

Blendgutachten Solarpark Tellingstedt

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in Tellingstedt in Schleswig-Holstein**

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 potentiellen 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, L149	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L149	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L149	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, L149	21
4.5	Ergebnisse P5, Gebäude nördlich.....	21
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang (Auszug)	23-35

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Tellingstedt

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 „Tellingstedt“ für Verkehrsteilnehmer der L149 sowie ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden 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. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die L149.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist notwendig, da die verfügbaren Datenquellen ausreichend sind, um einen Eindruck über die örtlichen Gegebenheiten zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Süden von Tellingstedt in Schleswig-Holstein. Zwischen den Flächen verläuft die L149. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche im Süden von Tellingstedt in Schleswig-Holstein. Die Flächen sind leicht abfallend nach Westen.
Koordinaten (Mitte)	54.210°N, 9.292°O 23 m ü.N.N.
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 60 m (nördlich, nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

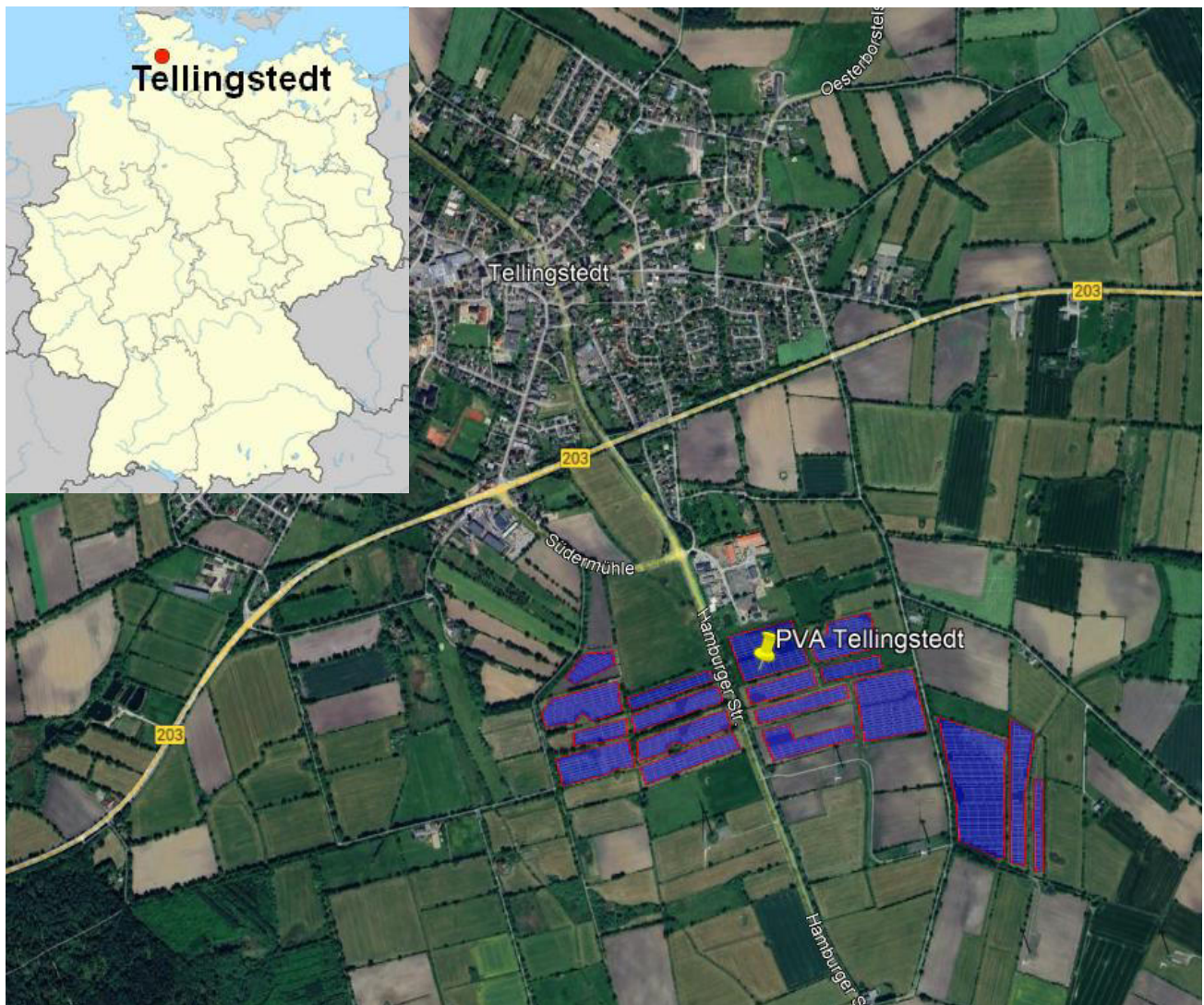


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage

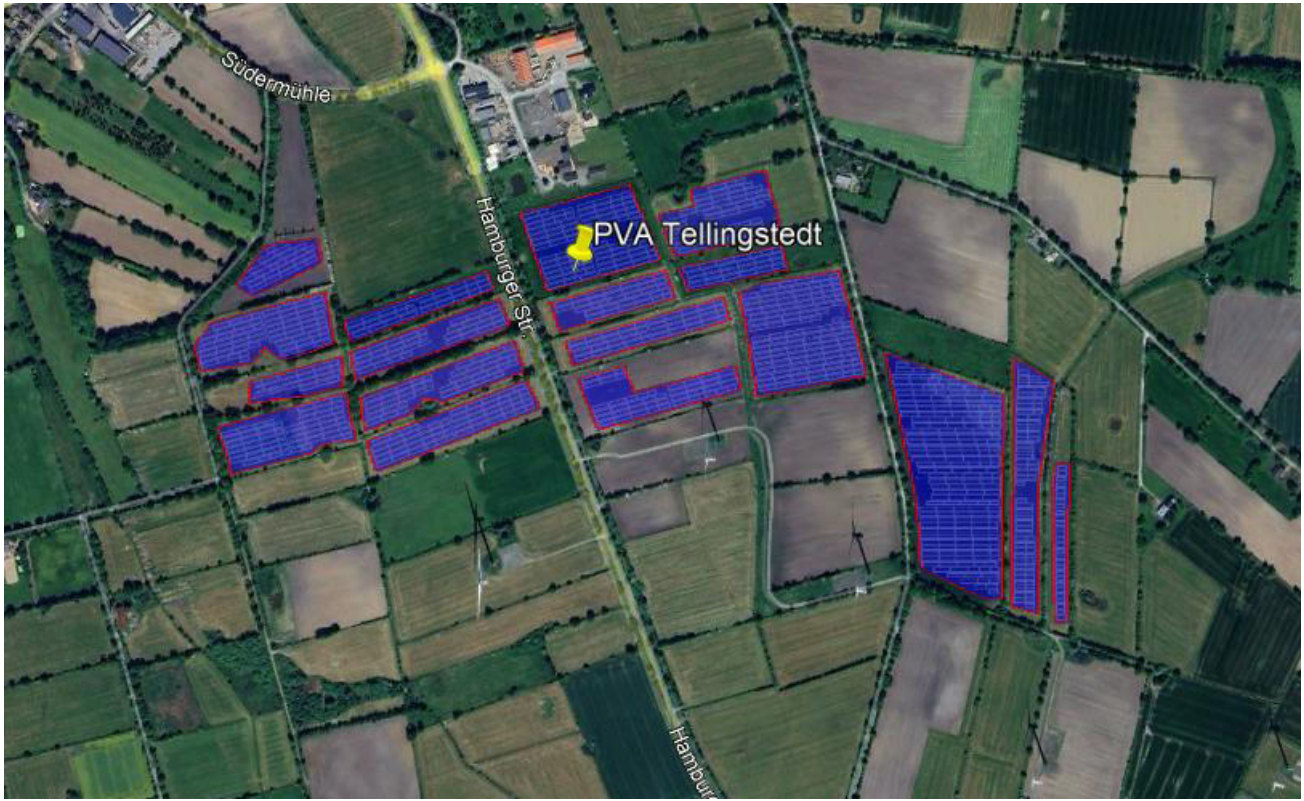


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht



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

Fotos der PV-Fläche. Blick von Westen nach Osten auf das PV-Feld 1, von Knick umgeben.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Flächen (Quelle: Auftraggeber)

Blick auf das PV-Feld 7.



Bild 2.1.5: Foto 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-Anlage und die Umgebung. Nördlich befinden sich einzelne Gebäude die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden können. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch untersucht. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



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. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie 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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

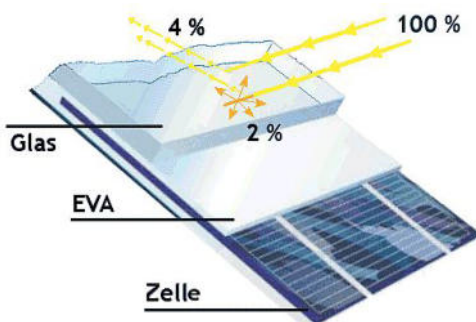


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-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.

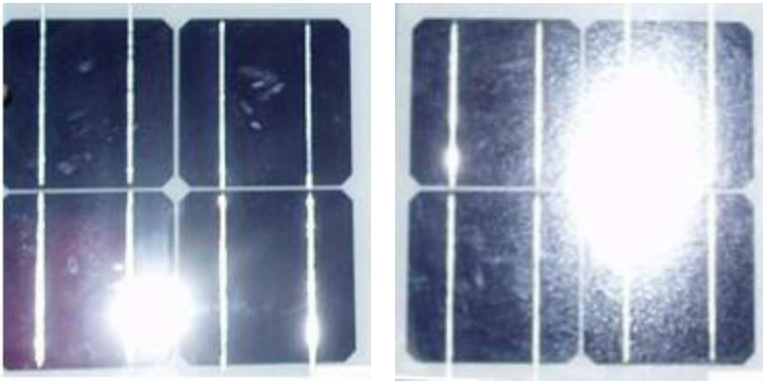


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

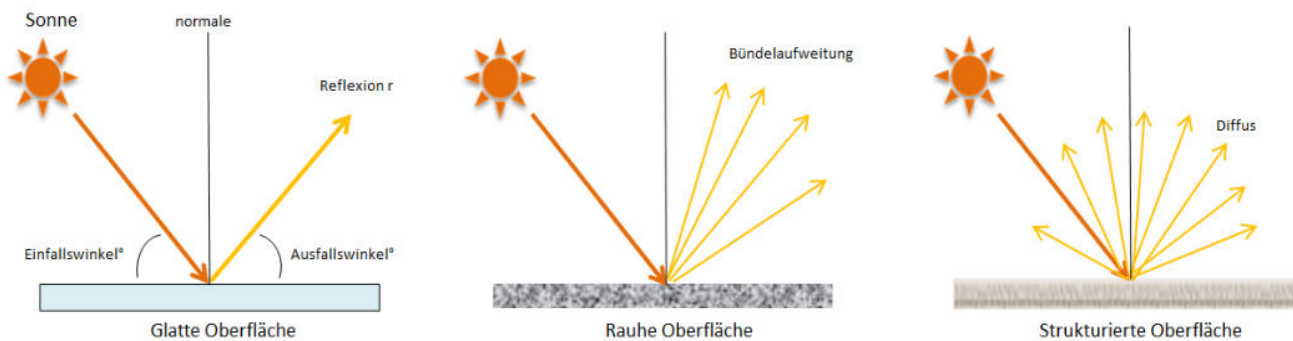


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm <u>heat strengthened glass</u>
Frame	Anodized aluminum alloy 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 FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

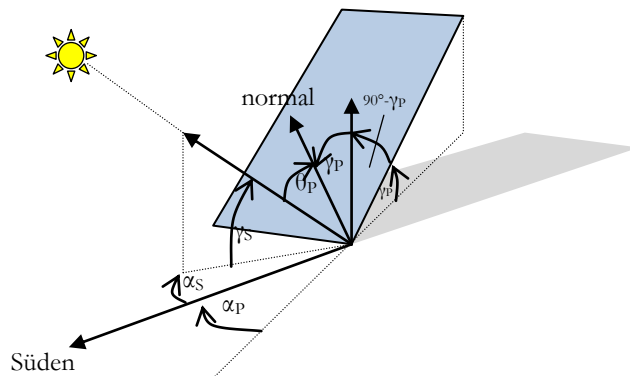


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

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

⁶ 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.

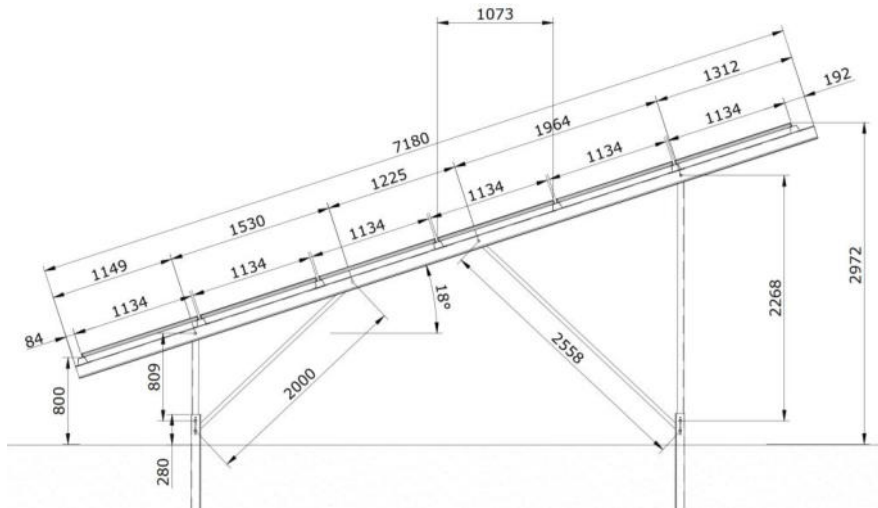


Bild 3.4.1: Skizze der Modulinstallation (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Die für die Untersuchung 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
Ausrichtung (Azimut)	160° / 165° (180° = Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m – 2,97 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe LKW ⁷)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung ±30°, 100 m Sichtweite

Für die Beurteilung von Reflexionen und einer potenziellen Blendwirkung wird für Fahrzeugführer seit über 10 Jahren ein Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite als relevant angesehen und als gängige Praxis angewendet. Diese Praxis hat sich allgemein etabliert u.a. weil bislang keine belastbaren Untersuchungen oder Studien zu Beeinträchtigungen durch Reflexionen von Sonnenlicht auf PV-Modulen vorhanden sind. Bisher wurde schon bei der Festlegung auf Prüfkriterien kein Konsens gefunden.

Lt. neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten angenommen.

⁷ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativerer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

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 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 potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Tellingstedt wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 4 Messpunkte im Verlauf der L149 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Gebäude wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und Entfernung keine relevanten Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Forst- und Wirtschaftswege (auch Zufahrt zu WEA) werden nicht analysiert, da keine relevante Verkehrsdichte vorhanden ist. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die untersuchten Messpunkte.



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 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 LAI 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 fehlt⁸ 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 LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Daraus kann aber nicht resultieren, dass zu keiner Zeit keinerlei Reflexionen auftreten dürfen. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen und im Einzelfall zu bewerten.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält keine konkreten Untersuchungen und Aussagen zur Berechnung und Beurteilung von Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht im Straßenverkehr bzw. bei Fahrzeugführern. Auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dementsprechend existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ in Bezug auf Reflexionen.

U.a. im Bereich der Humanmedizin wird überwiegend angenommen, dass (starke) Lichtquellen in einem Winkel von $\pm 20^\circ$ und mehr zur Blickrichtung keine relevante Beeinträchtigung der Sehfähigkeit darstellen. Dabei spielt die Anordnung und Anzahl der Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge eine wesentliche Rolle, da die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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 (temporäre Nachbilder). Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

Generell werden rechnerisch alle an einem Messpunkt auftreffenden Reflexionen ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, in denen überhaupt Reflexionen auftreten können. Üblicherweise treten bei der Fahrt in die jeweilige Gegenrichtung weniger bzw. keine Reflexionen auf und daher sind die Ausführungen als Dokumentation des worst-case anzusehen.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "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."

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. Aktuell sind keine belastbaren Gründe oder Untersuchungen vorhanden, die andere Annahmen oder Vorgaben rechtfertigen würden.

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar⁹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹⁰. 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.

Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

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). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² eintritt. 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).

Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

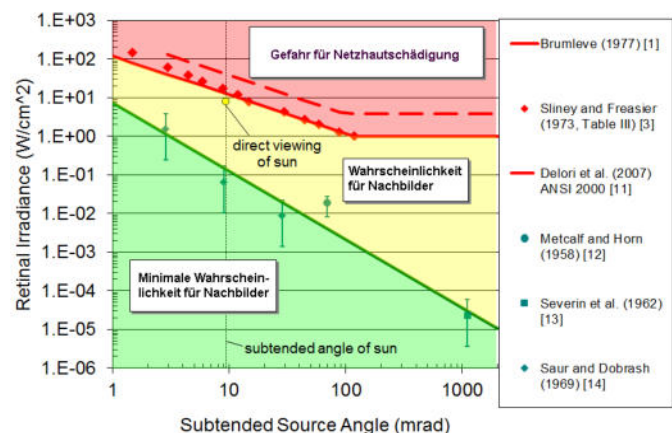


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

⁹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹⁰ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Limitierungen

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation an ortsfesten Standorten zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹¹) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist.

Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung¹² von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aufgrund von technischen Limitierungen werden meteorologischen Daten in den gängigen Simulationsprogrammen nicht berücksichtigt und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Für ortsfeste Standorte werden Simulationsergebnisse üblicherweise in Minuten- und Stundenwerten angegeben und es ist wünschenswert, dass Wolkenbedeckung als reduzierender Faktor in die Bewertung einer potenziellen Blendwirkung einfließen würde. Auch weitere Aspekte wie Frühnebel, Dunst oder auch lokale Wetterbedingungen werden bislang nicht berücksichtigt.

Der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel und andere Objekte können in gängigen Simulationsprogrammen nicht ausreichend verarbeitet werden. Insbesondere Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet bzw. simuliert werden. Derartige Limitierungen betreffen auch andere Simulationsprogramme, auch Eigenentwicklungen, Exceltools etc.

In der LAI Lichtleitlinie wird eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert aber im Bereich von Autobahnen kann lt. Vorgaben des FBA (Fernstraßenbundesamtes) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nur dann als Sichtschutz berücksichtigt werden, wenn es sich um Wald ähnliche Vegetation handelt, die nicht ohne weiteres entfernt/gerodet werden kann.

Allgemein wird angenommen, dass bereits ein gewisser Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai vorhanden ist (ca. 20-30%). Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit „hoch“ angesetzt (ca. 50-70%). Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind. Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen:

Sie [PV-Anlagen] sind in ihrer Farbgebung und Strahlrichtung so anzuordnen, dass jegliche Signalverwechslung und Blendwirkung ausgeschlossen ist. Sollte sich nach der Inbetriebnahme eine Blendung herausstellen, so sind vom Bauherrn entsprechende Abschirmungen anzubringen.

¹¹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹² DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2024_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage „Tellingstedt“ wird für 5 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 Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,5 m über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Höhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

Das Ergebnis der Simulation 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 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.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel 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 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹³ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L149	54.210770	9.289992	21,84	24,34	-
P2 L149	54.209519	9.290760	24,1	26,60	nicht relevant ^W
P3 L149	54.208561	9.291360	25,00	27,50	nicht relevant ^W
P4 L149	54.207525	9.292009	26,00	28,50	nicht relevant ^W
P5 Gebäude nördlich	54.212003	9.291401	22,00	24,50	-

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^E = Entfernung, ^S = Sichtschutz oder Geländestruktur

¹³ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L149

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 30^\circ$ 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. Aktuell sind keine belastbaren Gründe oder Untersuchungen vorhanden, die andere Annahmen oder Vorgaben rechtfertigen würden.

Am Messpunkt P1 sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L149

Am Messpunkt P2 auf der L149 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 01. Mai - 12. August, zwischen 06:12 - 06:45 Uhr, für max. 20 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung, vom 05. März - 08. Oktober, zwischen 17:52 - 19:08 Uhr, für max. 18 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung, sowie dem 24. März - 20. September, zwischen 18:16 - 19:09 Uhr, für max. 15 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

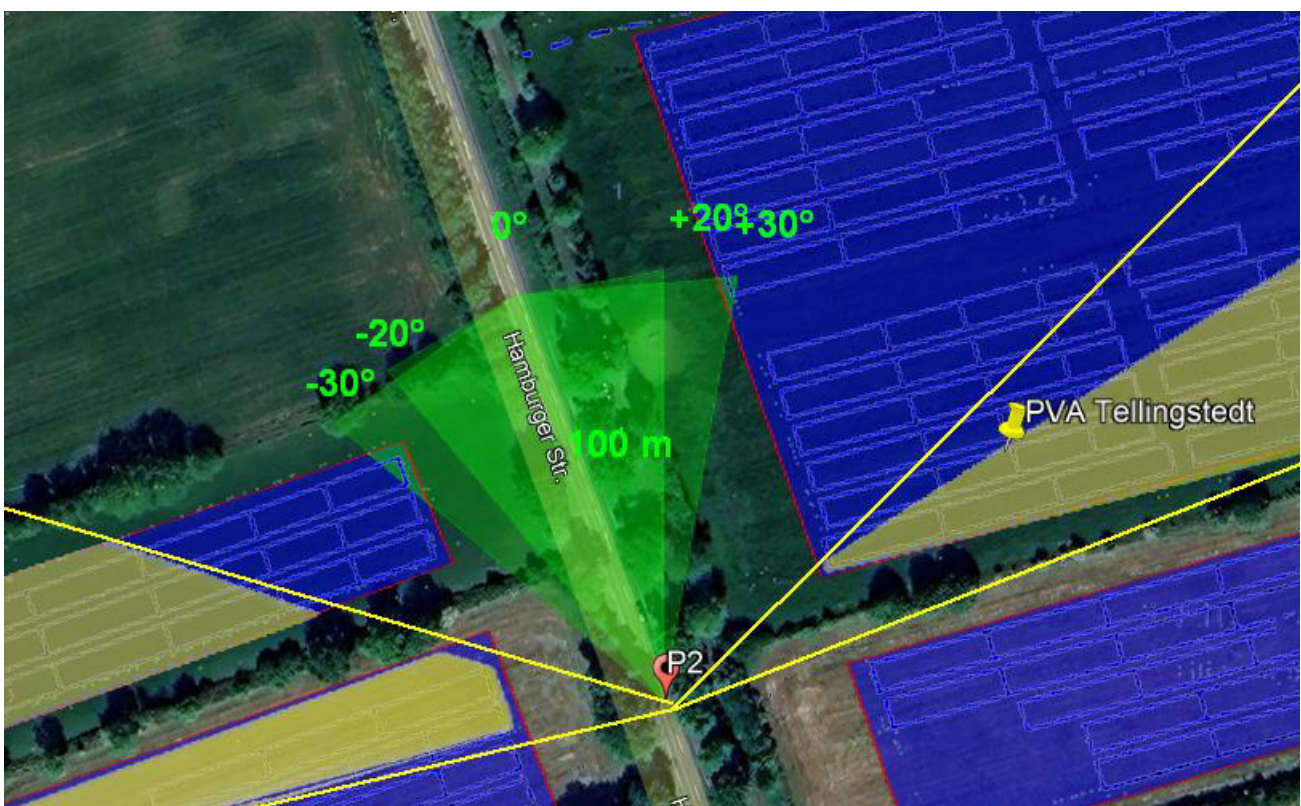


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L149

Am Messpunkt P3 auf der L149 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 12. Mai - 31. Juli, zwischen 05:58 - 06:26 Uhr, für max. 14 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung, sowie dem 09. März - 04. Oktober, zwischen 18:01 - 19:11 Uhr, für max. 20 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors ($\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung, 100 m Sichtweite). Aufgrund der Einfallswinkel und aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

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

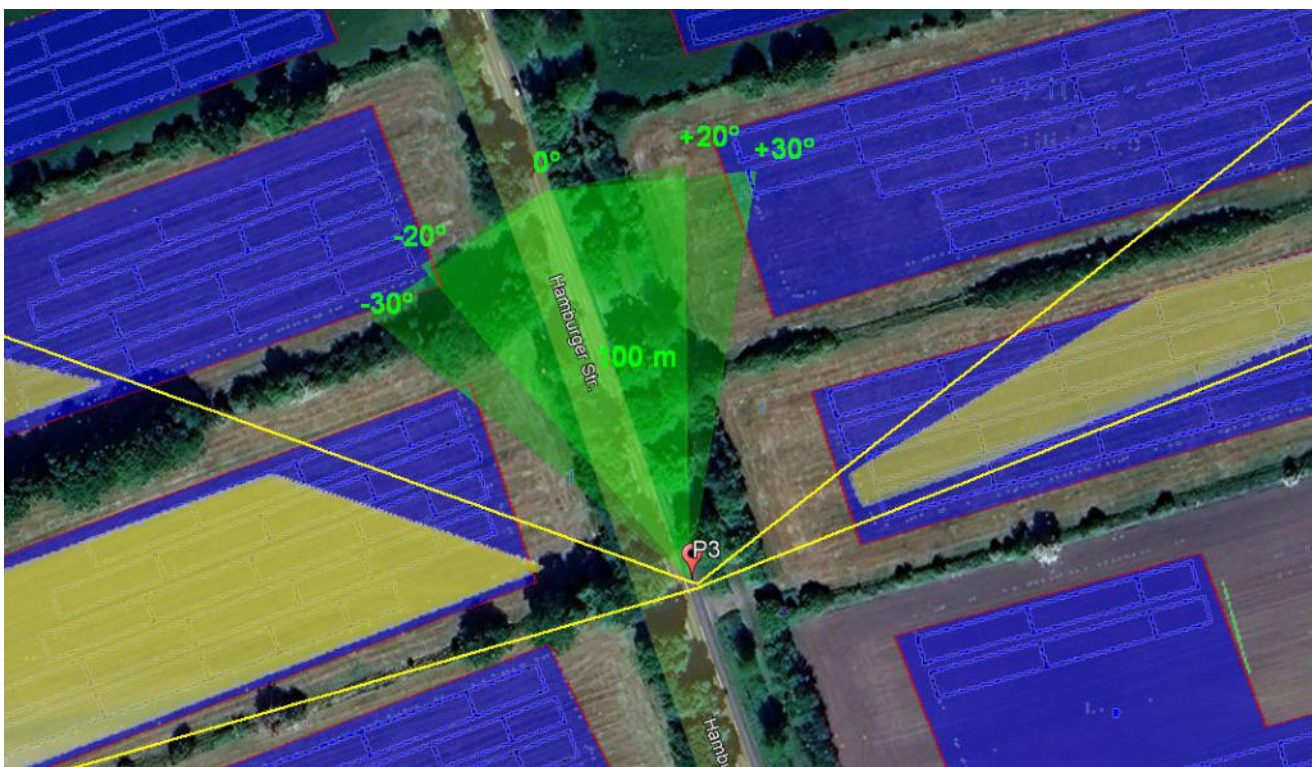


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁴ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Norden. Das Foto verdeutlicht, dass die Flächen der PV-Anlage aufgrund von ausgeprägtem Bewuchs/Knicks im Randbereich nicht einsehbar sind. Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.

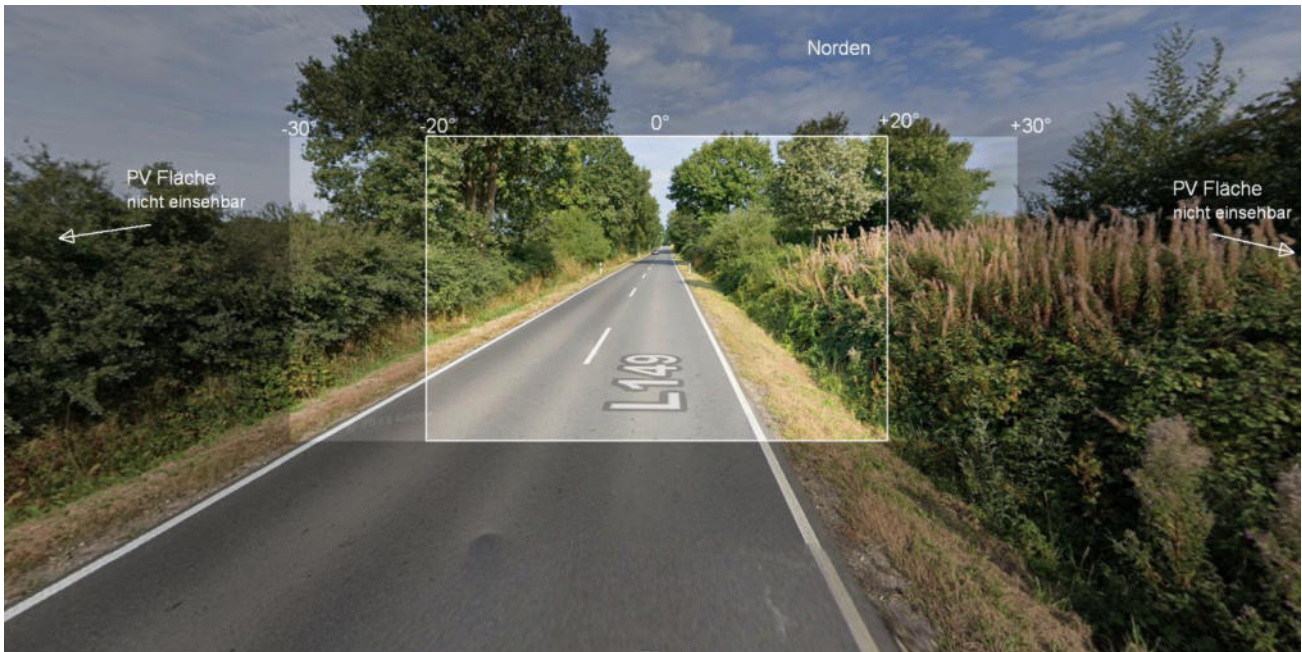


Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Norden (Quelle: Google StreetView, September 2022, Ausschnitt)

Bei der Fahrt in die Gegenrichtung ist nur die Rückseite der PV-Anlage sichtbar – sofern die Knicks gerodet /auf den Stock gesetzt wurden. Potenzielle Reflexion können die Fahrbahn nicht erreichen.

¹⁴ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, L149

Am Messpunkt P4 auf der L149 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 28. April - 14. August, zwischen 06:11 - 06:50 Uhr, für max. 25 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung, sowie zwischen dem 30. März - 14. September, zwischen 18:22 - 19:09 Uhr, für max. 14 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Da die Ausrichtung der Fahrbahn auch in diesem Abschnitt unverändert ist, liegen die Einfallswinkel wie auch an den anderen Messpunkten, deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

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

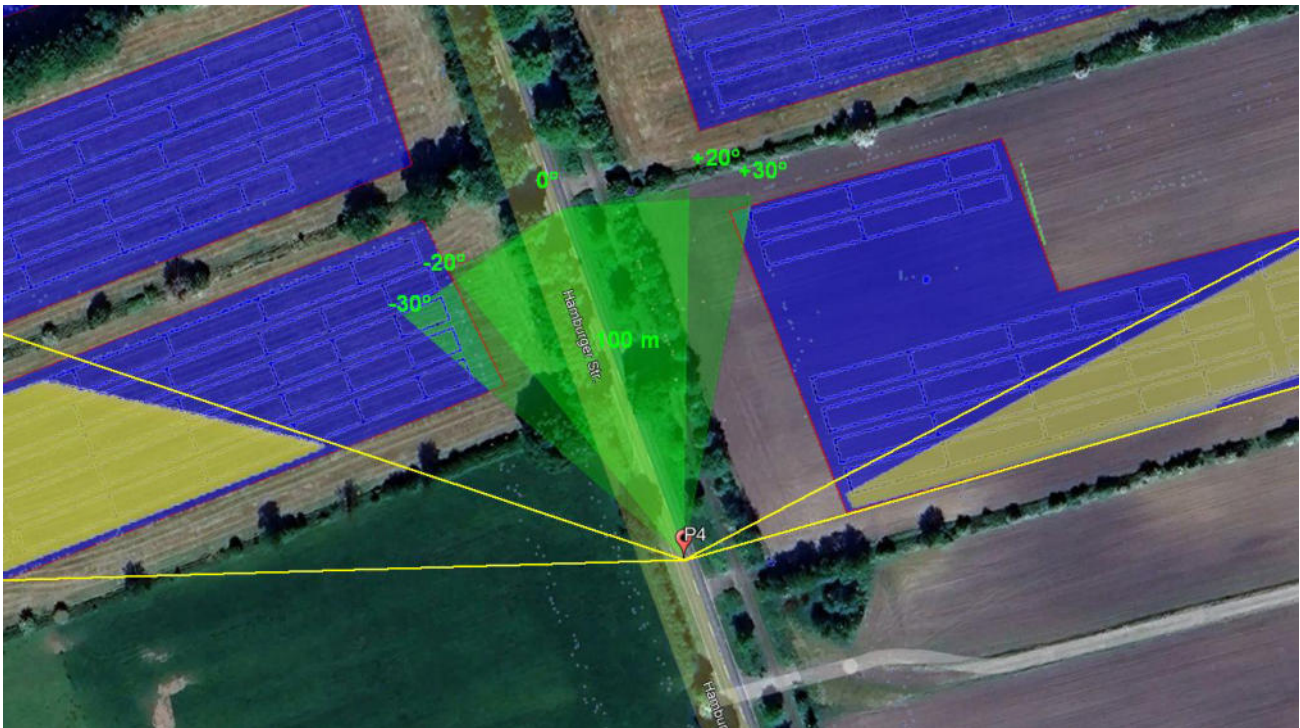


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

4.5 Ergebnisse P5, Gebäude nördlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude nördlich der PV-Anlage, an der Adresse Wiesengrund 17, wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

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 Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 5 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Auf der L149 können theoretisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten aber die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist durch die PV-Anlage nicht beeinträchtigt.

Privat-, Forst- und Wirtschaftswege (auch Zufahrt zu WEA) werden nicht analysiert, da keine relevante Verkehrsdichte vorhanden ist.

Im Bereich der nördlich gelegenen Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.


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

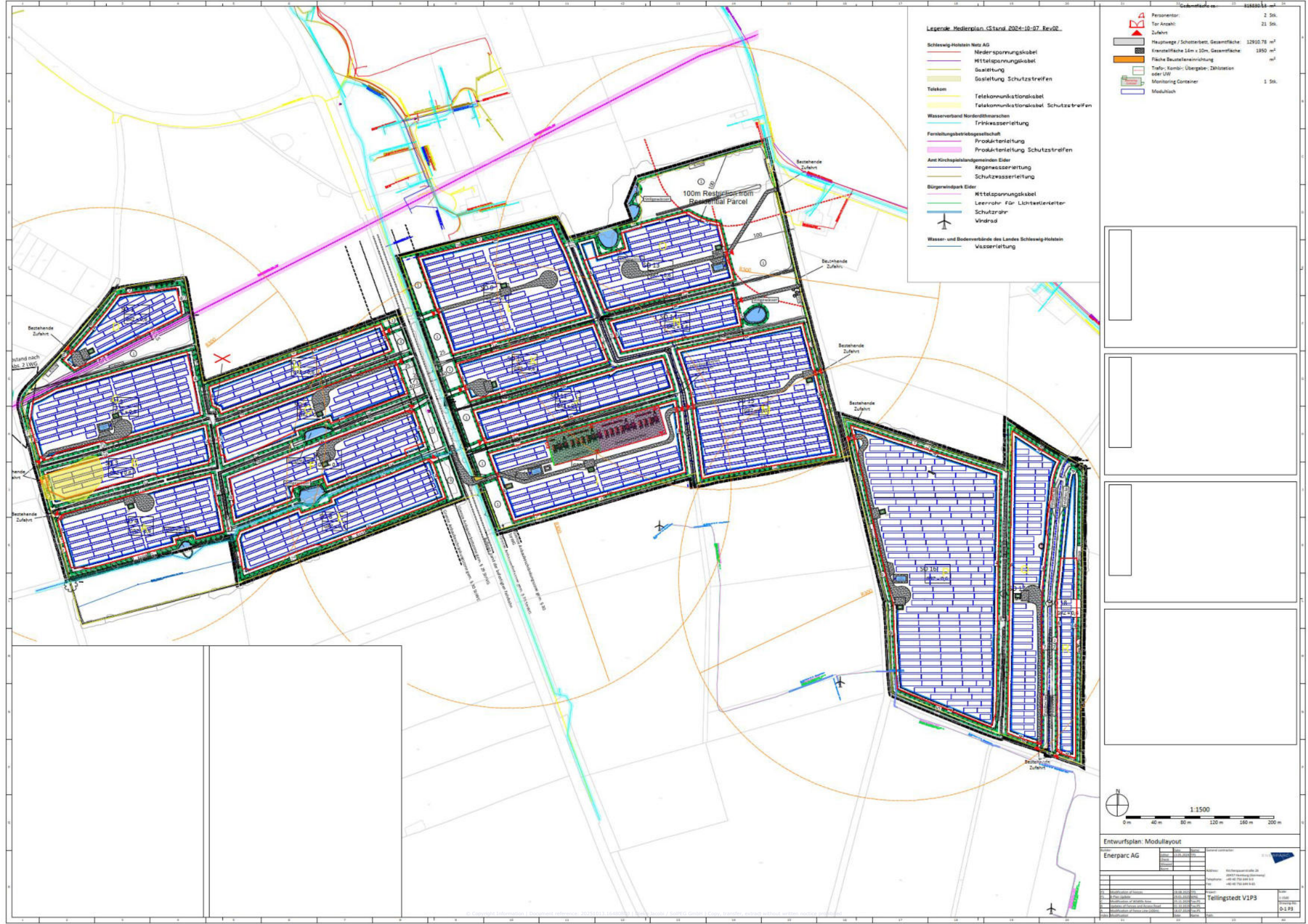
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

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 10.10.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



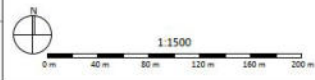
Legende: Modellanplan_S1Strad_2024-10-07_Rev02

- Schleswig-Holstein Netz AG
 - Niederspannungskabel
 - Mittelspannungskabel
 - Gauleitung
 - Gauleitung Schutzstreifen
- Telekom
 - Telekommunikationskabel
 - Telekommunikationskabel Schutzstreifen
- Wasserverband Norddithmarschen
 - Trinkwasserleitung
- Fernleitungsbetriebsgesellschaft
 - Produkt-tertleitung
 - Produkt-tertleitung Schutzstreifen
- Ant Kirchspielandgemeinden Eider
 - Regenwasserleitung
 - Schutzwasserleitung
- Bürgerwindpark Eider
 - Witelspannungskabel
 - Leerrohr für Lichtwellenleiter
 - Schutzzaun
 - Windrad
- Wasser- und Bodenverbände des Landes Schleswig-Holstein
 - Vasserleitung

Personenort:	2 Stk.
Tor Anzahl:	21 Stk.
Zufahrt:	
Hauptwege / Schotterbett, Gesamfläche:	12910,78 m ²
Kranntfläche 1,4m x 10m, Gesamfläche:	1950 m ²
Fläche Baustelleneinrichtung	
Traby, Kambi, Übergabe, Zählstation oder USV	
Monitoring Container	1 Stk.
Modulhaus	

Bestehende Zufahrt
 Bestand nach Abs. 21 LWG
 Bestehende Zufahrt
 Bestehende Zufahrt
 Bestehende Zufahrt

100m Restriktion from Residential Parcel



Entwurfsplan: Modullayout

Enerparc AG			
Anschrift:	Werkstatt	Adresse:	Hochspannungsstr. 28
Telefon:	Telefon	Postfach:	24877 Tellingstedt (Schleswig)
Fax:	Fax	Postleitzahl:	24846 Tellingstedt
E-Mail:	E-Mail	Land:	DE
Web:	Web	Region:	Schleswig-Holstein
Projektname:	Projektname	Projektort:	Tellingstedt V1P3
Projektziele:	Projektziele	Projektphase:	0-1 P3
Projektstart:	Projektstart	Projektende:	
Projektstatus:	Projektstatus	Projektverantwortlicher:	
Projektbudget:	Projektbudget	Projektverantwortlicher (E-Mail):	
Projektbudget (Mio. €):	Projektbudget (Mio. €)	Projektverantwortlicher (Telefon):	
Projektbudget (Mio. €):	Projektbudget (Mio. €)	Projektverantwortlicher (Fax):	
Projektbudget (Mio. €):	Projektbudget (Mio. €)	Projektverantwortlicher (E-Mail):	
Projektbudget (Mio. €):	Projektbudget (Mio. €)	Projektverantwortlicher (Telefon):	
Projektbudget (Mio. €):	Projektbudget (Mio. €)	Projektverantwortlicher (Fax):	

Hi-MO 7

LR5-72HGD 560~590M

- High-performance PV modules for utility power plants
- Advanced HPDC cell technology delivers superior module efficiency and power
- High bifaciality and excellent power temperature coefficient achieves high energy yield
- LONGi lifecycle quality ensures long-term performance

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



22.8%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

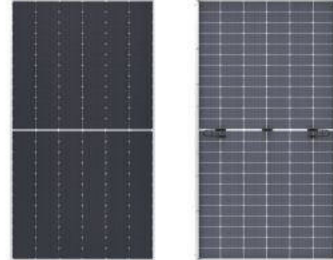
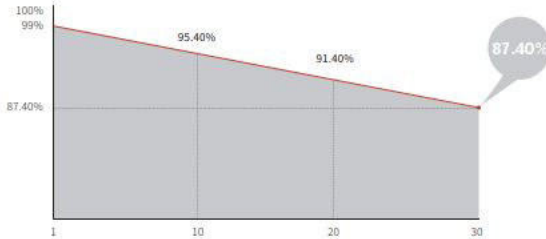
<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.4%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

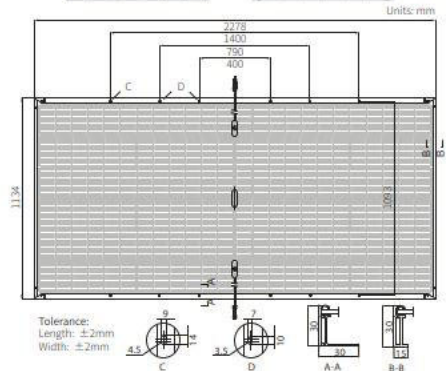
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	31.8kg
Dimension	2278×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 180pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C				NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s				Test uncertainty for P _{max} : ±3%					
	LR5-72HGD-560M	LR5-72HGD-565M	LR5-72HGD-570M	LR5-72HGD-575M	LR5-72HGD-580M	LR5-72HGD-585M	LR5-72HGD-590M	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	560	426.3	565	430.1	570	433.9	575	437.7	580	441.5	585	445.3	590	449.1
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	50.99	48.46	51.09	48.55	51.19	48.65	51.30	48.75	51.41	48.86	51.52	48.96	51.63	49.07
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.89	11.16	13.97	11.22	14.05	11.29	14.14	11.35	14.22	11.42	14.30	11.48	14.38	11.55
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	42.82	40.69	42.91	40.78	43.00	40.87	43.11	40.97	43.22	41.07	43.33	41.18	43.44	41.28
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	13.08	10.48	13.17	10.55	13.26	10.62	13.34	10.68	13.42	10.75	13.51	10.82	13.59	10.89
Module Efficiency(%)	21.7	21.9	22.1	22.3	22.5	22.6	22.8							

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 575W front)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
604	51.30	14.84	43.11	14.00	5%
633	51.30	15.55	43.11	14.67	10%
661	51.40	16.26	43.21	15.34	15%
690	51.40	16.96	43.21	16.01	20%
719	51.40	17.67	43.21	16.67	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	80±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

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

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.280%/°C



Tellingstedt

Tellingstedt

Created Sep 14, 2025
Updated Sep 17, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 159340.26719

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



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² 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	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV array 1	18.0	165.0	379	1,769	-
PV array 2	18.0	165.0	1,036	0	-
PV array 3	18.0	165.0	247	1,013	-
PV array 4	18.0	165.0	593	2,380	-
PV array 5	18.0	160.0	829	2,208	-
PV array 6	18.0	160.0	2,672	4,017	-
PV array 7	18.0	160.0	2,048	3,879	-
PV array 8	18.0	160.0	2,254	2,342	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 115,480 m²

Name: PV array 1
Footprint area: 24,506 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 165.0 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	54.210909	9.290731	21.86	2.00	23.86
2	54.209758	9.291445	23.83	2.00	25.83
3	54.210178	9.294202	23.00	2.00	25.00
4	54.211273	9.293483	23.54	2.00	25.54



Name: PV array 2
Footprint area: 9,639 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 165.0 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	54.209603	9.291504	24.49	2.00	26.49
2	54.209155	9.291756	25.82	2.00	27.82
3	54.209613	9.294519	24.19	2.00	26.19
4	54.210043	9.294202	23.00	2.00	25.00



Name: PV array 3
Footprint area: 11,958 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 165.0 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	54.209023	9.291815	25.68	2.00	27.68
2	54.208653	9.292013	25.51	2.00	27.51
3	54.209261	9.295886	26.15	2.00	28.15
4	54.209676	9.295667	25.32	2.00	27.32



Name: PV array 4
Footprint area: 17,716 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 165.0 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	54.208505	9.292067	25.62	2.00	27.62
2	54.207661	9.292539	26.00	2.00	28.00
3	54.208248	9.296101	26.57	2.00	28.57
4	54.208794	9.296013	26.59	0.00	26.59
5	54.208348	9.293348	26.00	0.00	26.00
6	54.208694	9.293183	25.87	2.00	27.87

Name: PV array 5
Footprint area: 15,857 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 160.0 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	54.208461	9.291058	24.83	2.00	26.83
2	54.208010	9.291311	24.92	2.00	26.92
3	54.207059	9.287035	20.00	2.00	22.00
4	54.207558	9.286901	20.48	2.00	22.48

Name: PV array 6
Footprint area: 13,483 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 160.0 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	54.209058	9.290624	24.45	2.00	26.45
2	54.208665	9.290887	24.84	2.00	26.84
3	54.208135	9.288730	21.23	2.00	23.23
4	54.208217	9.288516	21.17	2.00	23.17
5	54.208104	9.288065	21.07	2.00	23.07
6	54.207925	9.287952	21.00	2.00	23.00
7	54.207718	9.286853	20.71	2.00	22.71
8	54.208192	9.286756	21.33	2.00	23.33

Name: PV array 7
Footprint area: 12,745 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 160.0 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	54.209673	9.290318	23.45	2.00	25.45
2	54.209256	9.290522	24.30	2.00	26.30
3	54.208434	9.286644	21.49	2.00	23.49
4	54.208867	9.286536	21.50	2.00	23.50



Name: PV array 8
Footprint area: 9,577 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 160.0 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	54.210115	9.290093	22.53	2.00	24.53
2	54.209821	9.290259	23.15	2.00	25.15
3	54.209005	9.286515	21.46	2.00	23.46
4	54.209312	9.286408	21.29	2.00	23.29
5	54.209378	9.286488	21.30	2.00	23.30



Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type: Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.211068	9.289852	21.41	2.50	23.91
2	54.209982	9.290464	22.99	2.50	25.49
3	54.208432	9.291451	25.08	2.50	27.58
4	54.207422	9.292084	26.00	2.50	28.50
5	54.206820	9.292438	26.06	2.50	28.56



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.210770	9.289992	21.84	2.50	24.34
OP 2	54.209519	9.290760	24.10	2.50	26.60
OP 3	54.208561	9.291360	25.00	2.50	27.50
OP 4	54.207525	9.292009	26.00	2.50	28.50
OP 5	54.212003	9.291401	22.00	2.50	24.50

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 array 1	18.0	165.0	379	1,769	-	
PV array 2	18.0	165.0	1,036	0	-	
PV array 3	18.0	165.0	247	1,013	-	
PV array 4	18.0	165.0	593	2,380	-	
PV array 5	18.0	160.0	829	2,208	-	
PV array 6	18.0	160.0	2,672	4,017	-	
PV array 7	18.0	160.0	2,048	3,879	-	
PV array 8	18.0	160.0	2,254	2,342	-	

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-array-1 (green)	0	0	0	15	98	111	101	54	0	0	0	0
pv-array-1 (yellow)	0	0	0	5	485	575	561	143	0	0	0	0
pv-array-2 (green)	0	0	0	0	183	483	370	0	0	0	0	0
pv-array-2 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-array-3 (green)	0	0	0	0	50	107	85	5	0	0	0	0
pv-array-3 (yellow)	0	0	0	0	234	391	380	8	0	0	0	0
pv-array-4 (green)	0	0	0	19	161	173	167	73	0	0	0	0
pv-array-4 (yellow)	0	0	0	23	665	723	742	227	0	0	0	0
pv-array-5 (green)	0	0	163	79	93	116	100	75	203	0	0	0
pv-array-5 (yellow)	0	0	24	370	424	414	427	413	136	0	0	0
pv-array-6 (green)	0	0	76	92	143	173	158	109	68	31	0	0
pv-array-6 (yellow)	0	0	318	244	194	169	197	133	452	40	0	0
pv-array-7 (green)	0	0	81	87	119	208	156	96	80	30	0	0
pv-array-7 (yellow)	0	0	418	309	276	202	246	308	453	91	0	0
pv-array-8 (green)	0	0	192	93	100	112	110	94	207	21	0	0
pv-array-8 (yellow)	0	0	74	346	90	47	48	275	190	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV array 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	379	1769
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

Route: Route 1	0	0
----------------	---	---

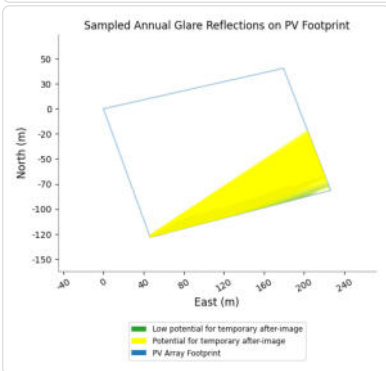
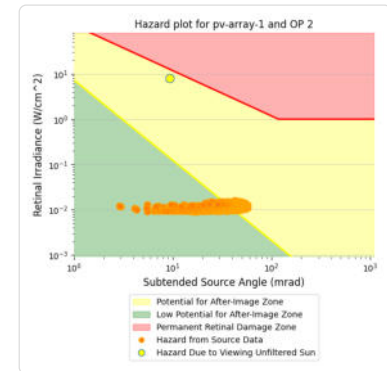
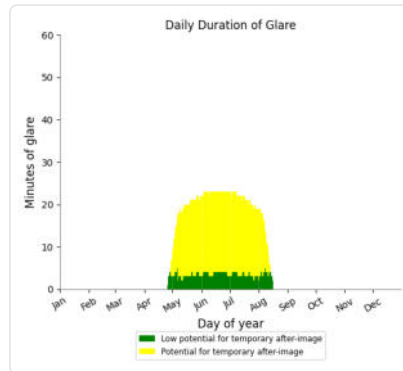
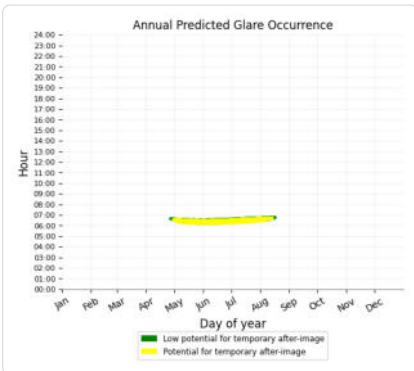
PV array 1: OP 1

No glare found

PV array 1: OP 2

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

- 379 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,769 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 3

No glare found

PV array 1: OP 4

No glare found

PV array 1: OP 5

No glare found

PV array 1: Route 1

No glare found

PV array 2 low potential for temporary after-image

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

OP: OP 3	1036	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
Route: Route 1	0	0

PV array 2: OP 1

No glare found

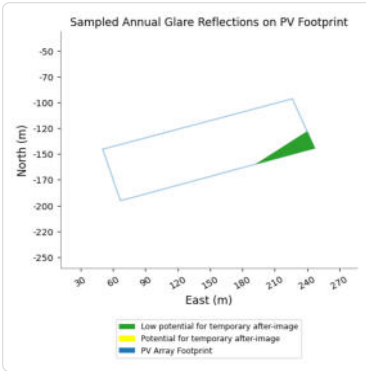
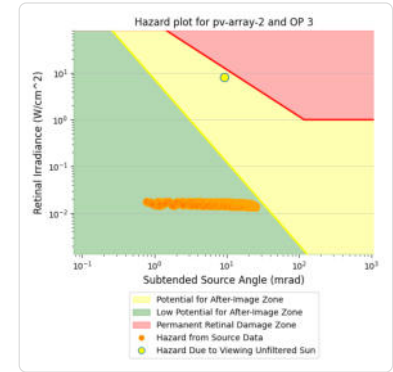
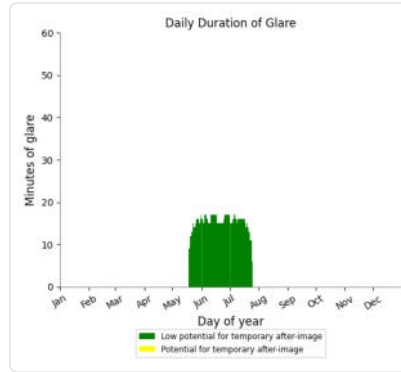
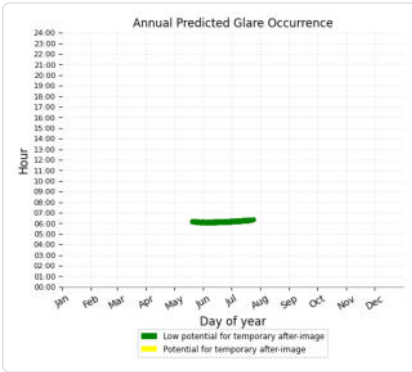
PV array 2: OP 2

No glare found

PV array 2: OP 3

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

- 1,036 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 array 2: OP 4

No glare found

PV array 2: OP 5

No glare found

PV array 2: Route 1

No glare found

PV array 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	247	1013
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
Route: Route 1	0	0

PV array 3: OP 1

No glare found

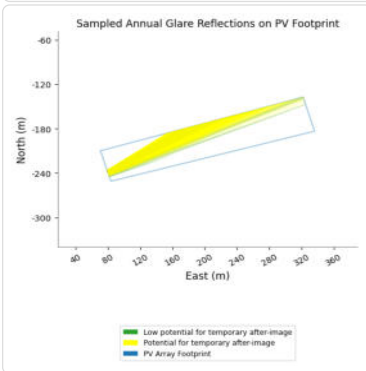
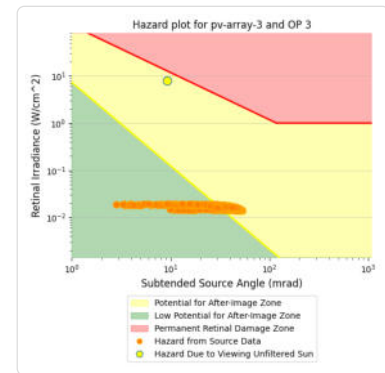
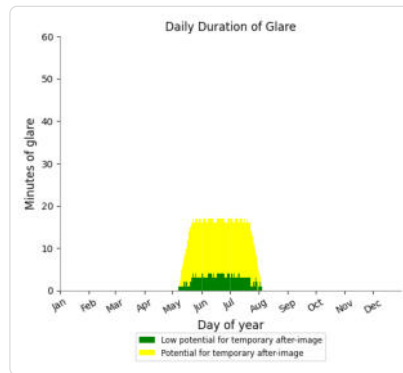
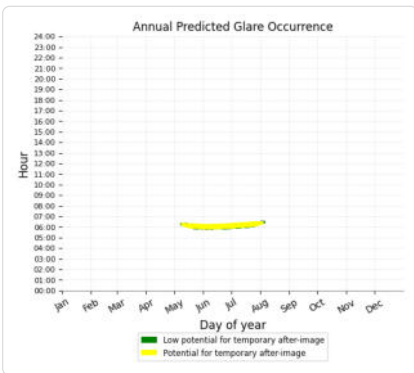
PV array 3: OP 2

No glare found

PV array 3: OP 3

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

- 247 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,013 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 3: OP 4

No glare found

PV array 3: OP 5

No glare found

PV array 3: Route 1

No glare found

PV array 4 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	593	2380
OP: OP 5	0	0
Route: Route 1	0	0

PV array 4: OP 1

No glare found

PV array 4: OP 2

No glare found

PV array 4: OP 3

No glare found

PV array 4: OP 4

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

- 593 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,380 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

