929	2	0,301602	0,012958	0,075712	226,7	11	-0,715	-0,673	0,19	0,779	0,626	0,028				20. Feb.	18	15:47	16:04							
2021-01-30 15:46:00	0,013444	755,1139	2	0,30749	0,013169	0,075755	226,9	10,9	-0,718	-0,671	0,188	0,78	0,625	0,024				21. Feb.	18	15:48	16:05							
2021-01-30 15:50:00	0,014032	745,4985	2	0,332301	0,014051	0,074151	227,8	10,4	-0,728	-0,661	0,18	0,784	0,621	0,009				22. Feb.	18	15:48	16:05							
2021-01-30 15:51:00	0,014207	743,0699	2	0,338832	0,01428	0,073871	228	10,2	-0,731	-0,659	0,178	0,785	0,62	0,005				23. Feb.	19	15:48	16:06							
2021-01-30 15:54:00	0,01498	735,7253	2	0,359259	0,014992	0,074192	228,6	9,9	-0,739	-0,652	0,171	0,787	0,617	-0,007				24. Feb.	18	15:49	16:06							
2021-01-31 15:40:00	0,01201	771,2688	2	0,269159	0,011774	0,075693	225,8	11,8	-0,702	-0,682	0,205	0,777	0,628	0,049				25. Feb.	19	15:49	16:07							
2021-01-31 15:42:00	0,01247	766,6362	2	0,279724	0,012163	0,076067	226,2	11,6	-0,708	-0,678	0,2	0,779	0,626	0,042				26. Feb.	18	15:49	16:06							
2021-01-31 15:44:00	0,013045	761,9634	2	0,290735	0,012565	0,076972	226,7	11,3	-0,713	-0,673	0,196	0,781	0,624	0,034				27. Feb.	19	15:49	16:07							
2021-01-31 15:46:00	0,012918	757,2505	2	0,302211	0,01298	0,073898	227,1	11,1	-0,719	-0,668	0,192	0,783	0,622	0,026				28. Feb.	18	15:50	16:07							
2021-01-31 15:47:00	0,013295	754,8792	2	0,30813	0,013193	0,074816	227,3	11	-0,721	-0,666	0,19	0,784	0,621	0,022				1. Mrz.	19	15:50	16:08							
2021-01-31 15:49:00	0,013836	750,1068	2	0,320342	0,013629	0,075351	227,7	10,7	-0,727	-0,661	0,186	0,786	0,619	0,014				2. Mrz.	18	15:51	16:08							
2021-01-31 15:50:00	0,014191	747,7058	2	0,326641	0,013852	0,076008	227,9	10,6	-0,729	-0,659	0,184	0,787	0,617	0,01				3. Mrz.	19	15:51	16:09							
2021-01-31 15:51:00	0,014451	745,295	2	0,333072	0,01408	0,076148	228,1	10,5	-0,732	-0,657	0,181	0,787	0,616	0,006				4. Mrz.	19	15:51	16:08							
2021-01-31 15:54:00	0,014477	738,0039	2	0,353188	0,014784	0,072705	228,7	10,1	-0,74	-0,649	0,175	0,79	0,613	-0,005				5. Mrz.	19	15:51	16:09							
2021-02-01 15:42:00	0,012194	770,2458	2	0,274789	0,012005	0,075394	226,4	11,8	-0,709	-0,675	0,204	0,782	0,622	0,043				6. Mrz.	19	15:51	16:09							
2021-02-01 15:43:00	0,012354	767,9468	2	0,280151	0,012202	0,07515	226,6	11,7	-0,711	-0,673	0,202	0,783	0,621	0,039				7. Mrz.	19	15:52	16:10							
2021-02-01 15:45:00	0,013041	763,3189	2	0,291215	0,012608	0,076703	227	11,4	-0,717	-0,668	0,198	0,785	0,619	0,031				8. Mrz.	19	15:52	16:10							
2021-02-01 15:46:00	0,012932	760,9902	2	0,296921	0,012816	0,074907	227,2	11,3	-0,72	-0,666	0,196	0,786	0,618	0,028				9. Mrz.	19	15:52	16:10							
2021-02-01 15:47:00	0,013629	758,6516	2	0,302747	0,013027	0,077527	227,4	11,2	-0,722	-0,664	0,194	0,786	0,617	0,024				10. Mrz.	19	15:52	16:10							
2021-02-01 15:49:00	0,013743	753,945	2	0,314768	0,01346	0,075768	227,8	10,9	-0,728	-0,659	0,19	0,788	0,615	0,016				11. Mrz.	19	15:53	16:11							
2021-02-01 15:51:00	0,013965	749,1993	2	0,3273	0,013908	0,07455	228,3	10,7	-0,733	-0,654	0,185	0,79	0,613	0,008				12. Mrz.	19	15:53	16:11							
2021-02-01 15:55:00	0,014455	739,592	2	0,353984	0,014849	0,072261	229,1	10,2	-0,744	-0,645	0,177	0,793	0,609	-0,008				13. Mrz.	19	15:53	16:11							
2021-02-02 15:41:00	0,011921	774,4636	2	0,264682	0,011626	0,076072	226,3	12,1	-0,707	-0,675	0,21	0,783	0,62	0,049				14. Mrz.	20	15:53	16:12							
2021-02-02 15:46:00	0,01328	763,0026	2	0,291626	0,01262	0,077937	227,4	11,5	-0,721	-0,664	0,2	0,788																