

# **Analyse der Blendwirkung**

## **Solarpark Bovenau**

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Nähe von Bovenau in Schleswig-Holstein

## Inhalt

Inhalt .....	2
1 Projektübersicht .....	3
1.1 Beschreibung des Vorhabens .....	3
1.2 Standort Übersicht .....	3
1.3 Lageübersicht und Standort des Solarparks (geplant).....	3
1.4 Umliegende Gebäude .....	5
2 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung .....	6
2.1 Berechnung der Blendwirkung .....	6
2.2 Schutzwürdige Räume .....	7
2.3 Entfernung zur Immissionsquelle .....	7
2.4 Sonstige Einflüsse .....	7
2.5 Kategorien von Reflexionen .....	8
2.6 Hinweise zum Simulationsverfahren .....	9
2.7 Standort der Analyse.....	10
2.8 Technische Parameter der PV-Anlage .....	11
3 Ergebnisse .....	12
3.1 Ergebnis Operator 1 und 2 der beiden Teilflächen .....	13
3.2 Ergebnis Straße A210 Teilfläche Ost .....	13

# 1 Projektübersicht

## 1.1 Beschreibung des Vorhabens

Die Denker & Wulf AG beabsichtigt auf dem Gebiet der Gemeinde 24796 Bovenau im Kreis Rendsburg-Eckernförde die Errichtung und den Betrieb eines Solarparks.

## 1.2 Standort Übersicht

In der Gemeinde Bovenau für ein Gebiet westlich Langkoppel, südlich Horst, östlich Katharinenborn wird ein Solarpark bestehend aus zwei Teilgebieten nördlich der A210 geplant. Teilfläche West befindet sich östlich Katharinenborn, westlich Horst und nördlich A210. Teilfläche Ost befindet sich westlich Langkoppel, östlich Horst und nördlich A210.

<b>Koordinaten (Mittelpunkt) Teilfläche West</b>	54.318308000319895, 9.811501742538944
<b>Koordinaten (Mittelpunkt) Teilfläche Ost</b>	54.31987396258639, 9.839271452235097
<b>Abstand zu anliegenden Straßen</b>	TF West: ca. 150 Meter zu Katharinenborn, ca. 50 Meter zu A210 TF Ost: ca. 200 Meter zu Langkoppel, ca. 50 Meter zu A210
<b>Grenzlänge an anliegenden Straßen</b>	TF West: ca. 376 Meter TF Ost: ca. 432 Meter
<b>Entfernung zu umliegenden Gebäuden</b>	TF West: ca. 90 Meter TF Ost: ca. 140 Meter

Tabelle 1 Informationen über den Standort

## 1.3 Lageübersicht und Standort des Solarparks (geplant)

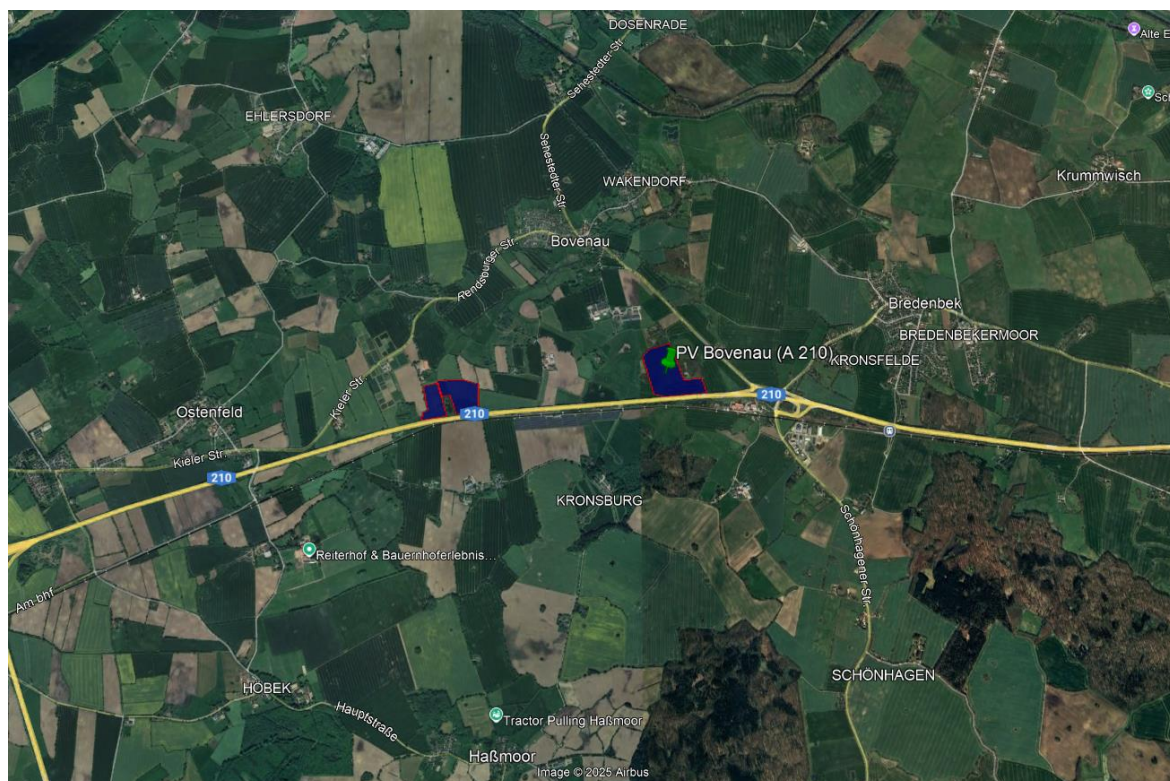


Abbildung 1 Übersicht Standort Solarpark (Quelle: Google Earth / Denker & Wulf AG)



Abbildung 2 Übersicht Standort Teilfläche West (Quelle: AutoCAD / Denker & Wulf AG)



Abbildung 3 Übersicht Standort Teilfläche Ost (Quelle: AutoCAD / Denker & Wulf AG)

## 1.4 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012, vgl. S. 23-24)<sup>1</sup> hat herausgefunden, dass die Blendung an einem Immissionsort innerhalb eines Jahres von der relativen Lage zur Photovoltaikanlage abhängt. Bei einer Entfernung von über ca. 100 m kann es am Immissionsort nur zu kurzzeitigen Blendwirkungen kommen. Immissionsorte nördlich und südlich einer Photovoltaikanlage sind ebenfalls unproblematisch, lediglich bei senkrecht aufgestellten Photovoltaikmodulen kann es an einem südlichen Immissionsort zu Blendwirkungen kommen.

Die nächstgelegenen Wohnhäuser befinden sich in einem Abstand von 86,68 m zu den Modulen von Teilfläche West, dargestellt in Abbildung 4. Die nächstgelegenen Wohnhäuser befinden sich in einem Abstand von 136,87 m zu den Modulen von Teilfläche Ost, dargestellt in Abbildung 5.



Abbildung 4 Abstand zu den nächstgelegenen Wohnhäusern Teilfläche West (Quelle: AutoCAD / Denker & Wulf AG)

<sup>1</sup> Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012): Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, URL: [https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/lichthinweise-2015-11-03mit-formelkorrektur\\_aus\\_03\\_2018\\_1520588339.pdf](https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/lichthinweise-2015-11-03mit-formelkorrektur_aus_03_2018_1520588339.pdf) (Stand: 03.11.2015, aufgerufen am 25.08.2025).



Abbildung 5 Abstand zu den nächstgelegenen Wohnhäusern Teilfläche Ost (Quelle: Google Earth / Denker & Wulf AG)

## 2 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

### 2.1 Berechnung der Blendwirkung

Die Reflexion von elektromagnetischen Wellen, einschließlich sichtbarem Licht, wird gemäß etablierten physikalischen Prinzipien und den daraus abgeleiteten Gesetzen (wie dem Reflexionsgesetz und dem Lambertschen Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln bestimmt.

Zusätzlich werden die Empfehlungen, die im Anhang 2 der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012) auf Seite 21 und folgende beschrieben sind, berücksichtigt. Da bestimmte Informationen, insbesondere für Fahrzeuglenker, fehlen, werden zusätzliche Quellen wie die Richtlinien der FAA zur Beurteilung der Blendwirkung im Flugverkehr herangezogen. Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe ist in dieser Blendanalyse nicht Gegenstand.

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:

$$\cos(\theta_P) = -\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_P) \cdot \cos(\alpha_S + 180^\circ - \alpha_P) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_P)$$

Die unter 2.8 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) 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.

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. Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012) nennt eine Entfernung von 100 m als zu wählende Bezugsgröße.

## 2.2 Schutzwürdige Räume

Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012) führt bestimmte "schutzwürdige Räume" an, das heißt ortsfeste Standorte, an denen störende oder belästigende Lichtimmissionen zu bestimmten Tageszeiten vermieden werden sollten. Allerdings fehlt eine Definition oder Empfehlung für den Umgang mit Verkehrswegen sowie Schienen- und Kraftfahrzeugen als "bewegliche" Räume. Die Blendwirkung an beweglichen Standorten hängt von der Geschwindigkeit ab. Eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, während sie bei einer Vorbeifahrt mit 100 km/h möglicherweise nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar ist. Trotz einer physiologisch unbedenklichen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch häufige Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012) in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht einfach auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse müssen immer im Zusammenhang betrachtet werden.

## 2.3 Entfernung zur Immissionsquelle

Laut Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012, S. 23) kann es bei einer Entfernung von über ca. 100 m zu einer Photovoltaikanlage am Immissionsort nur zu kurzzeitigen Blendwirkungen kommen. Hiervon ausgenommen sind ausgedehnte Photovoltaikparks.

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet, wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

## 2.4 Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Einschränkungen geht die Simulationssoftware immer von sogenannten "clear-sky Bedingungen" aus, das heißt einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchstmögliche Blendwirkung dar. Dies entspricht jedoch nicht den realen Wetterbedingungen, insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, wenn Reflexionen auftreten können.

Einflüsse wie Frühnebel, Dunst oder spezielle lokale Wetterbedingungen können nicht in die Berechnungen einbezogen werden.

Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012) gibt keine spezifischen Anweisungen zum Umgang mit meteorologischen Informationen, obwohl zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle wie beispielsweise Typical Meteorological Year

(TMY<sup>2</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine durchschnittliche Wolkenbedeckung von etwa 78 % ermittelt<sup>3</sup>. Der Durchschnittswert für den Zeitraum von 1982 bis 2009 liegt zwischen 62,5 % und 75 %.

Darüber hinaus können Geländemerkmale und Informationen über potenzielle Sichtschutzelemente wie Hügel, Bäume oder andere Objekte nicht ausreichend berücksichtigt werden. Diese Einschränkungen sind jedoch auf die Software selbst zurückzuführen und keine spezifischen Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der derzeit verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

## 2.5 Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Ansicht, dass die sogenannte Absolutblendung, die zu einer Störung der Sehfähigkeit führt, bei einer Leuchtdichte von etwa 100.000 cd/m<sup>2</sup> beginnt. Diese Störungen können beispielsweise in Form von Nachbildern auftreten, die als helle Punkte wahrgenommen werden, nachdem man in die Sonne geschaut hat. Dieser Wert wird auch von der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012, S. 21) angegeben und bezieht sich auf die Tagesadaptation des Auges.

Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass nicht alle Reflexionen zwangsläufig zu einer Blendwirkung führen. Neben den messbaren Effekten handelt es sich bei der Blendwirkung auch in hohem Maße um eine subjektiv empfundene Erscheinung oder Irritation (psychologische Blendwirkung). Das Sandia National Laboratories in den USA hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit von Störungen oder Nachbildern durch Lichtimmissionen in Bezug auf deren Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung beruht auf dem Zusammenhang zwischen Leuchtdichte (W/cm<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die Skizze in Abbildung 6 zeigt eine Übersicht der Bewertungsskala, und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die entsprechenden Messergebnisse ähnlich dar.

Als Nachbild bezeichnet man eine optische Wahrnehmung, die nach dem Betrachten eines Gegenstandes oder einer Lichtquelle fort dauert, selbst bei geschlossenen Augen. Der Seheindruck dauert nur für kurze Zeit an und löst sich dann nach und nach auf. Nachbilder entstehen aus einem Zusammenspiel verschiedener Komponenten des Nervensystems, die zusammengenommen den optischen Sinn bilden.

<sup>2</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>3</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)



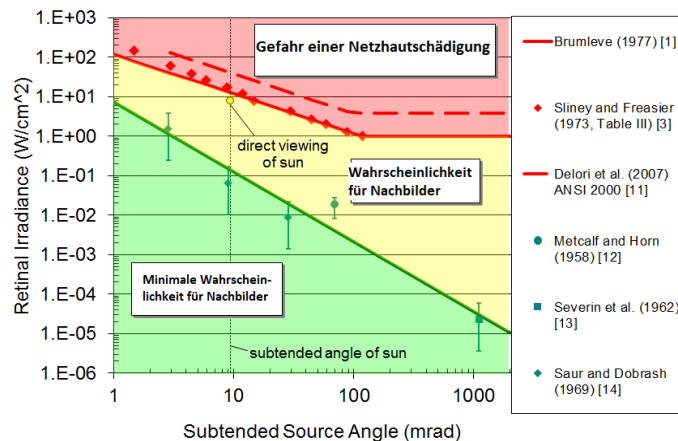


Abbildung 6 Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Ho, C. K., Ghanbari, C. M., and Diver, R. B., 2011, "Methodology to Assess Potential Glint and Glare Hazards From Concentrating Solar Power Plants: Analytical Models and Experimental Validation", ASME J. Sol. Energy Eng., 133.)

## 2.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen bilden die Grundlage für die Berechnung und Bewertung von Lichtimmissionen in Deutschland. Sie wurde erstmals 1993 von der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (2012) erstellt. Es ist wichtig anzumerken, dass die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen weder Normen noch Gesetze sind, sondern gemäß der Vorbemerkung der LAI "... 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 zusätzliche Hinweise zur schädlichen Auswirkung von Beleuchtungsanlagen auf Tiere, insbesondere Vögel und Insekten, aufgenommen. Diese enthielten auch Vorschläge zur Minderung dieser Auswirkungen. Ende 2012 wurde ein Anhang mit vier Seiten hinzugefügt, der sich mit dem Thema Reflexionen von Photovoltaikanlagen befasst.

Gemäß dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) werden Lichtimmissionen als schädliche Umwelteinwirkungen betrachtet, wenn sie in Bezug auf ihre Art, Ausmaß oder Dauer erhebliche Nachteile oder Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft verursachen können. Der Gesetzgeber hat bisher keine Definition für die immissionsschutzrechtliche Relevanz von Lichtimmissionen festgelegt und auch keine Aussicht darauf gegeben.

In Bezug auf Reflexionen von Photovoltaikanlagen gibt die Licht-Leitlinie einen Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr vor. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen speziell für Reflexionen von Photovoltaikanlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Studie über die Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe (auch bekannt als "Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine verbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und den periodischen Schattenwurf von Rotorblättern von WEA festgelegt oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von Rotorblättern auf Windenergieanlagen auf stationäre Installationen wie

Photovoltaikanlagen ist unter Experten stark umstritten. Daher hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen von Photovoltaikanlagen Vorrang vor den berechneten Werten.

## 2.7 Standort der Analyse

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung des Solarparks Bovenau wurde eine Messstrecke entlang der A210 und zwei Messpunkte für die Teilfläche West gewählt. Für die Teilfläche Ost wurde eine Messstrecke entlang der A210 und zwei Messpunkte gewählt. Die folgende Übersicht zeigt den Solarpark und die gewählten Messpunkte und -strecken:



Abbildung 5 Übersicht PV-Anlage und die Messstrecken/Messpunkte Teilfläche West



Abbildung 8 Übersicht PV-Anlage und die Messtrecken/Messpunkte Teilfläche Ost

## 2.8 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. Es 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 in Abbildung 9 dargestellte Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

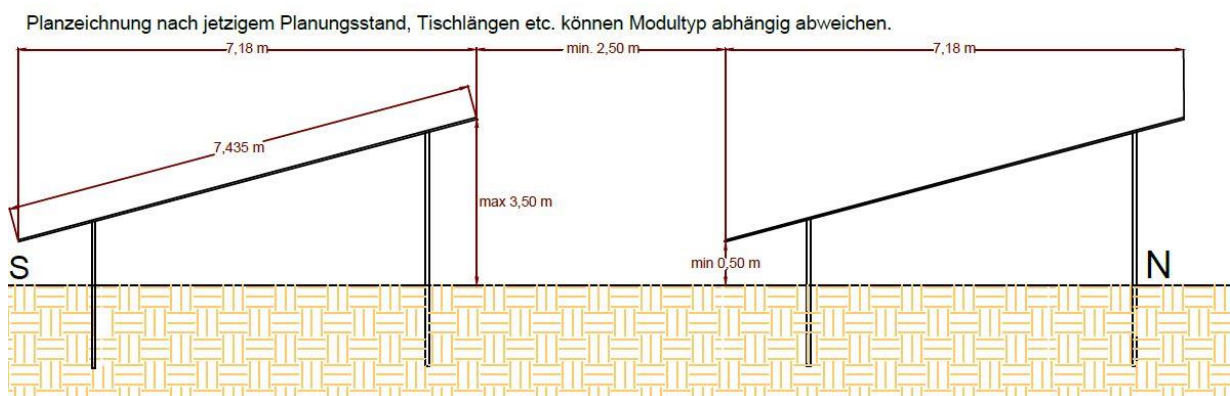


Abbildung 9 Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen / Denker & Wulf AG)

Die für die Simulation der Reflexion wesentlichen Parameter der PV-Anlage sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

<b>Moduloberfläche</b>	Antireflexbeschichtung, wärmegehärtetes Glas
<b>Unterkonstruktion</b>	Modultische mit fester Neigung
<b>Modulinstallation</b>	3 Module hochkant (Portrait) übereinander
<b>Achsen-Ausrichtung (Azimut)</b>	180° (Süden)
<b>Modulneigung</b>	18°
<b>Höhe der Modulfläche über Boden</b>	ca. 0,60 m bis ca. 3,5 m
<b>Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation</b>	1,8 m
<b>Anzahl Messpunkte Straße</b>	1
<b>Höhe Messpunkte über Boden</b>	1,8 m (gemittelte Höhe)
<b>Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer<sup>4</sup></b>	Sichtfeld +/- 20°

Tabelle 2: PV – Parameter

Nach aktuellem Planungsstand wird mit PV-Modulen des Herstellers Trinasolar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften geplant. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (9378×44.65×1.18 inches)
Weight	33.0 kg (72.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ) Portrait: 200/320 mm(7.87/12.60 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 Plus / TS4*
Packaging	Modules per box: 36 pieces Modules per 40' container: 720 pieces

Abbildung 10: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung des Solarparks Bovenau wurde für die bestimmten Messstrecken und -punkte durchgeführt. Das Ergebnis stellt die Anzahl von

<sup>4</sup> Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert (Quelle: Blendgutachten PVA Ehndorf – SolPEG)

Stunden pro Jahr und Minuten in denen eine Blendwirkung der Kategorie „gering“ auftreten kann dar.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind in Abbildung 6 auch als farbige Flächen dargestellt:

- 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.

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

Mess-Strecke und -Punkte	PV Array I	PV Array II	PV Array III	Gesamt
<b>TF West</b>				
<b>Straße A210</b>	0	0	0	0
<b>Operator 1</b>	0	0	0	0
<b>Operator 2</b>	0	0	0	0

0Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den Mess-Strecken [Kategorie ■, Stunden pro Jahr]

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Mess-Strecke und -Punkte TF Ost	PV Array I	Gesamt
<b>Straße A210</b>	26 Minuten	26 Minuten
<b>Operator 1</b>	0	0

Tabelle 4: Potentielle Blendwirkung an den Mess-Strecken [Kategorie ■, maximale Minuten pro Tag]

Gemäß den aktuellen Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der LAI kann eine erhebliche Belästigung im Sinne des BImSchG durch die maximal mögliche astronomische Blenddauer unter Berücksichtigung aller umliegenden PV-Module an einem Immissionsort ab einer Mindestdauer von 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr vorliegen.

### 3.1 Ergebnis Operator 1 und 2 der beiden Teilflächen

Die Berechnungen ergeben, dass durch den Solarpark keine relevanten Blendungen entstehen. Es werden keine Maßnahmen zur Reduktion der Blendwirkung als erforderlich erachtet.

### 3.2 Ergebnis Straße A210 Teilfläche Ost

Ausgehend von dem Solarpark Bovenau Teilfläche Ost liegt die astronomisch maximal mögliche Blenddauer bei 26 Minuten im Jahr.

Diese Reduktion der Blendwirkung erfolgte durch das Platzieren von Sichtschutzhecken im Süden der Teilflächen.

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **PV Bovenau TF West**  
 Site configuration: **Untitled-temp-0**

Created 21 Aug, 2025  
 Updated 21 Aug, 2025  
 Time-step 1 minute  
 Timezone offset UTC2  
 Minimum sun altitude 0.0 deg  
 DNI peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>  
 Category 10 MW to 100 MW  
 Site ID 157630.26342

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 V2



## Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array 1	18.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
PV array 2	18.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
PV array 3	18.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-

*Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
A210	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0

# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV array 1  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0°  
**Orientation:** 180.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass without AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.318438	9.808958	14.32	1.80	16.12
2	54.318598	9.810664	8.93	1.80	10.73
3	54.316368	9.811866	11.77	1.80	13.57
4	54.316058	9.808937	11.89	1.80	13.69
5	54.316737	9.809683	12.40	1.80	14.20

**Name:** PV array 2  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0°  
**Orientation:** 180.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass without AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.318740	9.810966	9.24	1.80	11.04
2	54.318784	9.811481	10.73	1.80	12.53
3	54.317817	9.812071	9.61	1.80	11.41
4	54.317751	9.811615	9.53	1.80	11.33
5	54.318017	9.811497	9.44	1.80	11.24
6	54.318045	9.811331	9.56	1.80	11.36

**Name:** PV array 3

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 18.0°

**Orientation:** 180.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth glass without AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.318762	9.811949	11.28	1.80	13.08
2	54.318790	9.813832	12.28	1.80	14.08
3	54.318513	9.815656	10.95	1.80	12.75
4	54.316679	9.815763	11.89	1.80	13.69
5	54.316498	9.813172	10.47	1.80	12.27

## Route Receptors

**Name:** A210

**Path type:** Two-way

**Azimuthal view angle:** 30.0°

**Downward view angle:** 90.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.316450	9.817137	12.39	1.80	14.19
2	54.316408	9.816512	12.06	1.80	13.86
3	54.316372	9.815946	12.15	1.80	13.95
4	54.316320	9.815185	12.37	1.80	14.17
5	54.316257	9.814321	12.65	1.80	14.45
6	54.316192	9.813444	12.21	1.80	14.01
7	54.316114	9.812618	12.23	1.80	14.03
8	54.316065	9.812046	12.59	1.80	14.39
9	54.315859	9.809989	12.58	1.80	14.38
10	54.315604	9.807942	13.11	1.80	14.91



## Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	54.319567	9.809891	12.36	2.00
OP 2	2	54.319010	9.808947	13.78	2.00

## Obstruction Components

Name: Bewuchs A 210

Top height: 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.315533	9.806611	12.90
2	54.315976	9.810174	11.77
3	54.316160	9.812010	12.54
4	54.316409	9.812444	12.79
5	54.316463	9.812916	11.95
6	54.316309	9.813238	11.81
7	54.316294	9.813571	12.11
8	54.316532	9.816900	13.78

Name: Holzbewuchs Gewaesser

Top height: 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.316406	9.812072	13.61
2	54.317533	9.811568	9.36
3	54.317670	9.812325	9.61
4	54.316506	9.812872	12.17

Name: Knick Osten

Top height: 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.318865	9.810997	9.88
2	54.318921	9.813685	13.06
3	54.318746	9.814993	12.22
4	54.318612	9.815941	12.89
5	54.316705	9.815966	12.76
6	54.316646	9.815907	12.49

Name: Sichtschutz Sueden 1

Top height: 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.315962	9.808835	12.72
2	54.316303	9.811978	12.41

Name: Sichtschutz Sueden 2

Top height: 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.316409	9.813197	11.21
2	54.316605	9.815887	12.27

Name: Waldgebiet Westen

Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.317134	9.806719	13.45
2	54.317168	9.807331	13.66
3	54.317212	9.807873	13.78
4	54.316765	9.808050	12.11
5	54.316389	9.808163	11.77
6	54.316245	9.808200	11.69
7	54.315948	9.807245	12.88
8	54.315788	9.805867	13.25

# Glare Analysis Results

## Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	18.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
PV array 2	18.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-
PV array 3	18.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
A210	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0

## PV: PV array 1 no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
A210	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0

### PV array 1 and Route: A210

No glare found

### PV array 1 and OP 1

No glare found

### PV array 1 and OP 2

No glare found

## PV: PV array 2 no glare found

*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
A210	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0

### PV array 2 and Route: A210

No glare found

### PV array 2 and OP 1

No glare found

### PV array 2 and OP 2

No glare found

## PV: PV array 3 no glare found

*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
A210	0	0.0	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0

### PV array 3 and Route: A210

No glare found

### PV array 3 and OP 1

No glare found

### PV array 3 and OP 2

No glare found

# Assumptions

---

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

Refer to the Help page at [www.forgesolar.com/help/](http://www.forgesolar.com/help/) for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **PV Bovenau**

Site configuration: **TF Ost Final-temp-9**

Client: Denker & Wulf AG

Created 27 Aug, 2025

Updated 27 Aug, 2025

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 10.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 158102.19331

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 V2



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

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh	Peak Luminance
			min	hr	min	hr		cd/m <sup>2</sup>
PV array 1	18.0	180.0	26	0.4	0	0.0	-	885

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
A 210	26	0.4	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0



# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV array 1  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 18.0°  
**Orientation:** 180.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.321673	9.840335	10.35	1.80	12.15
2	54.321138	9.837739	8.21	1.80	10.01
3	54.320685	9.836816	7.93	1.80	9.73
4	54.319757	9.837337	8.42	1.80	10.22
5	54.319839	9.837888	8.90	1.80	10.70
6	54.318537	9.838605	9.79	1.80	11.59
7	54.318457	9.837959	9.34	1.80	11.14
8	54.318050	9.838168	9.28	1.80	11.08
9	54.317988	9.838761	9.60	0.00	9.60
10	54.317920	9.839370	10.16	1.80	11.96
11	54.317989	9.840721	11.24	0.00	11.24
12	54.318052	9.842084	10.70	1.80	12.50
13	54.318186	9.844796	13.39	1.80	15.19
14	54.318493	9.844651	11.89	1.80	13.69
15	54.318462	9.843948	11.06	1.80	12.86
16	54.318918	9.843774	10.70	1.80	12.50
17	54.318873	9.842924	9.61	1.80	11.41
18	54.319001	9.842854	9.85	1.80	11.65
19	54.318918	9.841981	9.57	1.80	11.37

## Route Receptors

**Name:** A 210  
**Path type:** Two-way  
**Azimuthal view angle:** 30.0°  
**Downward view angle:** 90.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	54.317820	9.846765	13.19	1.80	14.99
2	54.317698	9.843879	12.74	1.80	14.54
3	54.317356	9.836763	11.76	1.80	13.56

## Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	54.317216	9.846092	15.33	2.00

## Obstruction Components

**Name:** Bewuchs A 210 01  
**Top height:** 3.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.317730	9.841671	12.25
2	54.317534	9.837454	11.80

Name: Bewuchs Nordwesten

Top height: 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.321871	9.840169	10.46
2	54.321658	9.839093	9.82

Name: Eingruenung 02

Top height: 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.318502	9.844680	12.10
2	54.318097	9.844887	13.68

Name: Eingruenung 03

Top height: 5.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.317838	9.839337	10.16
2	54.317970	9.838174	9.19

**Name:** Eingruenung Sueden  
**Top height:** 5.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.318111	9.844848	13.60
2	54.317836	9.839402	10.22

**Name:** Gebueschbewuchs Nordost  
**Top height:** 4.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.319135	9.843104	12.98
2	54.319081	9.842109	11.06
3	54.320480	9.841267	10.86

**Name:** Waldgebiet Nordost

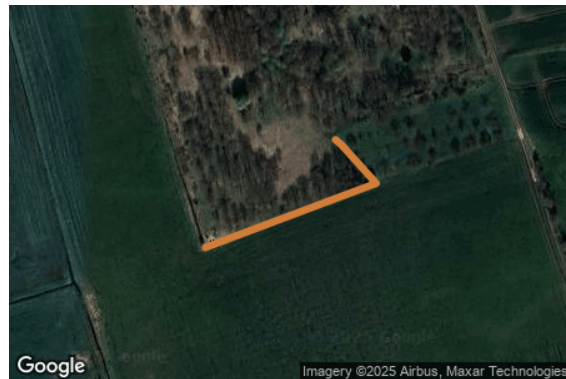
**Top height:** 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.319124	9.843208	12.83
2	54.319199	9.844519	12.53
3	54.320288	9.844082	13.09

**Name:** Waldgebiet Nordwesten

**Top height:** 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.321329	9.837594	8.73
2	54.321650	9.839062	9.87
3	54.321838	9.838769	11.16
4	54.321867	9.838713	12.00

**Name:** Waldgebiet Westen

**Top height:** 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	54.318667	9.837784	10.06
2	54.319468	9.837419	9.32
3	54.319089	9.836475	10.71
4	54.318826	9.836781	10.43
5	54.318667	9.837784	10.06

# Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy	Peak Luminance
	°	°	min	hr	min	hr	kWh	cd/m <sup>2</sup>
PV array 1	18.0	180.0	26	0.4	0	0.0	-	885

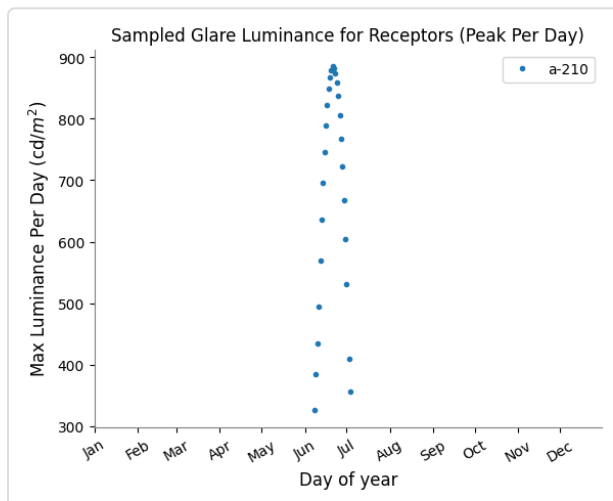
Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
A 210	26	0.4	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0

## PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

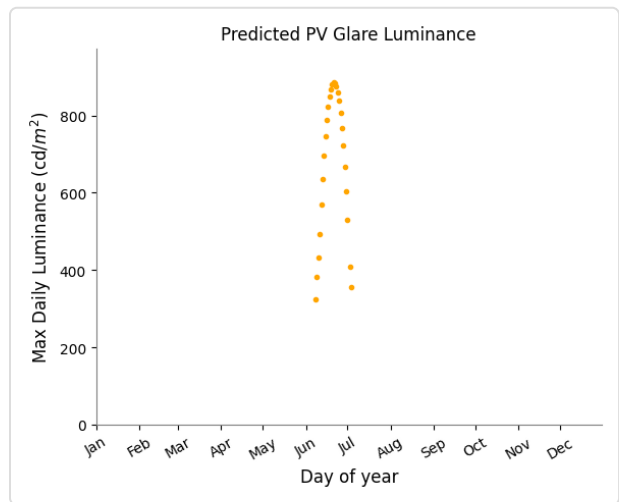
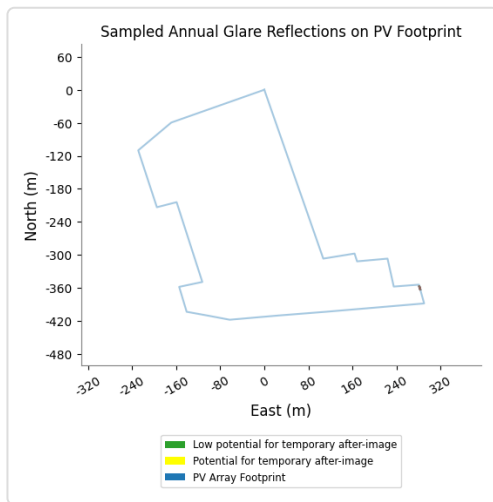
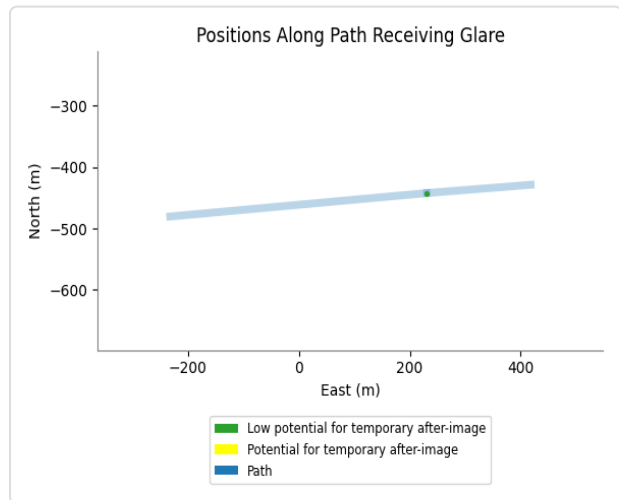
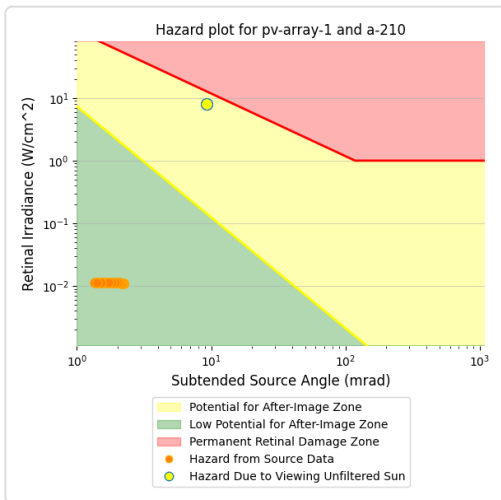
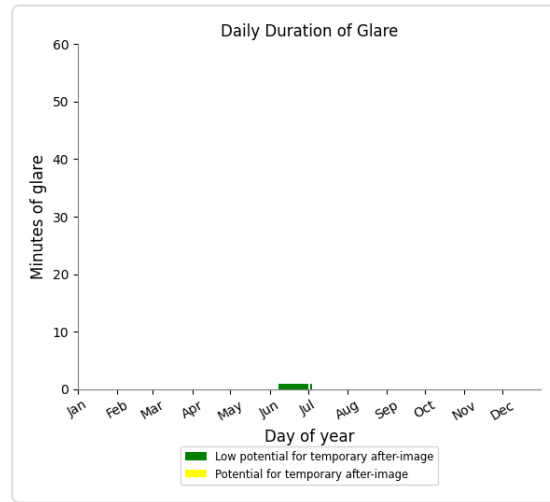
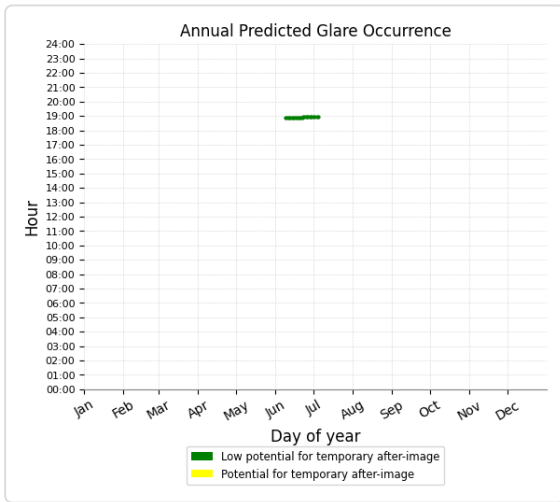
Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Peak Luminance
	min	hr	min	hr	cd/m <sup>2</sup>
A 210	26	0.4	0	0.0	885
OP 1	0	0.0	0	0.0	0



## PV array 1 and Route: A 210

Yellow glare: none

Green glare: 26 min.



## PV array 1 and OP 1

No glare found



# Assumptions

---

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

Refer to the Help page at [www.forgesolar.com/help/](http://www.forgesolar.com/help/) for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.



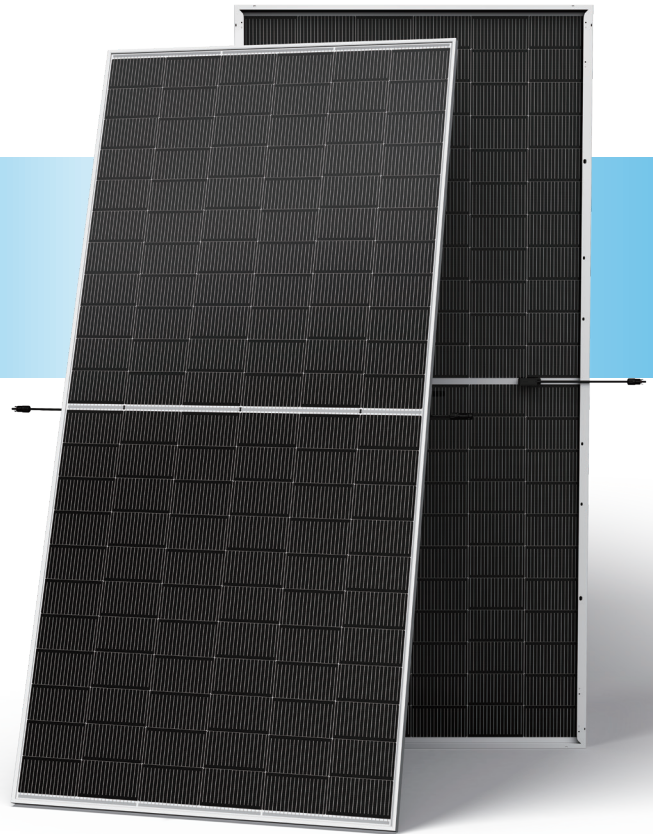
# N-type i-TOPCon

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

TSM-NEG19RC.20 610-635W

**635W** / MAXIMUM POWER OUTPUT

**23.5%** / MAXIMUM EFFICIENCY



## High customer value

- Best partner of 1P tracker, with highest utilization of tracker length
- Low voltage design with higher string power, effectively reducing BOS (Balance of System) and LCOE (Levelized Cost of Energy) by 1%~5%
- Standardized module size with higher container space utilization effectively reduces the freight cost
- Excellent compatibility with existing mainstream system components
- Certified Low-Carbon Footprint



## High power up to 635W

- Up to 23.5% module efficiency, on 210 innovation platform
- Patented i-TOPCon technology with continuous efficiency upgrade, including contact resistance reduction, rear reflection enhancement and edge quality repairment



## High reliability

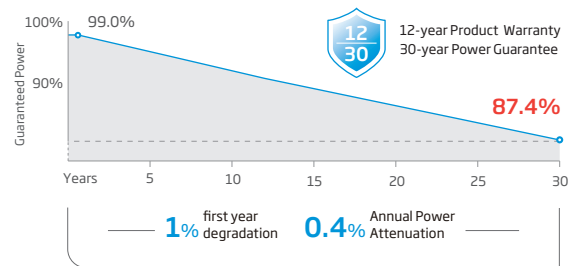
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology and high-density packaging
- Reduced risks of hot-spot with half-cut technology
- Certified high resistance against salt, ammonia, sand, PID, LID, LeTID
- Sustainable in harsh environments and extreme weather conditions



## High energy yield

- Excellent low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Higher bifaciality, with up to 10%~20% additional power gain from back side depending on albedo
- Reliable dual-glass structure with 30-year power guarantee

## Performance Warranty



\* Please refer to product warranty for details

## Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

ISO14067: Product Carbon Footprint Limited Assurance



**ELECTRICAL DATA** (STC & NOCT & BNPI)

Testing Condition	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)^*$	610	465	676	615	469	681	620	473	687	625	477	692	630	481	698	635	487	704
Power Selection (W)**	0 ~ +5																	
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.79	37.60	39.79	39.97	37.80	39.97	40.24	37.90	40.24	40.46	38.10	40.46	40.68	38.30	40.68	40.84	38.60	40.84
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	15.33	12.38	17.00	15.39	12.43	17.05	15.41	12.47	17.07	15.45	12.52	17.12	15.49	12.57	17.16	15.55	12.60	17.23
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	48.09	45.70	48.09	48.29	45.90	48.29	48.50	46.10	48.50	48.70	46.30	48.70	48.90	46.50	48.90	49.10	46.60	49.10
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	16.14	13.00	17.88	16.20	13.05	17.95	16.26	13.10	18.02	16.32	13.15	18.08	16.38	13.20	18.15	16.44	13.25	18.22
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	22.6			22.8			23.0			23.1			23.3			23.5		

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. BNPI: Irradiance: front 1000W/m<sup>2</sup>, rear 135W/m<sup>2</sup>, Temperature 25°C, Air Mass AM1.5  
 \*Measuring tolerance: ±3%. \*\*Power selection up to: +3%.

**Electrical characteristics with different power bin** (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)$	641	671	646	677	651	682	656	688	662	693	667	699	667	699
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.79	39.79	39.97	39.97	40.24	40.24	40.46	40.46	40.68	40.68	40.84	40.84	40.84	40.84
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	16.10	16.86	16.16	16.93	16.18	16.95	16.22	17.00	16.26	17.04	17.26	18.08	17.26	18.08
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	48.09	48.09	48.29	48.29	48.50	48.50	48.70	48.70	48.90	48.90	49.10	49.10	49.10	49.10
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	16.95	17.75	17.01	17.82	17.07	17.89	17.14	17.95	17.20	18.02	16.33	17.11	16.33	17.11

Power Bifaciality: 80±5%.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) 43°C (±2°C)

Temperature Coefficient of  $P_{MAX}$  -0.29%/°C

Temperature Coefficient of  $V_{oc}$  -0.24%/°C

Temperature Coefficient of  $I_{sc}$  0.04%/°C

Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

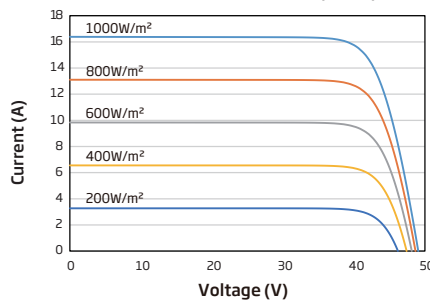
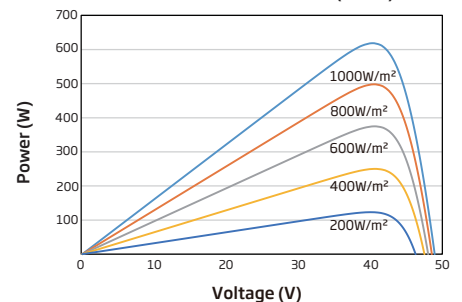
**APPLICATION CONDITIONS**

Operating Temperature -40~+70°C

Maximum System Voltage 1500V DC (IEC)

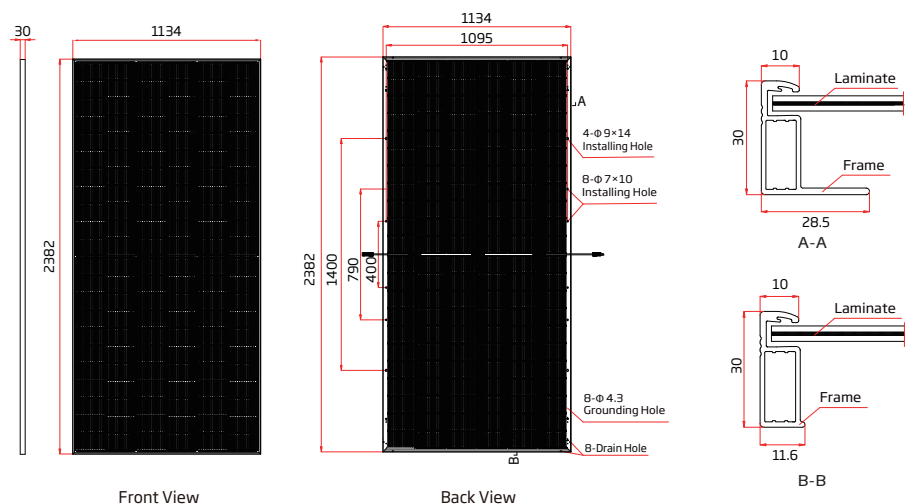
1500V DC (UL)

Max Series Fuse Rating 35A

**CURVES OF PV MODULE**
**I-V CURVES OF PV MODULE (620W)**

**P-V CURVES OF PV MODULE (620W)**

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.0 kg (72.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass
Frame	30mm (1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ) Portrait: 200/320 mm (7.87/12.60 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 Plus / TS4*
Packaging	Modules per box: 36 pieces Modules per 40' container: 720 pieces

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.



www.trinasolar.com

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
 © 2025 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
 The right of final interpretation belongs to Trina Solar Co., Ltd.  
 Version number: TSM\_EN\_2025\_C