

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Einbeck-Naensen

(Ost-West Installation)

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Nähe von Naensen in Niedersachsen**

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

📞 +49 40 79 69 59 36  
📠 +49 40 79 69 59 38  
✉️ info@solpeg.com  
🌐 www.solpeg.com

## 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 .....	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung .....	8
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
4	Ergebnisse .....	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke östlich .....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich .....	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nördlich 1 .....	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke nördlich 2 .....	23
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke nordwestlich .....	24
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, B3 östlich .....	25
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P7, K656 nördlich .....	27
4.8	Ergebnisse am Messpunkt P8, Gebäude .....	28
4.9	Ergebnisse am Messpunkt P9, Gebäude .....	28
5	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	29
6	Schlussbemerkung .....	29
7	Anhang .....	30 – 39

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Einbeck-Naensen

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 1000 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Einbeck-Naensen“ für die Bahnstrecke Helmstedt-Holzminden sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### 1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. 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. Lichtleitlinie<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 Lichtleitlinie 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 „Einbeck-Naensen“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Bahnstrecke sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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 Lichtleitlinie 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 östlich der Ortschaft Einbeck-Naensen in Niedersachsen. Zwischen den Flächen verläuft die Bahnstrecke Helmstedt-Holzminden. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen östlich der Ortschaft Naensen in Niedersachsen. Die Flächen sind überwiegend eben, teilweise abfallend nach Süden
Koordinaten (Mitte)	<u>51.881°N, 9.873°O, 200 m ü.N.N.</u>
Abstand zur Bahnstrecke	ca. 15 m – 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 65 m - 140 m

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

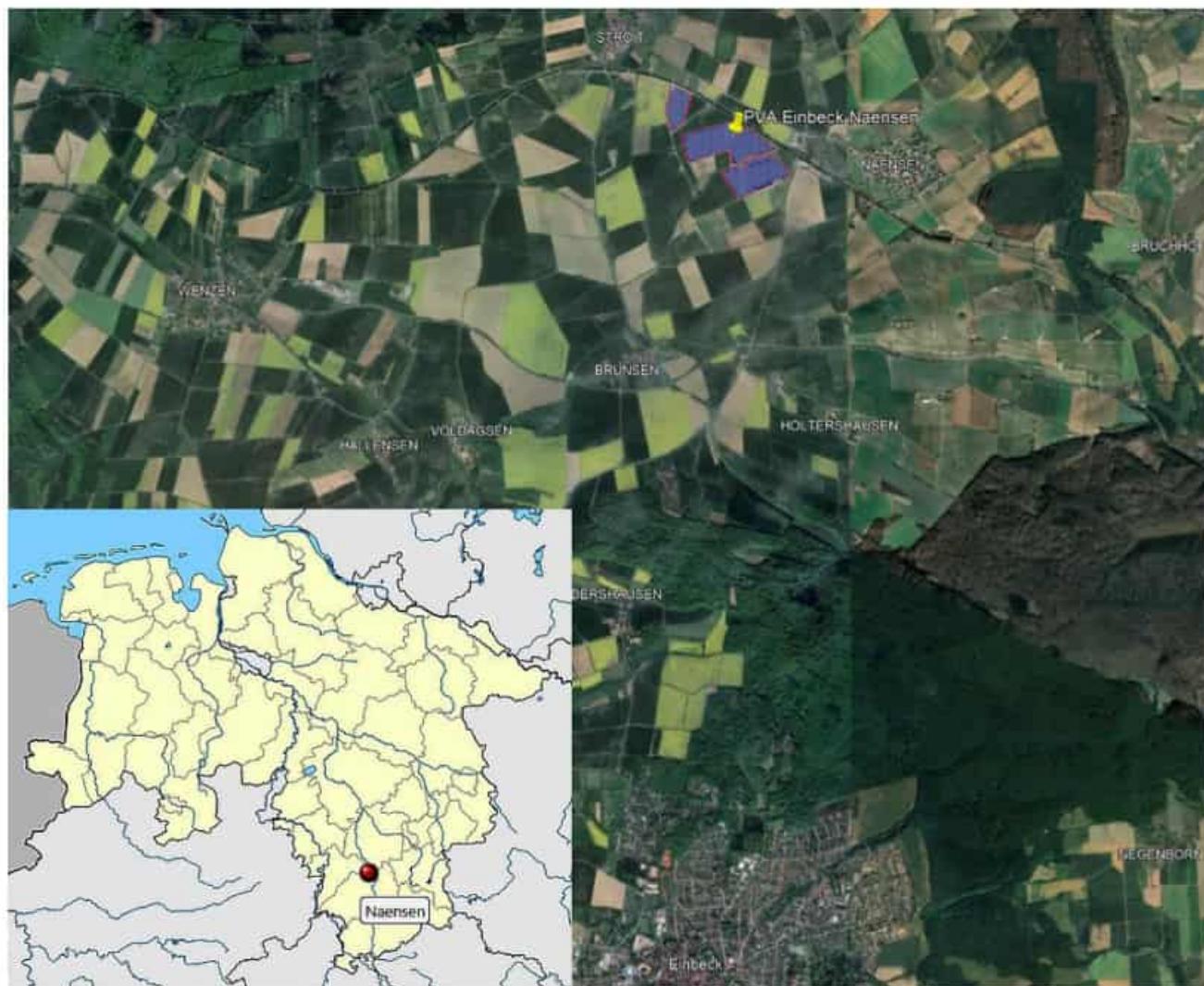


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

<sup>2</sup> Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Übersicht über die PV-Anlage und Umgebung.



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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung.



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

Fotos der PV-Flächen. Blick von Osten nach Westen auf das PV-Feld 3 (auf einer Anhöhe).



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

Blick von Norden nach Süden auf das PV-Feld 2 (im Hintergrund, jenseits der Bahnstrecke).

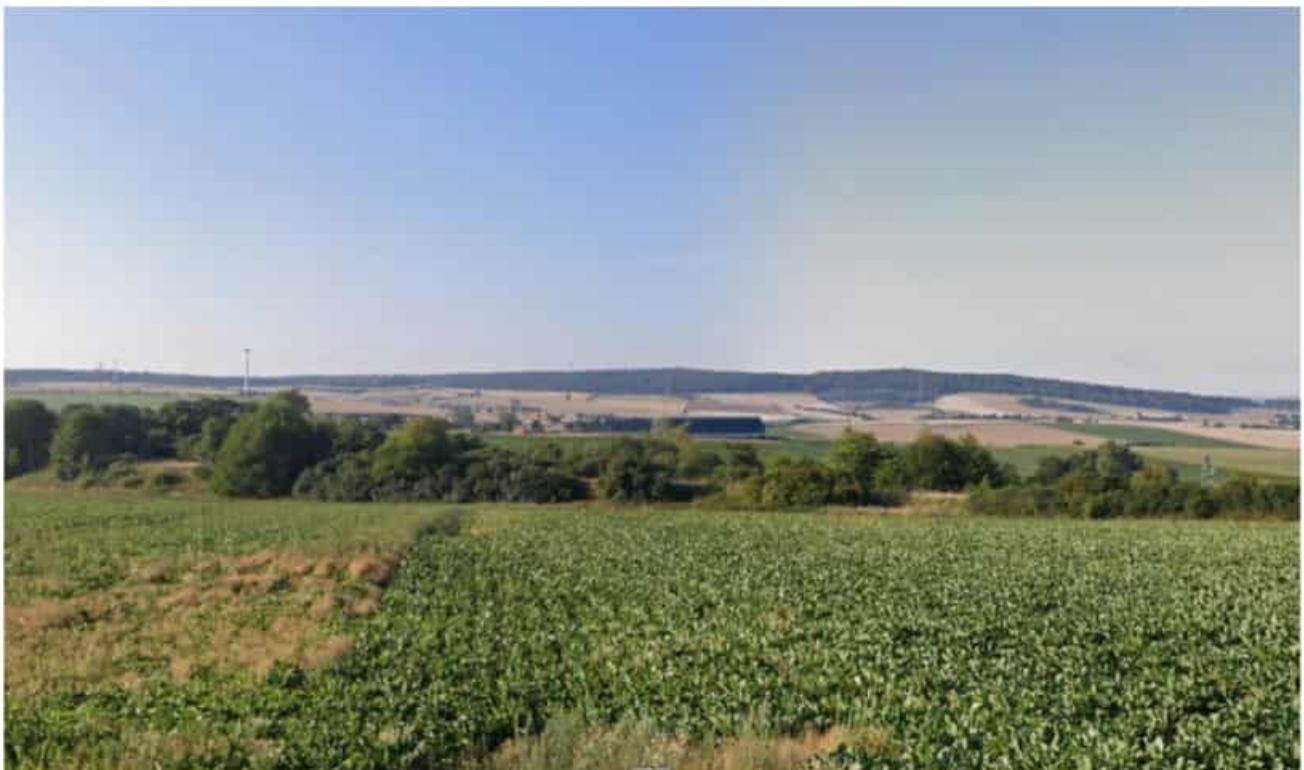


Bild 2.1.5: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2022, Ausschnitt)

## 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 und die relevante Umgebung. An einzelnen umliegenden Gebäuden können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber aufgrund der Entfernung und aufgrund der örtlichen Gegebenheiten sind diese nicht relevant. Die Standorte werden zu Kontrollzwecken untersucht. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

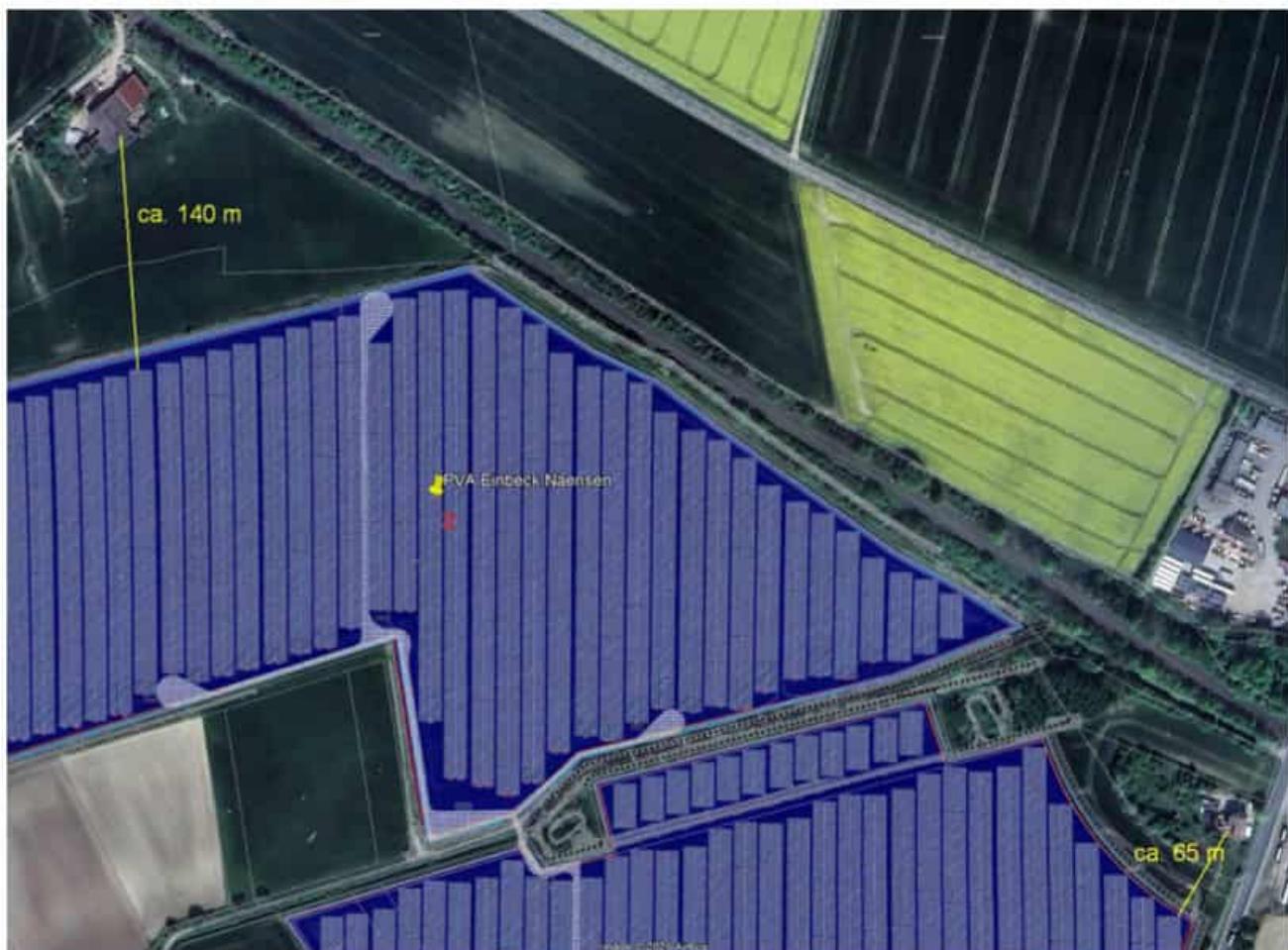


Bild 2.2.1: PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig<sup>3</sup> die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

#### 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:

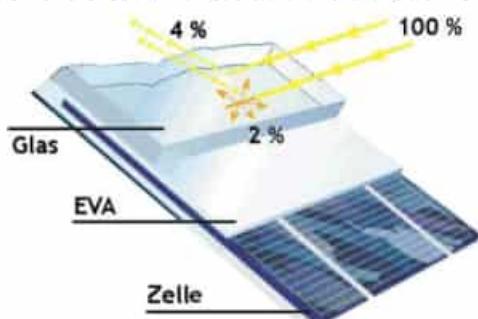


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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 direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>3</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.Niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stört-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV-Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

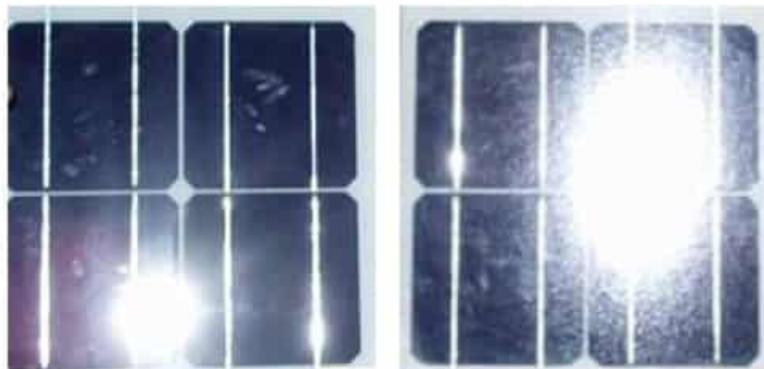


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

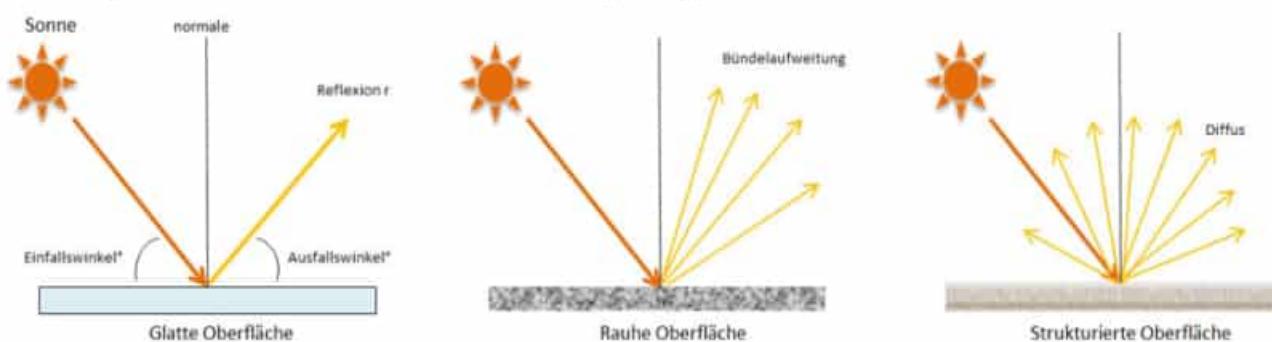


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. 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 Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40 °C ~ +85 °C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm <sup>2</sup> , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL) Maximum Series Fuse Rating: 25A Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 °C

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, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>4</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 sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

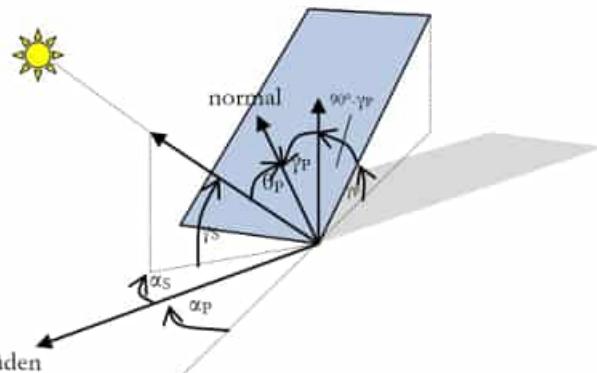


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>5</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>6</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>4</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>5</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>6</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 einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die hier betrachtete PV-Anlage wird als Ost-West Installation realisiert. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

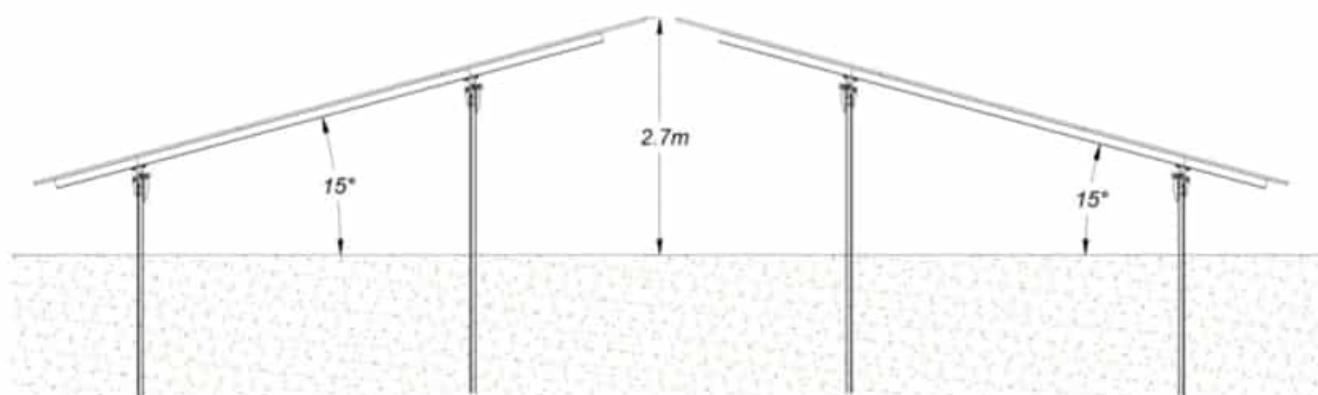


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen.)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV-Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Modulneigung	15°
Ausrichtung (Azimut)	270°/90° (180°=Süden)
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 2,7 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	1,75 m (gemittelt)
Höhe Messpunkte über GOK	Bahnstrecke 2,5 m, Straße 2,5 m (PKW/LKW <sup>7</sup> ), sonst 2,0 m
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung<sup>8</sup> darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von ±20° bzw. ±30° um die Fahrtrichtung definiert mit einer Sichtweite von 100 m.

<sup>7</sup> Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

<sup>8</sup> Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

### 3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse 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 exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Einbeck-Naensen wurden insgesamt 5 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 2 Messpunkte auf angrenzenden Straßen sowie 2 Messpunkte im Bereich umliegender Gebäude festgelegt. Zusätzlich wurde der relevante Streckenabschnitt anhand einer Route analysiert. Andere Standorte und Gebäude 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, die gewählten Messpunkte und den Verlauf der Routen.



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

### 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsduer zu welchem Anteil stark Belästigter 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 belästigenden 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 belästigende 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>9</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 Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrt-richtung +/- 20° definiert.

## Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaik-parks könnten auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>10</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>11</sup>. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation 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>9</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

<sup>10</sup> <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

<sup>11</sup> Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

## 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. TMY<sup>12</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>13</sup> von ca. 68,8% ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 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 Tagesadaption 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.

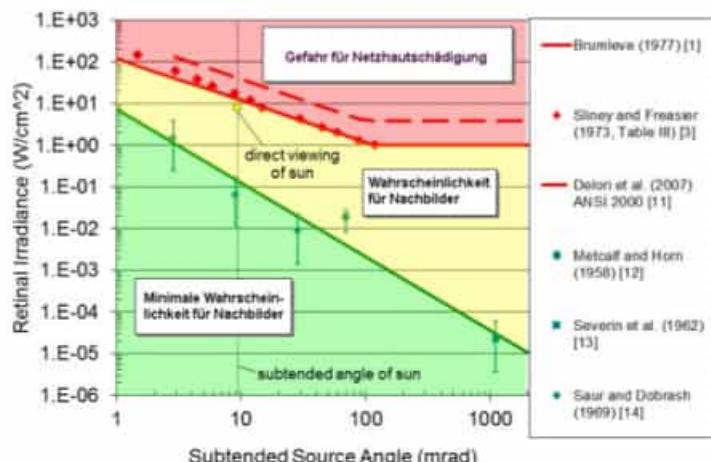


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>12</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>13</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rccm/int/rccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rccm/int/rccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2024\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2024_17.png)

## Sonderfall Zugführer

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

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



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potenzielle 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 3.6.3: 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 sollte die Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch bei neueren Triebwagen ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Einbeck-Naensen wird für bestimmte, exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallsinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte und der Routen im Verlauf von Bahnstrecken ist auf 2,5 m über GOK festgelegt. Im Straßenverkehr ist eine gemittelte Sitzhöhe von 2,0 m festgelegt (PKW, LKW inkl. Transporter und SUV). Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

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 3.6.1 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 LAI Lichtleitlinie 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 im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren 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.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallsinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

**Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):**

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe <sup>14</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 Bahnstrecke, östlich	51.879615	9.882047	209,84	212,34	-
P2 Bahnstrecke, n.-östlich	51.881022	9.878438	209,70	212,20	nicht relevant <sup>W</sup>
P3 Bahnstrecke, nördlich 1	51.882714	9.874003	213,12	215,62	nicht relevant <sup>W</sup>
P4 Bahnstrecke, nördlich 2	51.885065	9.867797	213,93	216,43	nicht relevant <sup>W</sup>
P5 Bahnstrecke, n.-westlich	51.885800	9.865200	213,69	216,19	-
P6 B3, östlich	51.878399	9.879730	211,40	213,90	nicht relevant <sup>W</sup>
P7 K656, nördlich	51.883267	9.876375	218,56	221,06	nicht relevant <sup>W</sup>
P8 Gebäude 1, östlich	51.89744	9.880162	210,84	212,84	nicht relevant <sup>W</sup>
P9 Gebäude 2, nördlich	51.883599	9.870023	210,92	212,92	nicht relevant <sup>W</sup>

<sup>W</sup> = Aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant, <sup>E</sup> = Entfernung, <sup>G</sup> = Geländestruktur/Sichtschutz, <sup>D</sup> = geringe Dauer

<sup>14</sup> GPS Längengrad, Breitengrad und Höhen gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984).

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke östlich

Der Verlauf der Bahnstrecke Helmstedt-Holzminden (DB Strecken-Nr. 1940) wurde mit der Simulationsvariante „Route“ simuliert. Aufgrund der Ost-West Installation der PV-Anlage in Bezug zur Ausrichtung (Azimut) der Bahnstrecke können im Verlauf der Bahnstrecke in einzelnen Abschnitten Reflexionen durch die nach Osten geneigte Modulfläche auftreten. Für konkretere Ergebnisse wurden zusätzlich 5 Standorte punktuell analysiert.

Am Messpunkt P1 östlich von PV-Feld 3 im Bereich des Bahnüberganges können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Potenzielle Reflexionen liegen bei der Fahrt in Richtung Nordwesten allerdings außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind diese im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Darüber hinaus besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanalagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

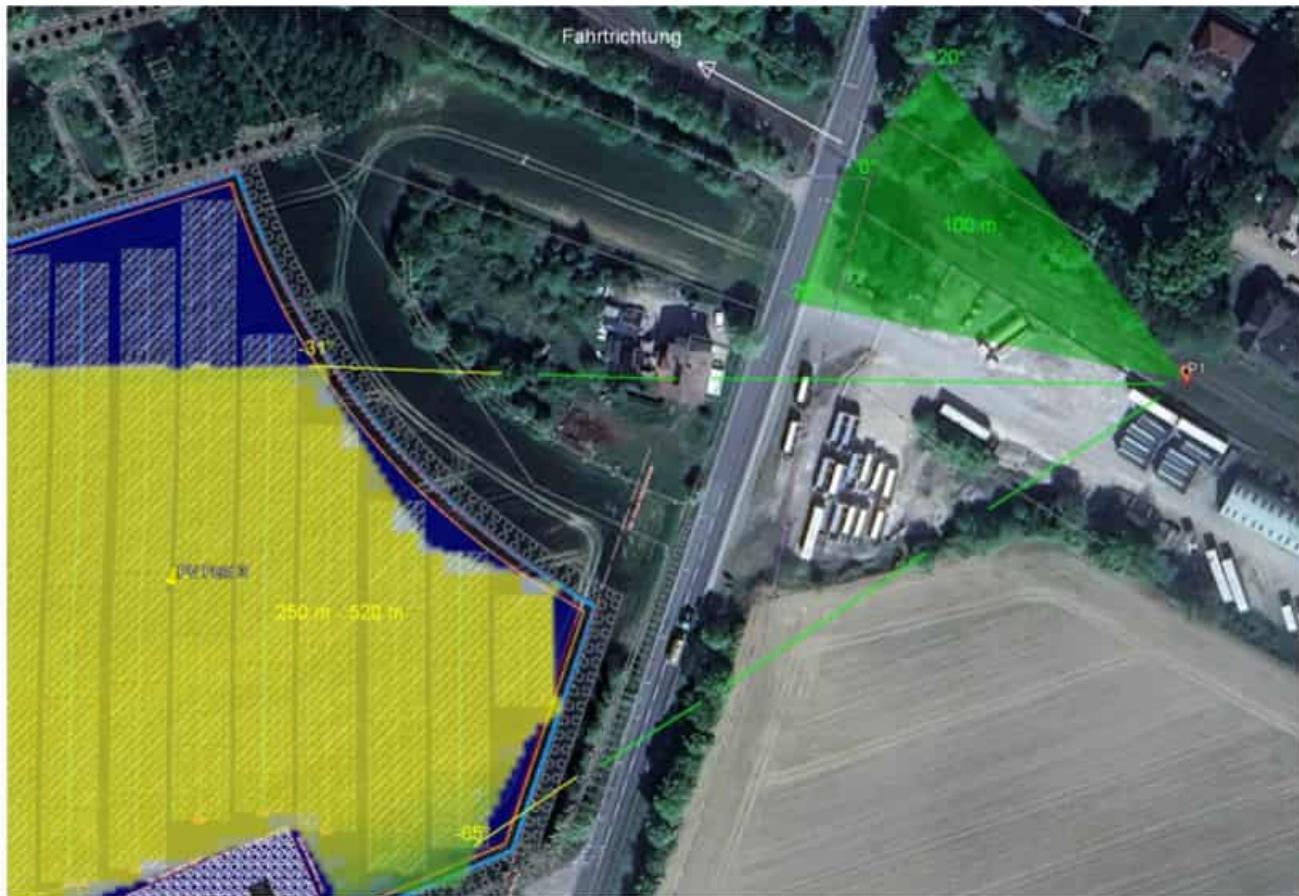


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich westlich der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmäler. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung aus dem Führerstand. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären ohnehin weiter links, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 Richtung Nordwesten (Quelle: Youtube Video [8dfUdUIRdf](https://www.youtube.com/watch?v=8dfUdUIRdf), Min. 9:11, Ausschnitt)

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand am Messpunkt P1 aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.1.3: Visualisierung am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG Visualisierung)

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Bei der Fahrt in Richtung Nordwesten liegen die Einfallswinkel allerdings außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanalagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

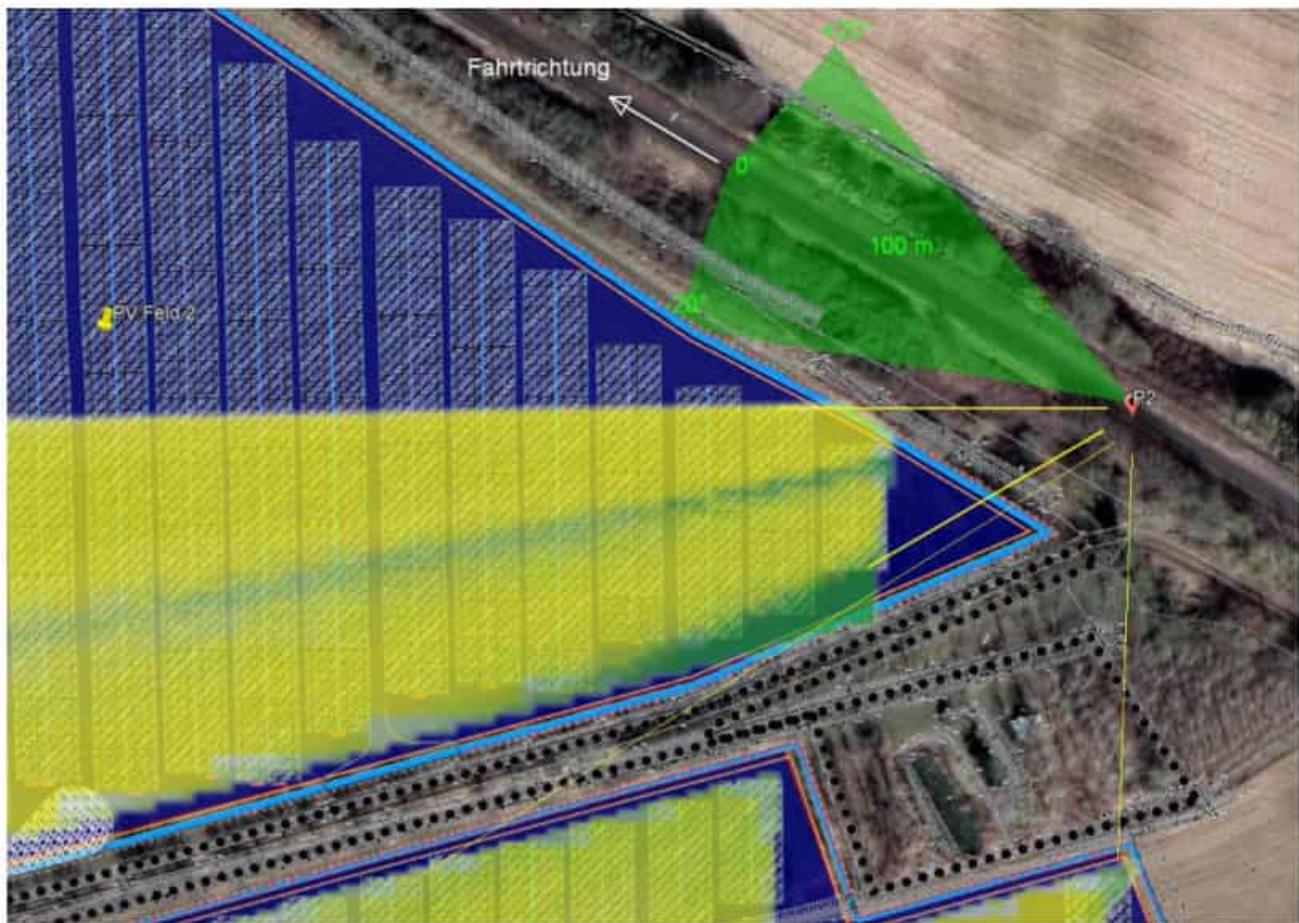


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich westlich und südlich der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmäler. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Hinweis: Die Werte der Einfallswinkel sind anhand der Ausdehnung der Fläche mit potenziellen Reflexionen auf Basis der Rohdaten ermittelt (Gelb markierte Fläche) und sind als nicht exakte Näherungswerte anzusehen.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus dem Führerstand. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage aufgrund der Vegetation im Randbereich nicht sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären ohnehin weiter links, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

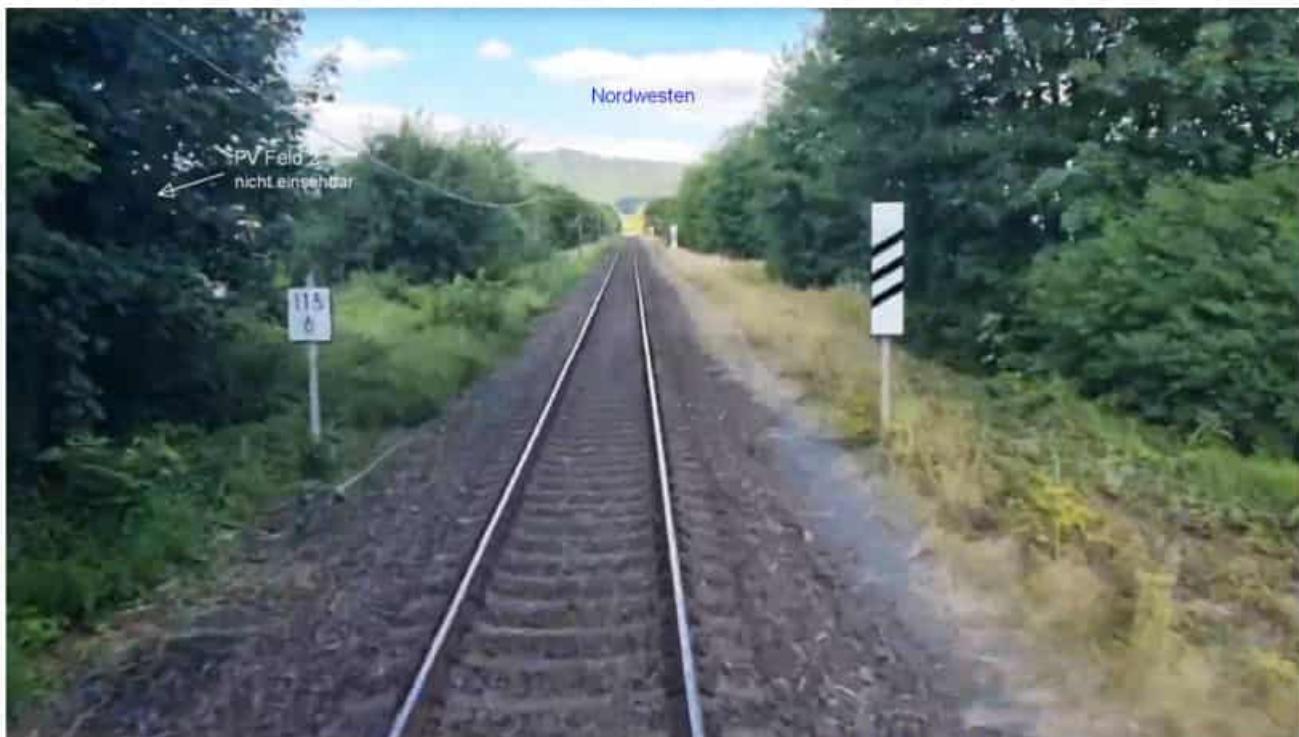


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2 Richtung Nordwesten (Quelle: Youtube Video [8dfUdUIRdf](https://www.youtube.com/watch?v=8dfUdUIRdf), Min. 9:22, Ausschnitt)

Die folgende Visualisierung zeigt den Blick aus dem Führerstand am Messpunkt P2 aus Sicht des Zugführers. Das Foto verdeutlicht den eingeschränkten Sichtwinkel des Zugführers.



Bild 4.2.3: Visualisierung am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Nordwesten (Quelle: SolPEG Visualisierung)

#### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke nördlich 1

Am Messpunkt P3 können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch das südlich gelegene PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt in Richtung Nordwesten auch in diesem Abschnitt außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Darüber hinaus besteht aufgrund einer Böschung im Randbereich kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Bei der Fahrt Richtung Südosten sind die Einfallswinkel etwas kleiner, liegen aber ebenfalls außerhalb des relevanten Sichtwinkels.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanalagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

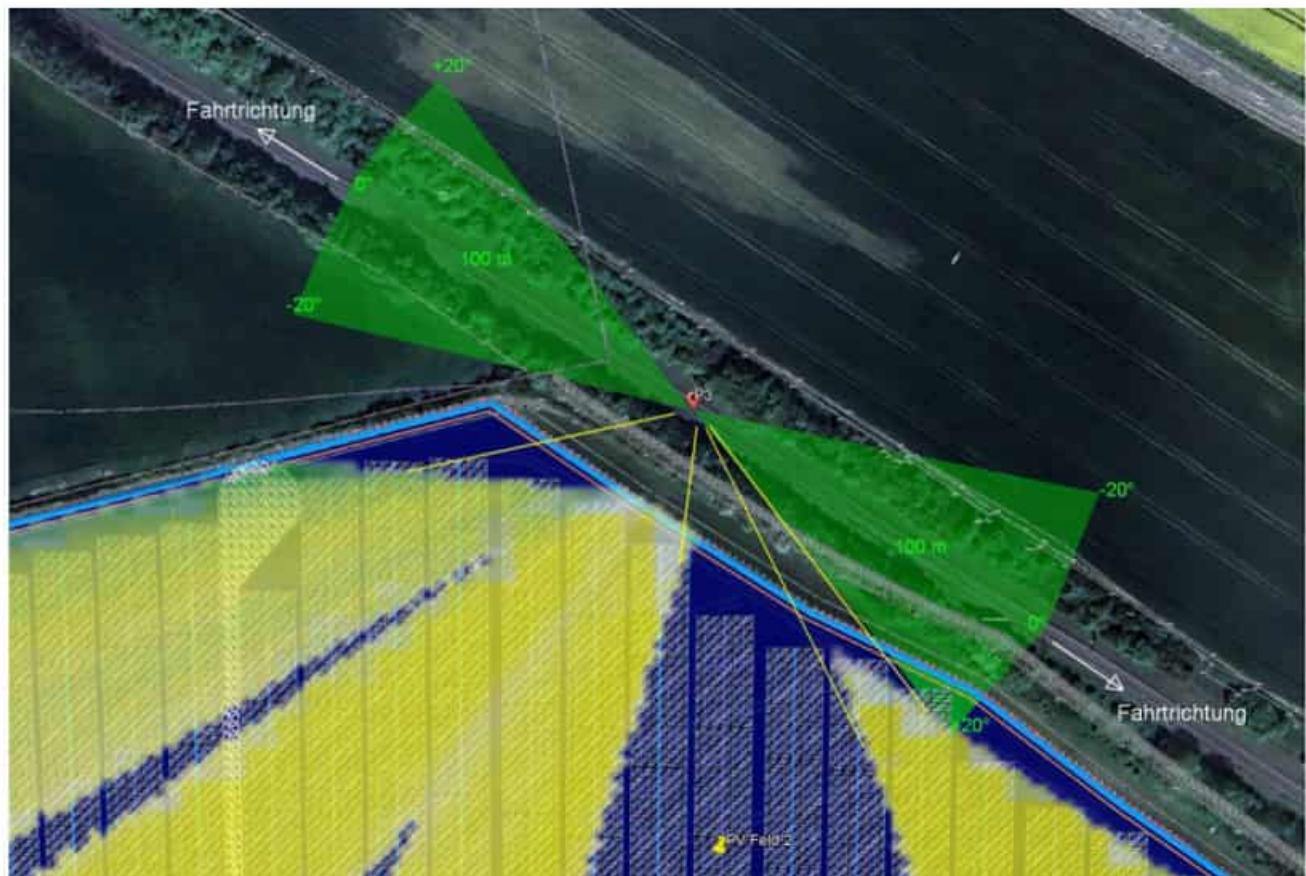


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich südlich der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Bahnstrecke nördlich 2

Am Messpunkt P4 können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch das südlich gelegene PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt in Richtung Nordwesten auch in diesem Abschnitt außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Darüber hinaus besteht aufgrund einer Böschung im Randbereich kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanalagen ist nicht beeinträchtigt. Dies gilt für beide Fahrtrichtungen.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

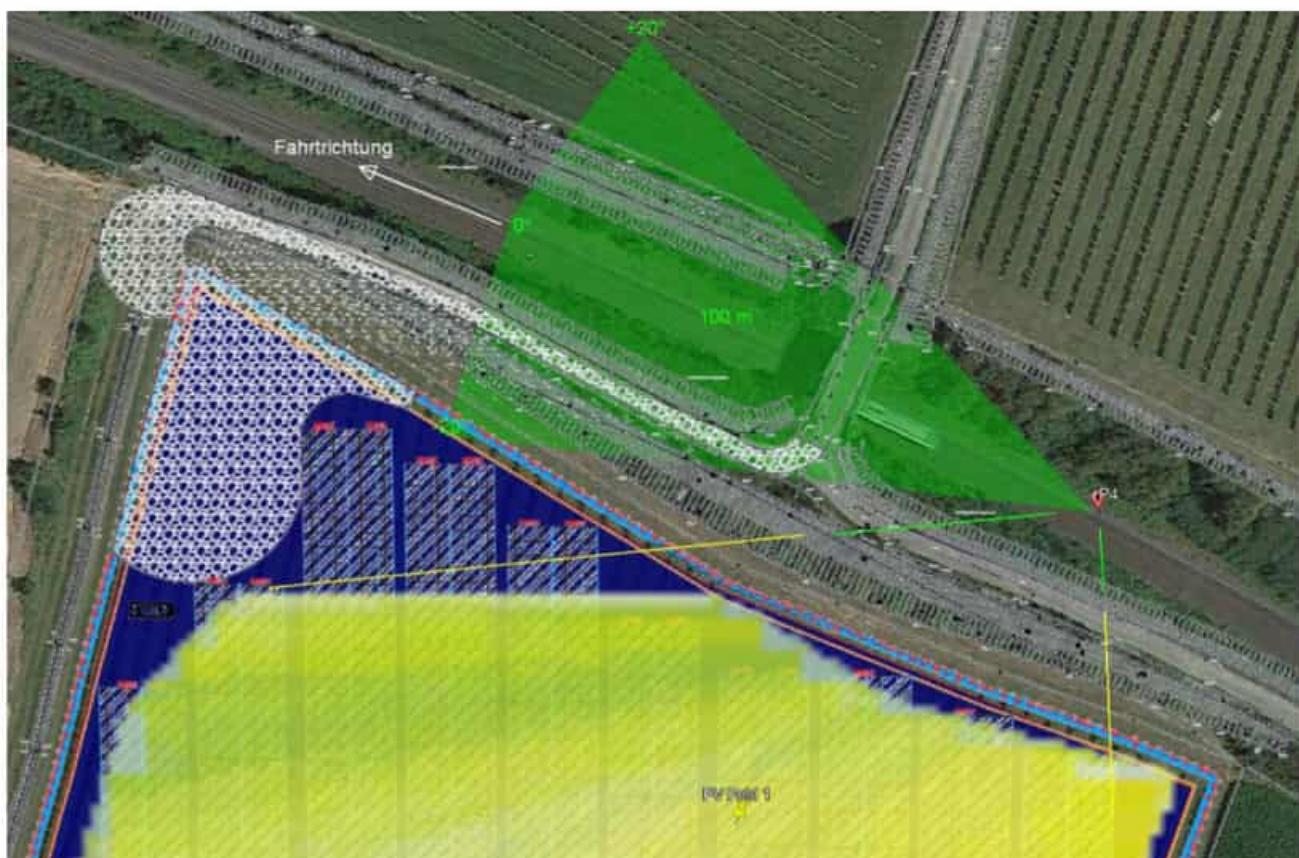


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich südwestlich und südlich der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P4 bei der Fahrt Richtung Nordwesten aus dem Führerstand. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage aufgrund der Böschung im Randbereich nicht einsehbar ist aber potenzielle Reflexionen wären ohnehin weiter links, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.4.2: Foto am Messpunkt P4 Richtung Nordwesten (Quelle: Youtube Video [8dfUdUIRdf](https://www.youtube.com/watch?v=8dfUdUIRdf), Min. 9:52, Ausschnitt)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Bahnstrecke nordwestlich

Am Messpunkt P5 können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch das südlich gelegene PV-Feld 1 auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings auch in diesem Abschnitt außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Darüber hinaus besteht aufgrund der im Bild 4.4.2 gezeigten Böschung kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanalagen ist nicht beeinträchtigt.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, B3 östlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von  $+/- 30^\circ$  relativ zur Fahrtrichtung und **100 m** Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein ausreichendes Gefährdungspotenzial vorhanden ist.

Lt. Simulation können am Messpunkt P6 auf der B3 theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden/Südwesten mit ca.  $+61^\circ$  bis  $+77^\circ$  (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Nordosten sind die Einfallswinkel nochmals größer ( $+180^\circ$ ) und dementsprechend sind potenzielle Reflexionen nochmals weniger relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P6 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

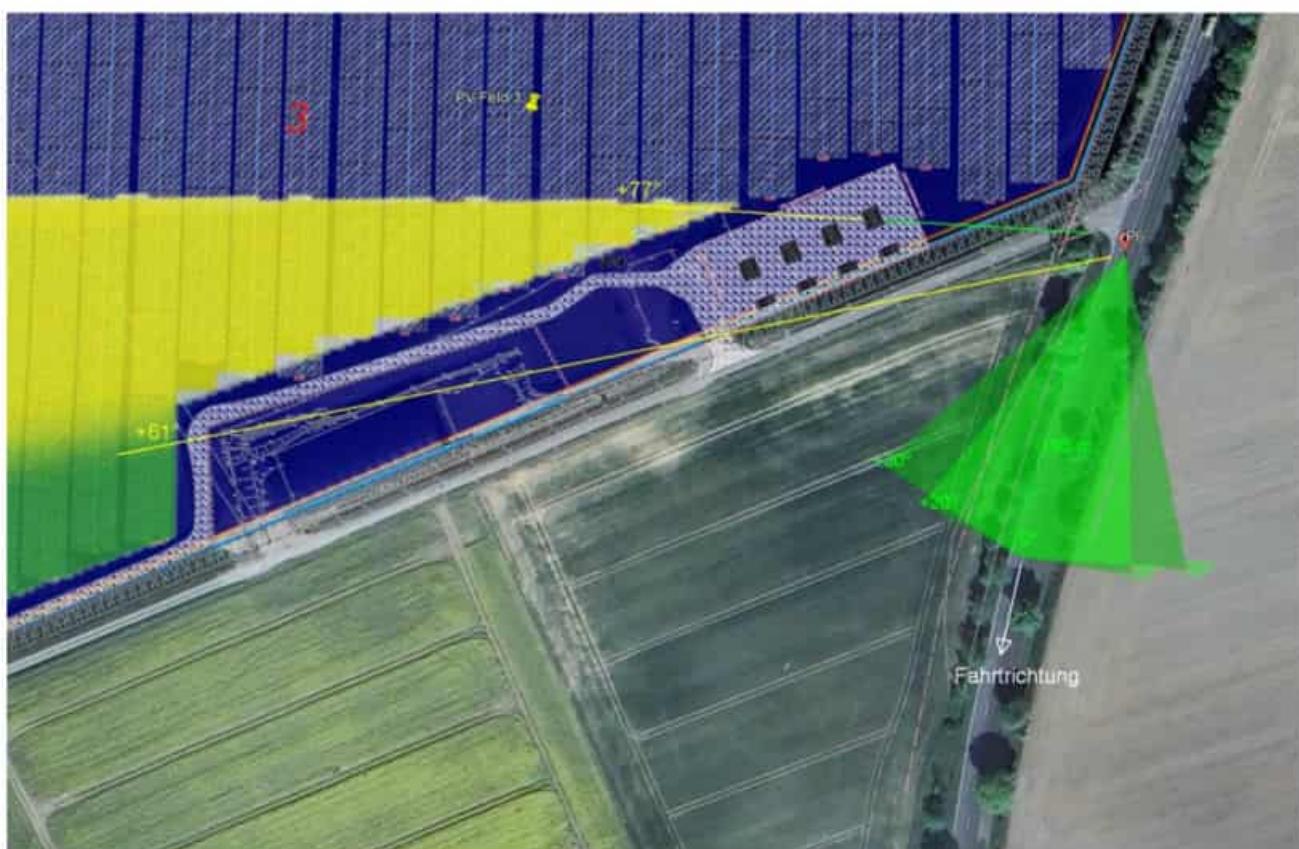


Bild 4.6.1: Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Süden/Südosten theoretisch abends Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P6 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,0 m – 2,5 m) bei der Fahrt Richtung Süden.



Bild 4.6.2: Foto am Messpunkt P6, Blick Richtung Süden (Quelle: Apple Maps, Ausschnitt)

Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage aufgrund der Böschung im Randbereich nicht einsehbar ist aber potenzielle Reflexionen wären ohnehin weiter rechts, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

#### 4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, K656 nördlich

Am Messpunkt P7 auf der K656 / Greener Tor können theoretisch Reflexionen durch das südlich gelegene PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Dies gilt gleichermaßen auch für die Fahrt Richtung Süden. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel<sup>15</sup> erreichen.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P7 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

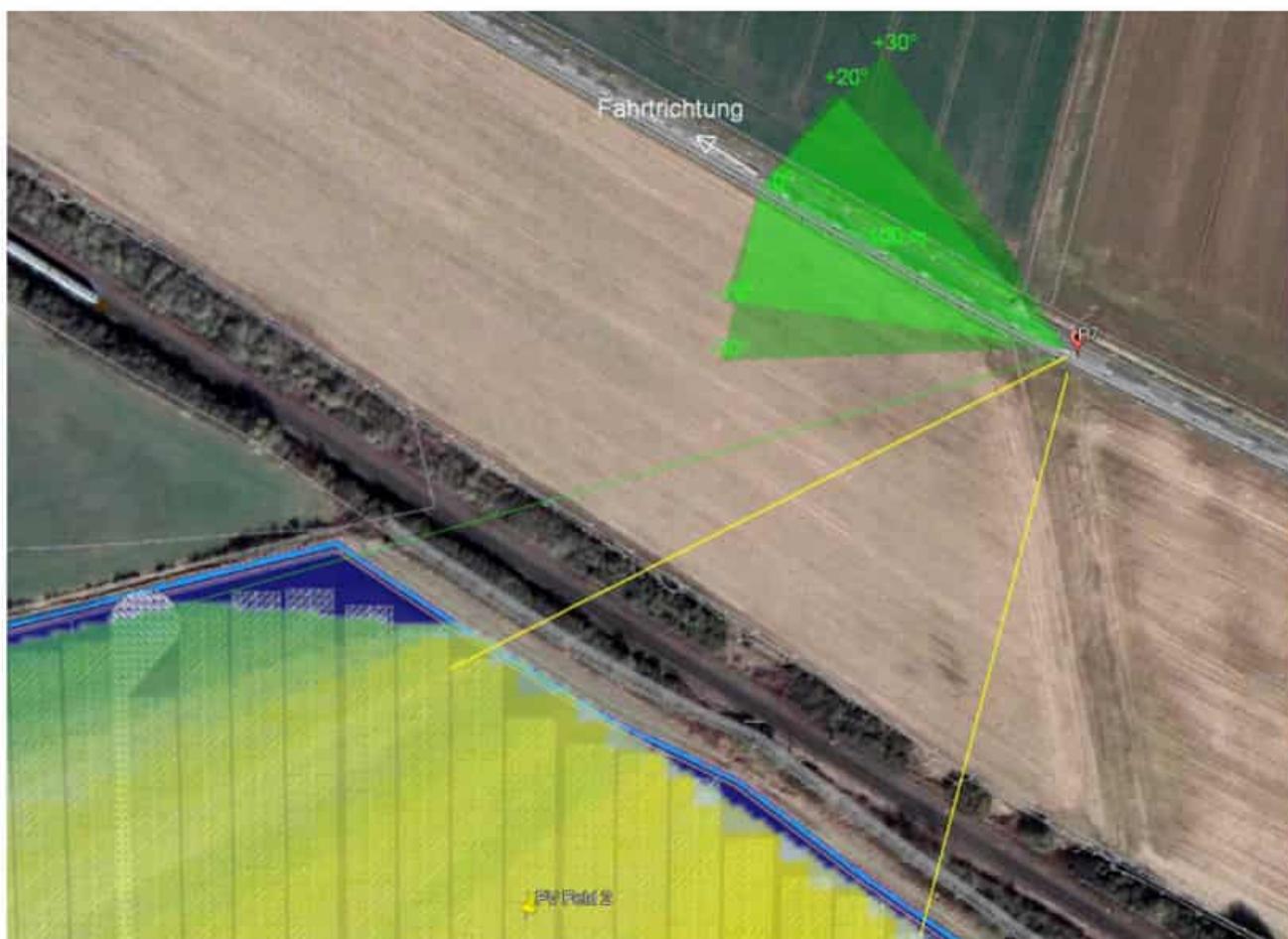


Bild 4.7.1: Simulation am Messpunkt P7 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich südlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner.

<sup>15</sup> Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit  $+/ - 5^\circ$  zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

#### 4.8 Ergebnisse am Messpunkt P8, Gebäude

Am Messpunkt P8 im Bereich der Gebäude an der Adresse „An der Bundesstraße 1“ können an insgesamt 1148 Minuten pro Jahre Reflexionen durch das PV-Feld 3 auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Das folgende Luftbild zeigt das Gebäude und die Umgebung mit Büschen und Bäumen. Überwiegend ist kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht bzw. nur bedingt anwendbar.

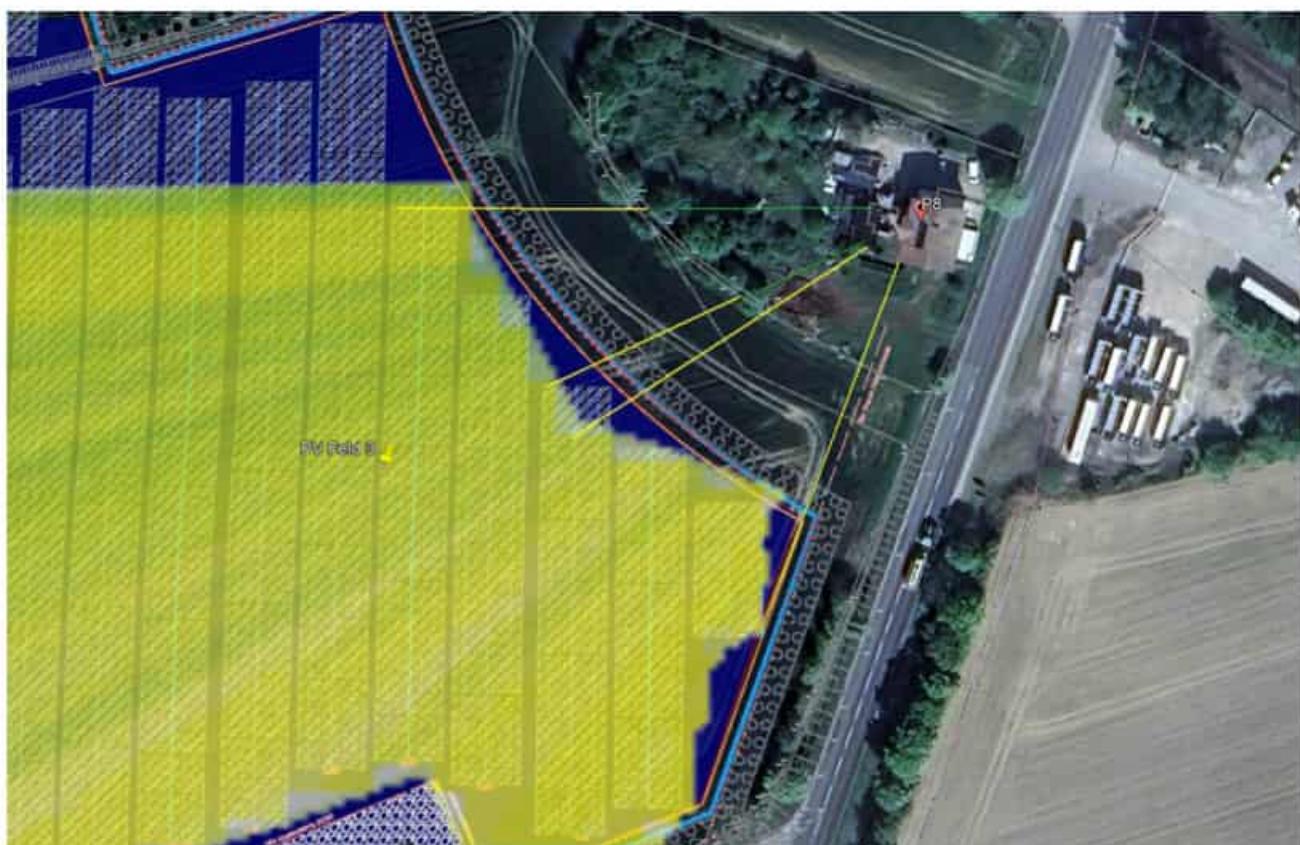


Bild 4.8.1: Situation am Messpunkt P8 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

#### 4.9 Ergebnisse am Messpunkt P9, Gebäude

Am Messpunkt P9 im Bereich der Gebäude an der Adresse „Am Mikenrott 999“ können an insgesamt 415 Minuten pro Jahre Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzwertabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Einbeck-Naensen“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Im Verlauf der Bahnstrecke Helmstedt-Holzminden (DB Strecken-Nr. 1940) können in einzelnen Abschnitten Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Darüber hinaus besteht aufgrund der ausgeprägten Vegetation im Randbereich der Bahnstrecke überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanalagen ist nicht beeinträchtigt.

Im Verlauf der B3 und auf der K656 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen auch allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

An Gebäuden im Umfeld der PV-Anlage können in geringen Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.

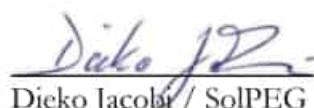
Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

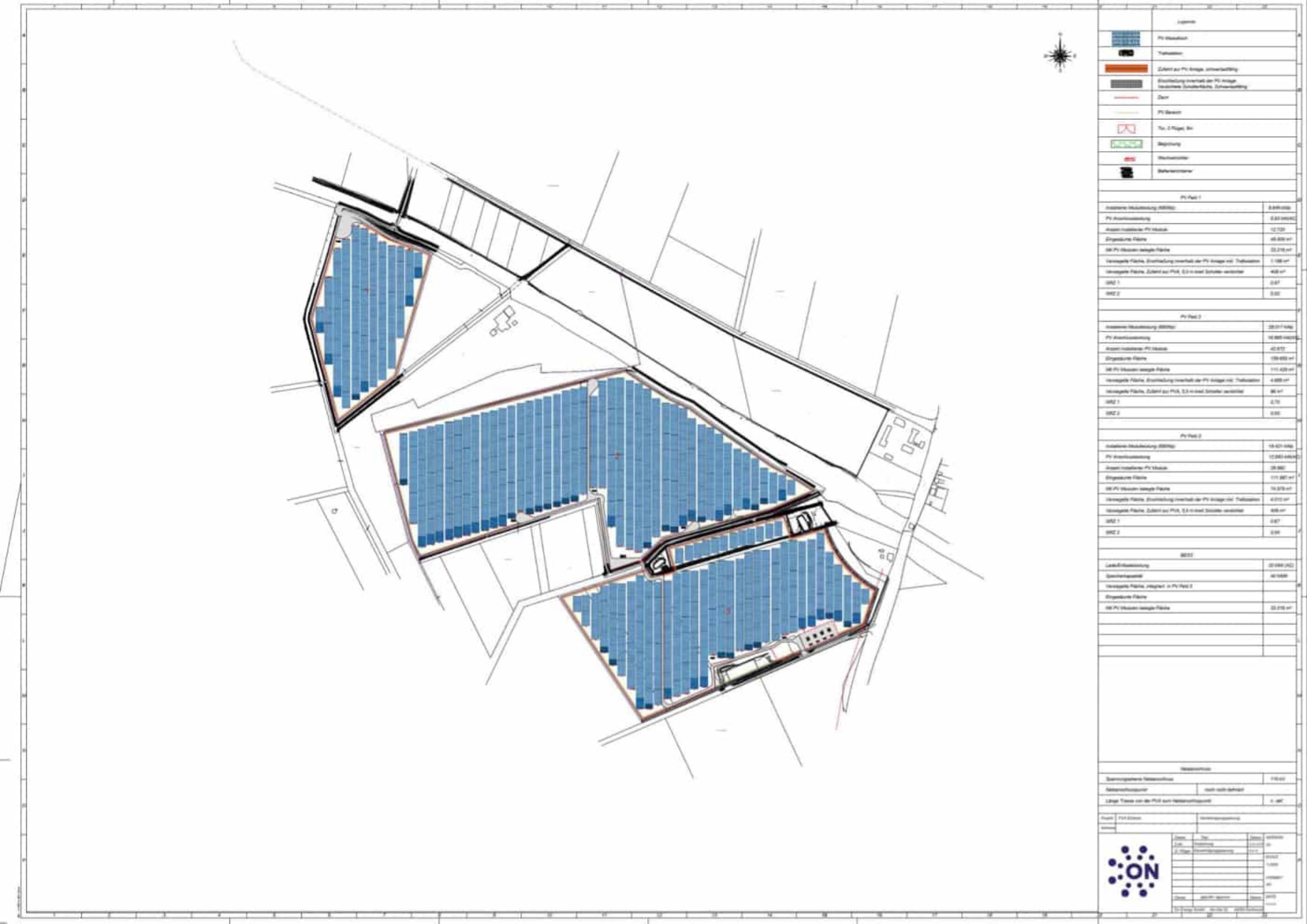
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

## 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. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 26.09.2025

  
Dieko Jacob / SolPEG GmbH



# Hi-MO 5

(G2)

## LR5-72HIBD 530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency  
• IEC61215/IEC61730-2/IEC61701-2/IEC61701-3/IEC61701-4
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



30-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC61215/IEC61730-2/IEC61701-2/IEC61701-3/IEC61701-4  
ISO9001/ISO14001  
ISO45001  
TUVSAI Guideline for module design certification project approval

**LONGi**



Hi-MO 5

LR5-72HIBD 530~550M

**21.3%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

0~3%  
POWER  
TOLERANCE

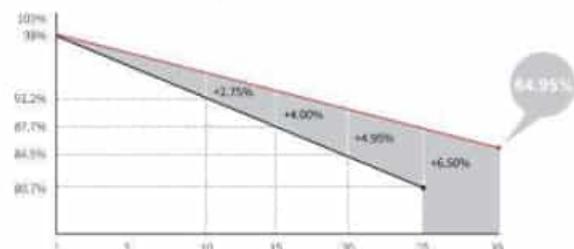
**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.45%**  
YEAR 2-30  
POWER DEGRADATION

## HALF-CELL

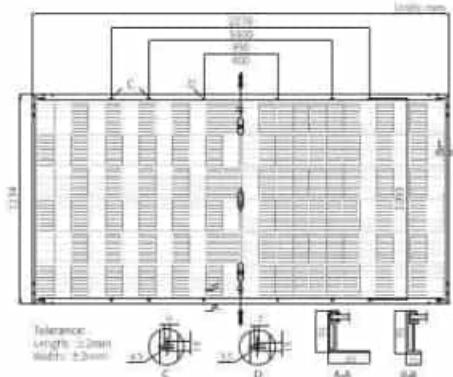
### Additional Value

30-Year Power Warranty



### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGI LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278x1134x35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



### Electrical Characteristics

STC:AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C

NOCT:AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s

Task 1: *Constitutive IgM Phage* → 90

Module Type	LRS-72HIBD-530M		LRS-72HIBD-535M		LRS-72HIBD-540M		LRS-72HIBD-545M		LRS-72HIBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	38.90	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.98	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

#### Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

Pulse #	Voc/V	Int./A	Vimp/V	Imp./A	Peak gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Bc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class B
Bifurcity	10±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Psi
Rear Side Maximum Static Loading	2400Psi
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s.

### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of $\mu$	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.240%/°C
Temperature Coefficient of $P_{max}$	-0.340%/°C

LONGi

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And  
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.  
Web: [www.longji.com](http://www.longji.com)

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONIA reserves the right of final interpretation.  
(20220410Preliminaryv01) G2

# Einbeck Naensen

## Naensen\_ost

**Created** Sep 26, 2025  
**Updated** Sep 26, 2025  
**Time-step** 5 minute(s)  
**Timezone offset** UTC2  
**Minimum sun altitude** 0.0 deg  
**Site ID** 160424.26939

**Project type** Advanced  
**Project status:** active  
**Category** 1 MW to 5 MW



### 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

**PV Analysis Methodology:** **Version 2**  
**Enhanced subtended angle calculation:** **On**

### Summary of Results

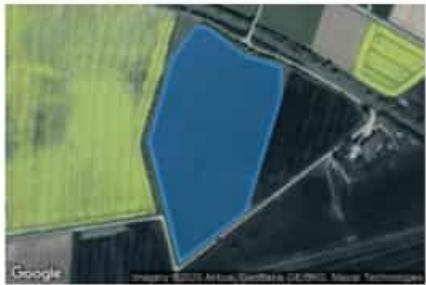
Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare		Energy Produced
			deg	deg	
				min	min
PV Feld 1	15.0	90.0		2,169	-
PV Feld 2	15.0	90.0		2,552	-
PV Feld 3	15.0	90.0		2,544	-

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 287,338 m<sup>2</sup>

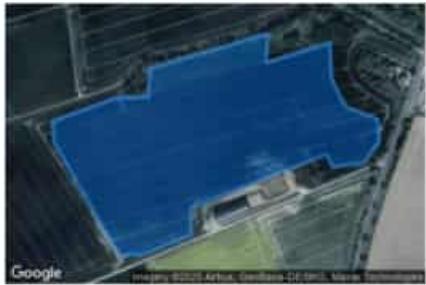
**Name:** PV Feld 1  
**Footprint area:** 49,108 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 deg  
**Orientation:** 90.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



**Name:** PV Feld 2  
**Footprint area:** 141,066 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 deg  
**Orientation:** 90.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



**Name:** PV Feld 3  
**Footprint area:** 97,164 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 deg  
**Orientation:** 90.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.883694	9.864933	198.87	1.75	200.42
2	51.884884	9.865491	207.73	1.75	209.48
3	51.885303	9.865993	212.52	1.75	214.27
4	51.885300	9.866253	213.18	1.75	214.93
5	51.884906	9.867100	211.11	1.75	212.86
6	51.884739	9.867969	212.47	1.75	214.22
7	51.884318	9.867953	206.60	1.75	208.35
8	51.882694	9.867143	195.90	1.75	197.65
9	51.881985	9.865641	192.53	1.75	194.28

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.879769	9.867715	185.13	1.75	186.88
2	51.880961	9.867307	191.07	1.75	192.82
3	51.881809	9.867414	198.98	1.75	200.73
4	51.882597	9.872500	211.13	1.75	212.88
5	51.882524	9.873702	211.43	1.75	213.18
6	51.880955	9.877317	201.86	1.75	203.61
7	51.880577	9.877253	201.10	1.75	202.85
8	51.880067	9.874034	193.27	1.75	195.02
9	51.879703	9.873562	189.64	1.75	191.39
10	51.879709	9.872779	190.08	1.75	191.83
11	51.880743	9.872543	195.49	1.75	197.24

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.879074	9.872081	188.22	1.75	187.97
2	51.879418	9.873551	188.73	1.75	190.48
3	51.879421	9.874281	190.92	1.75	192.67
4	51.879822	9.874329	190.85	1.75	192.60
5	51.880319	9.877027	197.48	1.75	199.23
6	51.879905	9.876995	195.25	1.75	197.00
7	51.880193	9.878454	200.37	1.75	202.12
8	51.879670	9.878497	202.20	1.75	203.95
9	51.879286	9.878819	207.69	1.75	209.44
10	51.879107	9.879559	211.14	1.75	212.89
11	51.878782	9.879592	212.57	1.75	214.32
12	51.878491	9.879238	211.24	1.75	212.99
13	51.878431	9.878519	210.83	1.75	212.58
14	51.878810	9.878379	210.63	1.75	212.38
15	51.877862	9.875268	203.27	1.75	205.02
16	51.877477	9.875268	204.23	1.75	205.98
17	51.877193	9.874131	201.01	1.75	202.76
18	51.877186	9.873616	199.32	1.75	201.07
19	51.878776	9.872124	186.25	1.75	188.00

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.879615	9.882047	209.84	2.50	212.34
OP 2	51.881022	9.878438	209.70	2.50	212.20
OP 3	51.882714	9.874003	213.12	2.50	215.62
OP 4	51.885065	9.867797	213.93	2.50	216.43
OP 5	51.885800	9.865200	213.69	2.50	216.19
OP 6	51.878399	9.879730	211.40	2.50	213.90
OP 7	51.883267	9.876375	218.56	2.50	221.06
OP 8	51.879744	9.880162	210.84	2.00	212.84
OP 9	51.883599	9.870023	210.92	2.00	212.92

## 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 1	15.0	90.0	2,169	1,349	-	
PV Feld 2	15.0	90.0	2,552	3,058	-	
PV Feld 3	15.0	90.0	2,544	4,170	-	

### 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-1 (green)	23	24	41	73	131	135	137	102	46	32	21	22
pv-feld-1 (yellow)	157	121	95	8	39	58	50	20	57	124	148	166
pv-feld-2 (green)	77	128	100	103	139	131	142	115	100	141	79	85
pv-feld-2 (yellow)	331	190	97	33	13	31	12	34	69	153	311	323
pv-feld-3 (green)	89	67	156	114	110	126	122	98	178	69	77	107
pv-feld-3 (yellow)	221	137	164	144	140	150	158	118	174	165	183	248

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	372	0
OP: OP 4	652	1177
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	399	0
OP: OP 8	0	0
OP: OP 9	746	172

### PV Feld 1: OP 1

No glare found

### PV Feld 1: OP 2

No glare found

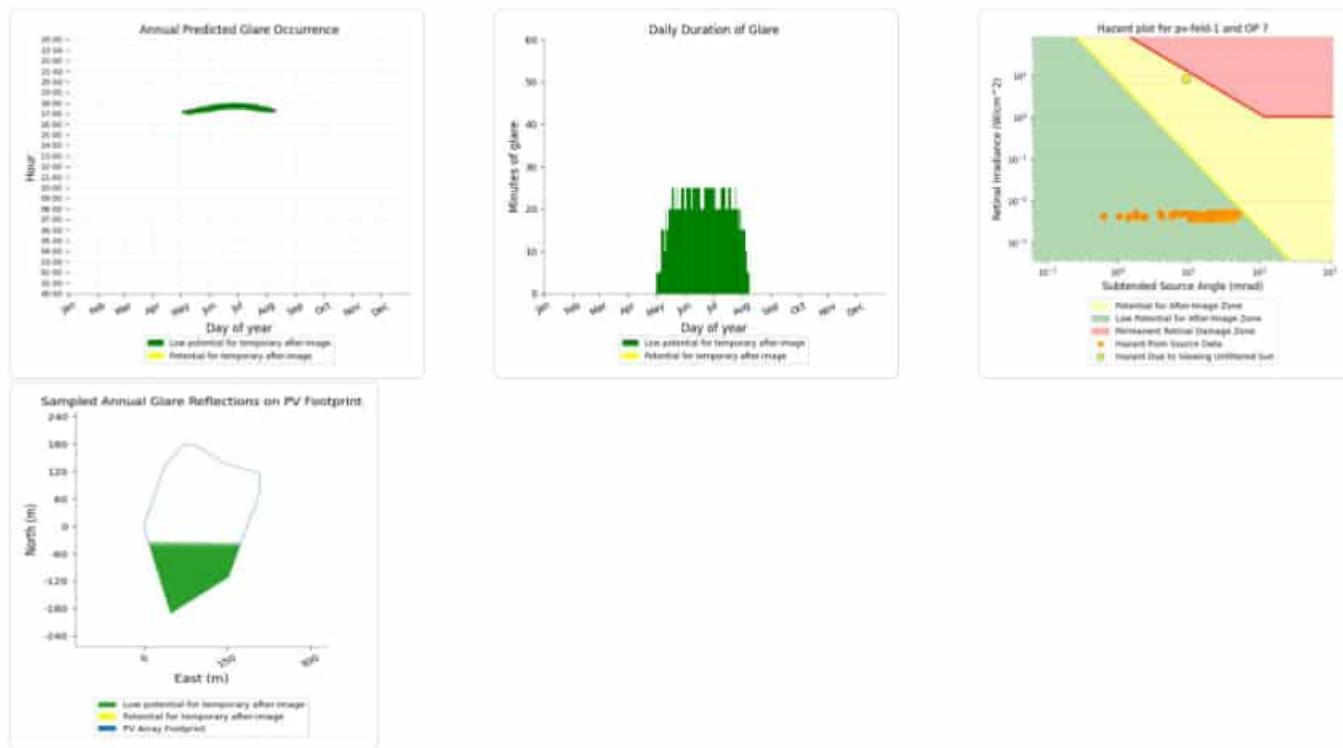
## PV Feld 1: OP 6

No glare found

## PV Feld 1: OP 7

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

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



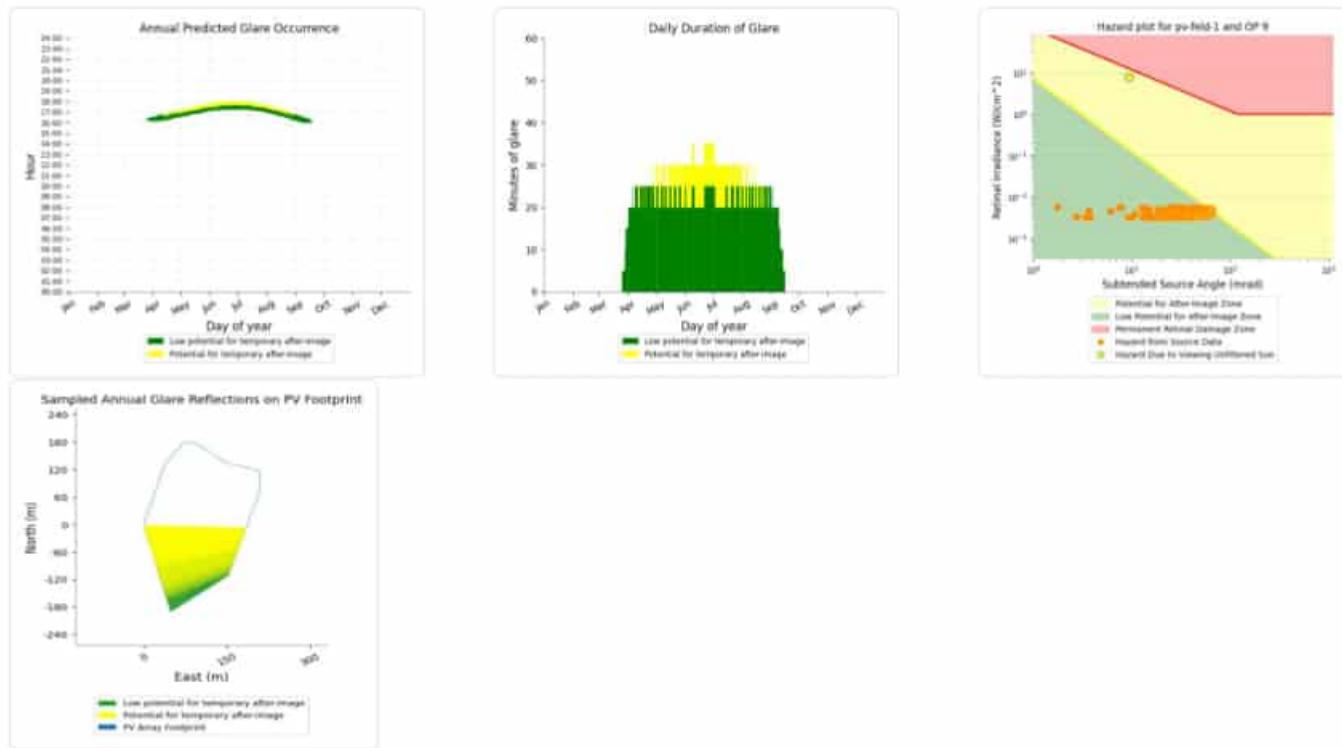
## PV Feld 1: OP 8

No glare found

## PV Field 1: OP 9

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

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



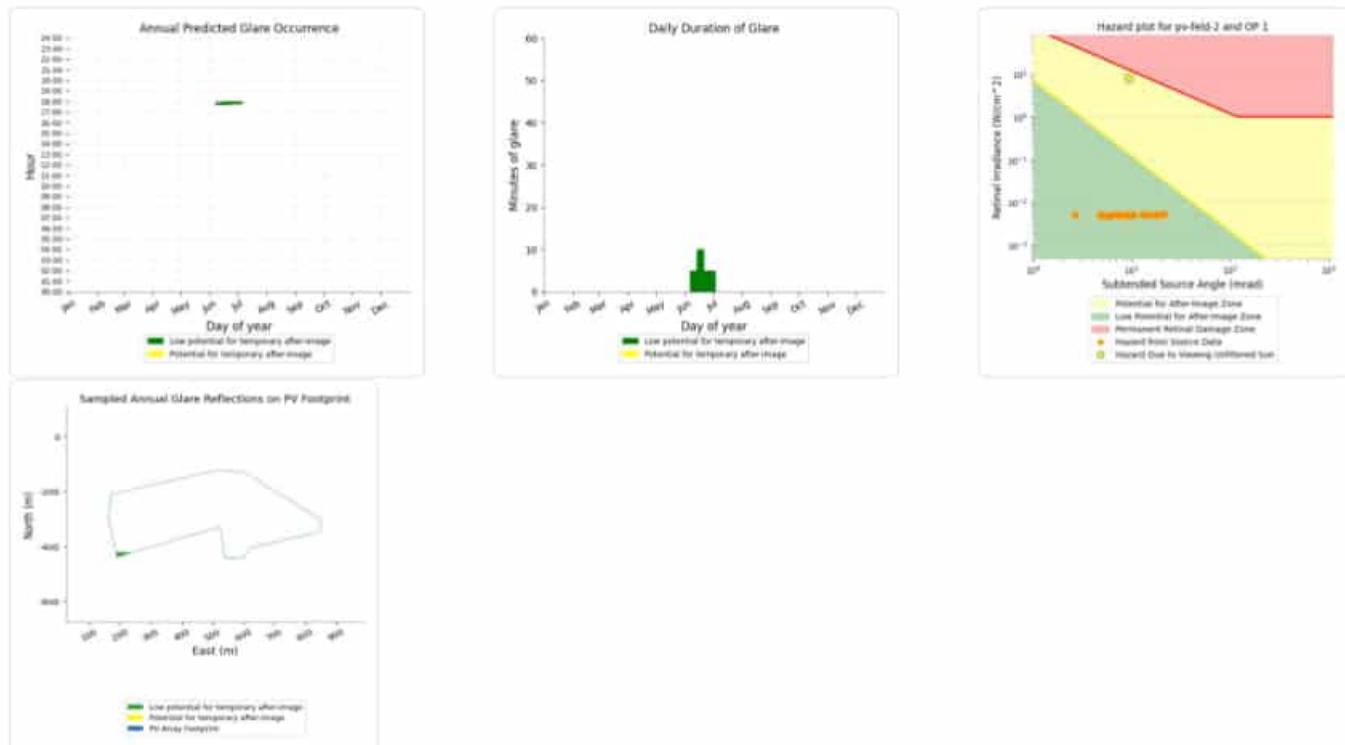
## PV Field 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	36	0
OP: OP 2	786	443
OP: OP 3	1050	1510
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0
OP: OP 7	421	690
OP: OP 8	92	0
OP: OP 9	167	415

## PV Feld 2: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

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



## PV Feld 2: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

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

