

Blendgutachten für die PVA Hellerhof

Photovoltaikanlage (PVA) mit einer Gesamtnennleistung von 4.201,68 kWp

Standort

Knittlingen (Baden-Württemberg)

im Auftrag von

Markus Scholl

Hellerhof 1

D-75438 Knittlingen

Bearbeitung:

MeteoServ - Ingenieurbüro für Meteorologische Dienstleistungen GbR

Spessartring 7, D-61194 Niddatal

Tel.: 06034-9023010, Fax: 06034-9023013, Email: info@meteoserv.de

Das vorliegende Blendgutachten für die PVA Hellerhof wurde im Auftrag von Herrn Markus Scholl (Hellerhof 1, 75438 Knittlingen) erstellt. Die Analyse der Blendwirkung erfolgte in Anlehnung an die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) unter Berücksichtigung der Anlage 2 „Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren“/1/.

Die Untersuchung wurde unter Anwendung von anerkannten Verfahren und Berechnungsmethoden sowie anhand der vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Unterlagen zum Anlagenkonzept durchgeführt. Garantien bzw. Gewährleistungen für die Einhaltung der Berechnungsergebnisse können nicht übernommen werden. Ein Haftungsanspruch für Irrtümer oder Abweichungen ist ausgeschlossen.

Niddatal, den 13.09.2024



Dipl.-Met. Stefan Schaaf
(Geschäftsführer)

Zusammenfassung und Bewertung

In der vorliegenden Untersuchung wurden die durch die geplante PVA Hellerhof (Gesamtnennleistung: 4.201,68 kWp) zu erwartenden Blendimmissionen ermittelt und beurteilt. Die am Südrand von Knittlingen im Bereich eines Gewerbegebietes („Knittlinger Kreuz“) geplante PVA soll auf einer insgesamt ca. 4 ha großen Freifläche errichtet werden. Es ist hierbei für die Modulfläche eine Neigung von 15° mit einer Ausrichtung nach Süd (182°) geplant. Zur Beurteilung der anlagenspezifischen Blendwirkung wurden die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) unter Beachtung der Anlage 2 „Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren“ /1/ berücksichtigt. Die Berechnungen der Blend- bzw. Reflexionszeiträume und die Bewertung der jeweiligen Blendungspotenziale wurden unter Verwendung der Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ durchgeführt. Dabei wurden insgesamt 21 Immissionsorte (OP 1-21) im Einwirkungsbereich der PVA analysiert. Die Immissionsorte befinden sich zum einen westlich bis östlich der PVA im Bereich schutzwürdiger Bebauungen (OP 1-15) und zum anderen westlich der PVA auf einem hier angrenzenden und von Nord nach Süd verlaufenden Fahrradweg (OP 16-21). Insgesamt betrachtet, zeigen die Berechnungsergebnisse, dass von der geplanten PVA nur ein zeitlich begrenztes und in seinem Ausmaß als gering einzustufendes Potenzial für Blendungen (in den frühen Morgen- bzw. Abendstunden) ausgeht. Für die im Bereich schutzwürdiger Bebauungen untersuchten Immissionsorte (OP 1-15) ist festzustellen, dass Blendungen entweder nicht möglich sind (OP 1-3 u. OP 11-15) oder die Richtwerte für die Blenddauer (30 min/d bzw. 30 h/a nach /1/) können eingehalten bzw. unterschritten werden (OP 4-10). Aufgrund der generellen Unterschreitung der Richtwerte sind die Blendungen als nicht erheblich belästigend einzustufen und ein Konfliktpotenzial für die umgebende Anwohnerschaft nicht anzunehmen. Auf dem an das Modulfeld angrenzenden und von Nord nach Süd verlaufenden Fahrradweg (OP 16-21) kann davon ausgegangen werden, dass Blendungen der Radfahrer entweder

geometrisch nicht möglich sind (OP 16 u. OP 21) oder – ungeachtet der Fahrtrichtung – erst ab Winkeln $\geq 45^\circ$ (OP 17-20) auftreten können. Die Blendungen liegen damit im peripheren Bereich und deutlich außerhalb des Gebrauchssichtfeldes bzw. des relevanten Blickwinkels des Radfahrers ($\pm 15^\circ$), so dass eine Verkehrsgefährdung ausgeschlossen werden kann. Insgesamt betrachtet ist die geplante PVA Hellerhof damit ohne Auflagen bzw. ohne weitere immissionsmindernde Blendschutzmaßnahmen als genehmigungsfähig einzustufen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung und Bewertung	2
Inhaltsverzeichnis	4
1 Sachverhalt und Gegenstand des Gutachtens	5
2 Beurteilungs- und Bewertungsgrundlagen	6
2.1 Allgemeines	6
2.2 Berechnungsmethode	8
2.3 Projektstandort und Anlagenlayout	11
2.4 Immissionsorte	12
3 Ergebnisse	16
3.1 Blendpotenzial und Belastung an den Immissionsorten	16
3.2 Maßnahmen zum Blendschutz	19
4 Literaturverzeichnis	20
Anhang	22

1 Sachverhalt und Gegenstand des Gutachtens

Der Auftraggeber Herr Markus Scholl (Hellerhof 1, 75438 Knittlingen) plant am Südrand von Knittlingen im Bereich des dortigen Gewerbegebietes „Knittlinger Kreuz“ auf einer insgesamt ca. 4 ha großen Freifläche (s. Kapitel 2.3) die Errichtung einer PVA mit einer Nennleistung von 4.201,68 kWp. Das in Auftrag gegebene Gutachten dient der Analyse und Bewertung der anlagenbezogenen Blend- bzw. Lichtimmissionen. Lichtimmissionen gehören nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) /4/ zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft herbeizuführen. Der Gesetzgeber hat bisher keine Regelungen zur Bestimmung der immissionsschutzrechtlichen Erheblichkeitsgrenzen für Lichtimmissionen erlassen und auch nicht in Aussicht gestellt. Im vorliegenden Fall wurden daher als Bewertungsgrundlage die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) /1/ herangezogen. Gemäß Anlage 2 der LAI-Hinweise /1/, der speziell die Blendwirkung von großen PV-Freiflächenanlagen behandelt, wird sich bei der zulässigen Einwirkdauer der Blendung bzw. bei der Festsetzung von Richt- bzw. Schwellenwerten auf die Bestimmungen der WEA-Schattenwurf-Hinweise /3/ bezogen, so dass hier im Sinne eines worst case-Szenarios von einem einzuhaltenden Richtwert von 30 Stunden pro Kalenderjahr (30 h/a) und 30 Minuten pro Kalendertag (30 min/d) für die Anwohnerschaft bzw. für maßgebliche Immissionsorte ausgegangen wurde. Für den Fahrzeug-, Flug- und Schienenverkehr sind keine Schwellen- bzw. Richtwerte in den LAI-Hinweisen /1/ dokumentiert. Gleichwohl sollten relevante Blendungen von Fahrzeug- und Zugführern sowie Flugpiloten aus Gründen der Verkehrssicherheit vermieden werden.

2 Beurteilungs- und Bewertungsgrundlagen

2.1 Allgemeines

PV-Module reflektieren einen Teil des einfallenden Sonnenlichtes, so dass Lichtreflexionen zu Blendungen, d.h. zu vorübergehenden Funktionsstörungen des menschlichen Auges führen können (s. /8/). Die Blendung hängt hierbei vom Adaptionszustand des menschlichen Auges ab und entsteht bei Leuchtdichten, die für den jeweiligen Adaptionszustand zu hoch sind (s. /10/). Auch wenn nur ein geringer Bruchteil des einfallenden Lichts von PV-Anlagen (i.d.R. mit Anti-Reflexionsbeschichtung) reflektiert wird, kann dies unter Umständen immer noch zu hohen Leuchtdichten von mehr als ca. 10^5 cd/m^2 und damit zu einer Absolutblendung führen – das menschliche Auge ist dabei nicht mehr in der Lage die eintreffende Lichtmenge zu adaptieren (s. /11/). Im Extremfall kann dies zu irreversiblen Netzhautschäden und damit zu einer Reduzierung des Sehvermögens führen (s. /1/, /10/). Die Bewertung der Immissionen erfolgt in der vorliegenden Analyse auf Basis der LAI-Hinweise – Anlage 2 /1/ (i.V.m. den WEA-Schattenwurf-Hinweisen /3/), wonach Immissionen als nicht erheblich belästigend angesehen werden können, wenn die astronomisch maximal mögliche Einwirk- bzw. Blenddauer am jeweiligen Immissionsort nicht mehr als 30 Stunden pro Kalenderjahr (30 h/a) und darüber hinaus nicht mehr als 30 Minuten pro Kalendertag (30 min/d) beträgt. Nach Nr. 4.1 der OVE Richtlinie R 11-3 /15/ ist das jeweils Zweifache der vorgenannten Einwirk- bzw. Blenddauern als Grenze zur Gesundheitsgefährdung anzusehen. Zur Prognose der Blenddauer bzw. Immissionen ist hierbei von folgenden Annahmen auszugehen:

- Die Sonne ist punktförmig.
- Das Modul ist ideal verspiegelt, d.h. es kann das Reflexionsgesetz „Einfallswinkel gleich Ausfallswinkel“ angewendet werden.
- Die Sonne scheint von Aufgang bis Untergang, d.h. die Berechnung liefert die maximal möglichen Immissionszeiträume (= worst case-Szenario).

Darüber hinaus sollen nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise /1/ (s.a. /5/, /15/) nur dann Blendzeiten Berücksichtigung finden bzw. kumuliert werden, wenn der Differenzwinkel zwischen Reflexionsstrahl und Sonne mindestens ca. 10° beträgt. Bei kleineren Differenzwinkeln ist davon auszugehen, dass für einen Beobachter der direkte Blick in die Sonne dominiert und es damit zu keiner zusätzlich wahrnehmbaren modulbedingten Blendung kommt. Bei einer Überschreitung der Schwellenwerte können u.a. nachfolgende immissionsmindernde Maßnahmen in Betracht gezogen werden (vgl. /1/):

- Unterbindung der Sicht auf die Modulfläche in Form von Wällen, Blendschutzzäunen oder blickdichtem Bewuchs
- Optimierung von Modulaufstellung bzw. -ausrichtung oder -neigung
- Einsatz von Modulen mit geringem Reflexionsgrad

Neben schutzwürdigen Räumen, die sich als feste Objekte im Raum verstehen, können u.U. auch bewegte Objekte, d.h. Fahrzeuge und die hier jeweils betroffenen Fahrzeugführer bzw. Flugpiloten (Auto-, Flug- u. Schienenverkehr) der Blendwirkung von i.d.R. kurzzeitigen Sonnenlichtreflexionen (bei Vorbeifahrt/-flug) ausgesetzt sein. In diesem Zusammenhang bestehen nach aktuellem Stand seitens des Gesetzgebers noch keine speziellen Vorschriften oder Richtwerte. Auch die LAI-Hinweise /1/ geben in diesem Zusammenhang keine Richt- oder Schwellenwerte vor. Ungeachtet dessen gebietet die Verkehrssicherheit relevante Blendungen der Fahrzeugführer und Flugpiloten zu vermeiden. Für den Regelfall ist allerdings nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen, dass hier nur solche Blendungen bzw. Reflexionen als relevant einzustufen sind die innerhalb eines bestimmten Blickfeldes in Fahrtrichtung auftreten. In Anlehnung an die diesbezüglichen Ausführungen in /9/ und unter Annahme einer Fahrzeuggeschwindigkeit von ca. 100 km/h beträgt der relevante Blickwinkel des Fahrzeugführers in Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$. Kritische Blendungen bzw. Reflexionen sind für den Fahrzeugverkehr generell erst innerhalb eines Winkelbereichs von $\pm 15^\circ$ zur Hauptblick- bzw. Fahrtrichtung (s. Nr. 4.2 „Verkehr“ in OVE Richtlinie R 11-3 /15/)¹ zu erwarten. In diesem

¹Entsprechend eines (Gesamt-)Raumwinkels von 30° (nach Mitteilung/Bestätigung des OVE vom 20.02.2023).

Fall würden Reflexionen dann direkt auf das menschliche Gebrauchssichtfeld für Sehaufgaben auftreffen können. Im vorliegenden Fall wurde der kritische bzw. relevante Blickwinkelbereich von $\pm 15^\circ$ zur Hauptblick- bzw. Fahrtrichtung auch für Fahrradfahrer bzw. für den Radverkehr angenommen (s. Kapitel 3.1). Für den Flugverkehr ist nach einer FAA-Studie /18/ von einem relevanten Blickwinkel des Piloten von $\pm 25^\circ$ in Flugrichtung auszugehen. Nach der FAA-Interimsrichtlinie /16/ (vgl. /17/) sind insbesondere der Landeanflug innerhalb einer 2 Meilen- bzw. 3,2 km-Distanz zum Flugplatz bzw. Flughafen im Hinblick auf potenzielle Blendungen kritisch zu bewerten.

2.2 Berechnungsmethode

Die Grundlage zur Berechnung der Blendwirkung von PV-Anlagen bilden nachfolgend aufgeführte Parameter (s. /5/):

- standort- und tageszeitabhängiger Sonnenstand (Sonnenhöhe u. -azimut)
- Standort, Neigung und Ausrichtung sowie räumliche Ausdehnung des PV-Feldes
- optische Eigenschaften bzw. Reflektivität der verwendeten PV-Module²
- relative Lage einschließlich Höhenunterschiede der Immissionsorte bzw. der Beobachtungspunkte zum PV-Modulfeld

Zur Berechnung der Blendungsdauer für die exemplarisch ausgewählten Immissionsorte (OP 1-21, s. Kapitel 2.4) wurde die Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ eingesetzt. Das Modell ermöglicht für PV-Anlagen die Simulation der Reflexionsstrahlen (Reflexion auf der Moduloberfläche = Quelle bzw. Emissionsort) und die sich hieraus für einen Beobachter bzw. Immissionsort ergebende Blenddauer für das Gesamtjahr in minutlicher Auflösung (s. Abbildung 1). Im Sinne eines worst case-Szenarios geht das Modell dabei von kontinuierlichem Sonnenschein bei wolkenlosem Himmel aus. Die mit dem lokalen

²PV-Module werden in der Herstellung als maximale Absorber ausgelegt, d.h. Reflexionen auf der Moduloberfläche bzw. die dadurch bedingten Energieverluste sind unerwünscht. Durch die Anwendung von Anti-Reflexionsbeschichtungen (AR Coating) können diese auf ein Minimum reduziert werden. Daher weisen PV-Module in Abhängigkeit des spezifischen Materials und der Anti-Reflexionsbeschichtung sowie des Einstrahlungswinkels in der Regel geringe Reflektivitäten zwischen 0,02 und 0,20 auf (s. /6/). Im Hinblick auf den Einstrahlungswinkel sind Maximalwerte der Reflexion in den Morgen- und Abendstunden bei nahezu parallelem Lichteinfall zu erwarten.

Standortklima in Verbindung stehende tatsächliche Sonnenscheindauer bleibt damit unberücksichtigt (weitere Modellannahmen, s. Projektbericht im Anhang). Im Realfall sind im Vergleich zum worst case-Szenario aufgrund der lokalen Witterungsverhältnisse (Bewölkung bzw. Sonnenscheindauer/-wahrscheinlichkeit) von deutlich geringeren Blendzeiträumen bzw. Immissionen auszugehen. Im vorliegenden Fall beträgt die standortspezifische Sonnenscheinwahrscheinlichkeit für das Gesamtjahr durchschnittlich ca. 36 % (s. Klimadaten nach /14/ im Anhang). Neben der Berechnung der Blendungszeiträume wird zusätzlich zur Bewertung des Gefährdungspotenzials des menschlichen Auges die auf die Netzhaut auftreffende Strahlung in Abhängigkeit vom Raumwinkel der Blendungsquelle (PV-Modul) bestimmt. In Abbildung 2 ist dieser Zusammenhang schematisch für verschiedene Blendungspotenziale (Nachbilder u. Netzhautschäden) dargestellt.

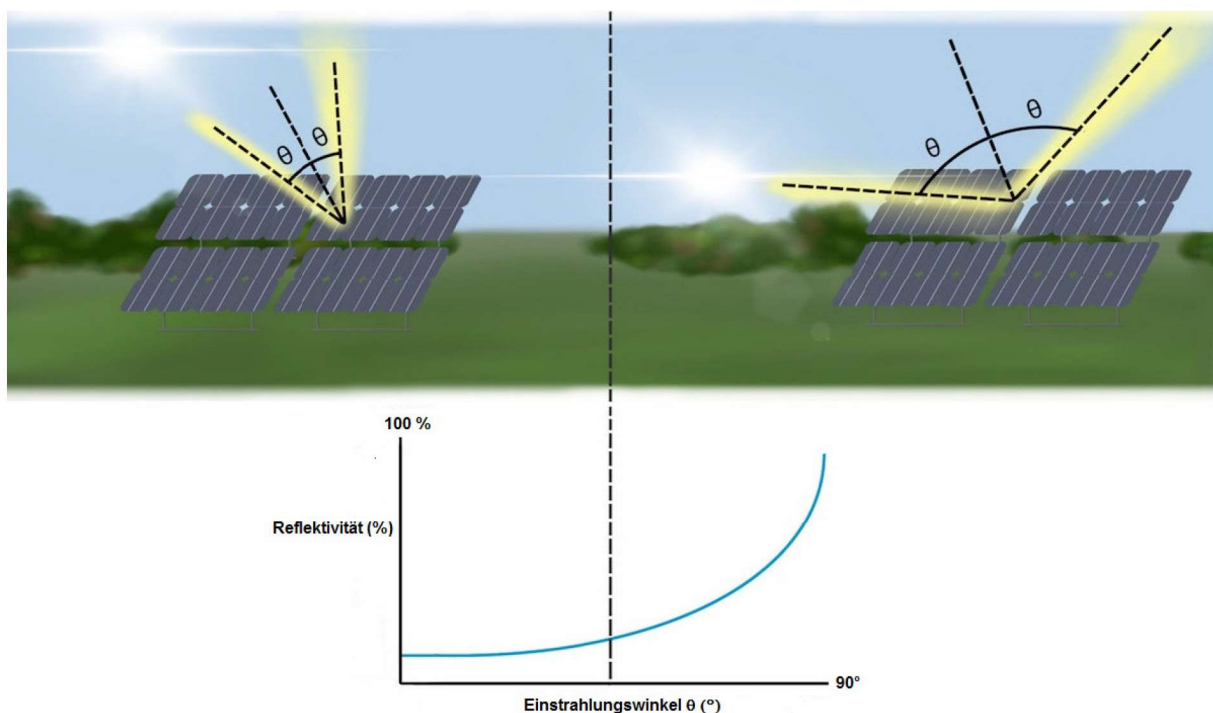


Abbildung 1: Schematische Darstellung des von der Moduloberfläche reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel θ (Linke Bildhälfte: bei hohem Sonnenstand und kleinem Einstrahlungswinkel. Rechte Bildhälfte: bei niedrigem Sonnenstand und großem Einstrahlungswinkel).

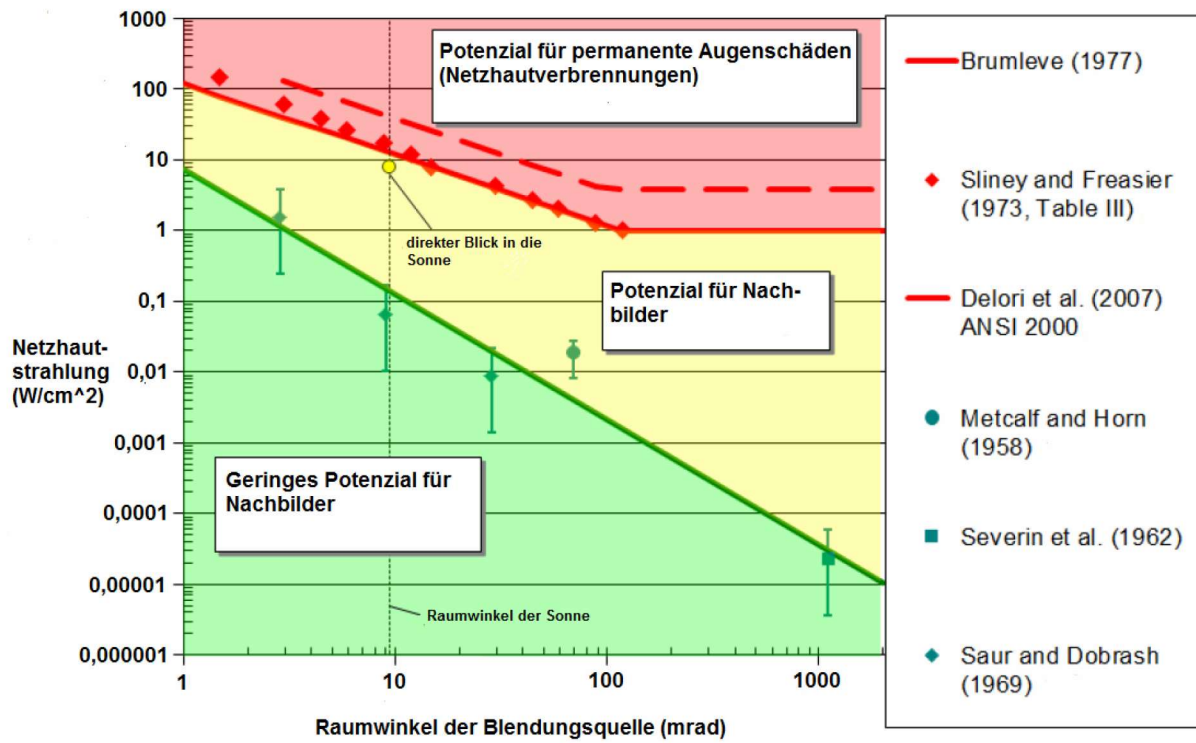


Abbildung 2: Gefährdungspotenzial des menschlichen Auges für einen Beobachter als Funktion der auf die Netzhaut auftreffenden Strahlung und des Raumwinkels der Blendungsquelle (s. /7/).

2.3 Projektstandort und Anlagenlayout

Die PVA Hellerhof ist am Südrand der Stadt Knittlingen im Bereich des dortigen Gewerbegebiets „Knittlinger Kreuz“ auf einem insgesamt ca. 4 ha großen Areal geplant (s. Abbildung 3). In unmittelbarer Standortnähe verläuft westlich von Nord nach Süd ein asphaltierter Feldweg, der nach Auskunft des Verkehrsamtes des Enzkreises zum regionalen Fahrradnetz gehört. Die nach Durchführung einer Sichtbarkeitsanalyse (s. Anhang) exemplarisch ausgewählten Immissionsorte (OP 1-21) können Kapitel 2.4 entnommen werden.



Abbildung 3: Lage der PVA Hellerhof (Quelle: Google Earth).

Die geplante PVA lässt sich nach Angaben des Auftraggebers vom 22.07.2024 zusammenfassend wie folgt beschreiben (s. Lage-/Bebauungsplan, Modulbelegungsplan u. Anlagengeometrie sowie Moduldatenblatt im Anhang):

PVA Hellerhof:

Position: 49,019304°N, 8,745248°E

Ø Höhe ü. NN: ca. 228 m

PV-Freifläche (gesamt): ca. 4 ha

Gesamtnennleistung: 4.201,68 kWp

Modultyp: JA Solar JAM66D45-610/LB, monokristallin, bifazial

Moduloberfläche: Solarglas mit Anti-Reflexionsbeschichtung (AR Coating)

Modulanzahl (gesamt): 6.888

Moduldimension (Länge x Breite x Dicke): 2.382 x 1.134 x 30 mm

Modulfläche (gesamt): 18.606 m²

Modulmontageart: 3reihige Hochkantmontage

Minimale/Mittlere/Maximale Höhe der Modulfläche (über Grund): 0,8 m/1,8 m/2,7 m

Modulausrichtung: Süd (182°)

Modulneigungswinkel: 15°

2.4 Immissionsorte

Entsprechend der LAI-Hinweise /1/ handelt es sich bei maßgeblichen Immissionsorten um folgende schutzwürdigen Räume (vgl. /3/):

- Wohnräume,
- Schlafräume, einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien,
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen,
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume,
- unbebaute Flächen in einer Bezugshöhe von 2 m über Grund an dem am stärksten betroffenen Rand der Flächen, auf denen nach Bau- oder Planungsrecht Gebäude mit schutzwürdigen Räumen zulässig sind.

Direkt an Gebäuden beginnende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone) sind schutzwürdigen Räumen tagsüber zwischen 6.00-22.00 Uhr gleichgestellt. Nach Anlage 2, Nr. 3 der LAI-Hinweise /1/ sind maßgebliche bzw. relevante Immissionsorte in einem

Einwirkungsbereich von ca. 100 m von der PVA entfernt festzulegen. Insbesondere sind Immissionsorte, die sich in diesem Entfernungsbereich vorwiegend westlich oder östlich der PVA befinden, als kritisch bzw. relevant im Hinblick auf eine potenzielle Blendung einzustufen. Des Weiteren sind nach /1/ vornehmlich nördlich oder südlich der PVA gelegene Immissionsorte i.d.R. als unproblematisch anzusehen. Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung berücksichtigten Immissionsorte (OP 1-21, s. Abbildung 4 u. Tabelle 1) wurden unter Beachtung der obigen Kriterien festgelegt. Aufgrund der Großflächigkeit der geplanten PVA (ca. 4 ha) wurden auch weiter entfernte Immissionsorte in der Umgebung betrachtet. Die Immissionsorte befinden sich hiernach an schutzwürdigen Bebauungen (OP 1-15, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 20 m) und auf dem westlich der PVA von Nord nach Süd verlaufenden Fahrradweg (OP 16-21: min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 30 m). Um die Relevanz der Immissionsorte im Hinblick auf eine Sichtbeziehung zwischen Modulfläche und Immissionsort einzuschätzen, erfolgte im Vorfeld der Immissionsberechnungen eine Sichtbarkeitsanalyse auf Basis der digitalen Gelände- und Oberflächenmodelle Baden-Württemberg (DGM1 u. DOM1) /12/, /13/ für einen Umkreis von ca. 1 km (s. „Sichtbarkeit der PVA“ im Anhang).

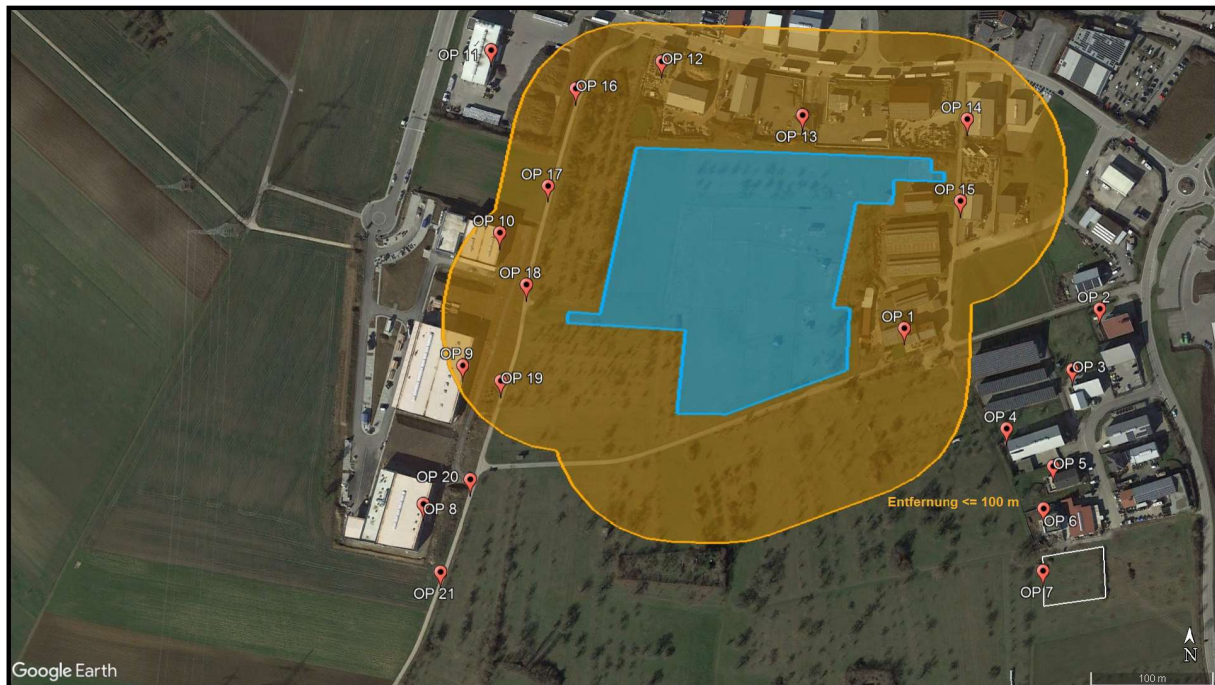


Abbildung 4: Immissionsorte (OP 1-21).

Tabelle 1: Immissionsorte OP 1-21.

OP	Ortsbezeichnung	Nutzung	Geografische Breite	Geografische Länge	Höhe ü. Grund	Richtwert Blenddauer /1/
OP 1	Hellerhof 1 (Knittlingen)	Wohnraum	49,018751°N	8,747138°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 2	Wiesenstraße 40 (Knittlingen)	Büro-/Arbeitsraum	49,018890°N	8,749298°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 3	Im Gröner 4 (Knittlingen)	Wohn-/Arbeitsraum	49,018458°N	8,748972°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 4	Im Gröner 8 (Knittlingen)	Büro-/Arbeitsraum	49,018042°N	8,748236°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 5	Im Gröner 10 (Knittlingen)	Wohn-/Arbeitsraum	49,017774°N	8,748730°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 6	Im Gröner 12 (Knittlingen)	Wohn-/Arbeitsraum	49,017476°N	8,748622°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 7	Im Gröner 14 ^{*)} (Knittlingen)	Wohn-/Arbeitsraum	49,017036°N	8,748624°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 8	Zeppelinstraße 21 (Knittlingen)	Arbeitsraum	49,017516°N	8,741961°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 9	Zeppelinstraße 21 (Knittlingen)	Arbeitsraum	49,018488°N	8,742380°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 10	Zeppelinstraße 21 (Knittlingen)	Arbeitsraum	49,019425°N	8,742772°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 11	Zeppelinstraße 15 (Knittlingen)	Arbeitsraum	49,020729°N	8,742669°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 12	Zeppelinstraße 13 (Knittlingen)	Wohn-/Arbeitsraum	49,020652°N	8,744516°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 13	Zeppelinstraße 11 (Knittlingen)	Wohn-/Arbeitsraum	49,020259°N	8,746036°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 14	Zeppelinstraße 5/1 (Knittlingen)	Arbeitsraum	49,020236°N	8,747828°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 15	Robert-Bosch-Straße 6 (Knittlingen)	Arbeitsraum	49,019652°N	8,747749°E	2,0 m	30 h/a / 30 min/d
OP 16	Fahrradweg	Radverkehr	49,020452°N	8,743587°E	1,5 m	- / -
OP 17	Fahrradweg	Radverkehr	49,019759°N	8,743290°E	1,5 m	- / -
OP 18	Fahrradweg	Radverkehr	49,019056°N	8,743061°E	1,5 m	- / -
OP 19	Fahrradweg	Radverkehr	49,018381°N	8,742791°E	1,5 m	- / -
OP 20	Fahrradweg	Radverkehr	49,017688°N	8,742466°E	1,5 m	- / -
OP 21	Fahrradweg	Radverkehr	49,017039°N	8,742141°E	1,5 m	- / -

*) Neubau.

3 Ergebnisse

3.1 Blendpotenzial und Belastung an den Immissionsorten

Die Simulation der Blendimmissionen wurde mit der Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ durchgeführt. Die Tabelle 2 fasst die jeweiligen Blendzeiträume sowie die ermittelten täglichen und jährlichen Blenddauern sowie das Blendpotenzial für die untersuchten Immissionsorte OP 1-21 zusammen. Die dargestellten Ergebnisse verstehen sich hierbei im Sinne eines worst case-Szenarios ohne Anwendung des nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise /1/ (s. Kapitel 2.1) postulierten 10°-Kriteriums (s. Projektbericht im Anhang).³

Tabelle 2a: Blendpotenzial/-belastung (worst case-Szenario) – ohne Anwendung des 10°-Kriteriums nach /1/.

OP	Blendzeitraum (Datum, Uhrzeit)*	Blenddauer pro Jahr (h/a)	Blenddauer pro Tag (min/d)	Richtwert (h/a / min/d)	Blend- potenzial
OP 1-3	-,-	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
OP 4	29.03.-12.09., 19:26-20:11 Uhr	40,6 (+10,6)**	17 (-13)**	30 / 30	●●
OP 5	05.04.-04.09., 19:32-20:11 Uhr	42,6 (+12,6)**	19 (-11)**	30 / 30	●●
OP 6	22.04.-18.08., 19:35-20:11 Uhr	36,5 (+6,5)**	21 (-9)**	30 / 30	●●
OP 7	20.05.-21.07., 19:50-20:11 Uhr	11,1 (-18,9)**	14 (-16)**	30 / 30	●
OP 8	03.05.-07.08., 06:44-07:18 Uhr	25,5 (-4,5)**	18 (-12)**	30 / 30	●●
OP 9	15.03.-25.09., 06:39-07:47 Uhr	54,3 (+24,3)**	23 (-7)**	30 / 30	●●
OP 10	20.03.-22.09., 06:35-07:42 Uhr	64,1 (+34,1)**	27 (-3)**	30 / 30	●●
OP 11-15	-,-	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
OP 16	-,-	0,0	0	- / -	●
OP 17	20.03.-20.09., 06:26-07:41 Uhr	74,8	35	- / -	●●
OP 18	15.03.-25.09., 06:38-07:47 Uhr	59,4	24	- / -	●●
OP 19	15.03.-25.09., 06:44-07:47 Uhr	40,1	16	- / -	●●
OP 20	29.04.-12.08., 06:44-07:20 Uhr	26,1	17	- / -	●●
OP 21	-,-	0,0	0	- / -	●

● modulbedingte Blendung nicht möglich

● geringes Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für permanente Augenschäden

* Die angegebenen Uhrzeiten entsprechen der Mitteleuropäischen Sommerzeit (= UTC + 2)

** Abstand zum Richtwert („+“: Überschreitung, „-“: Unterschreitung)

³Blendungsrelevante Hindernisse bzw. Gebäude wurden in den Blendberechnungen auf Grundlage des 3D-Gebäudemodells LoD1 Baden-Württemberg /19/ mitberücksichtigt (Obstruction 1-7, s. Projektbericht im Anhang).

Nach Anwendung des nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise /1/ postulierten 10°-Kriteriums (s. Kapitel 2.1) ergeben sich die in Tabelle 2b dargestellten Ergebnisse, die zur abschließenden Beurteilung der Blendimmissionen herangezogen wurden.

Tabelle 2b: Blendpotenzial/-belastung (worst case-Szenario) – mit Anwendung des 10°-Kriteriums nach /1/.

OP	Blendzeitraum (Datum, Uhrzeit)*	Blendedauer pro Jahr (h/a)	Blendedauer pro Tag (min/d)	Richtwert (h/a / min/d)	Blend- potenzial
OP 1-3	-, -	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
OP 4	22.04.-20.08., 19:35-20:11 Uhr	23,1 (-6,9)**	17 (-13)**	30 / 30	●●
OP 5	19.04.-23.08., 19:32-20:11 Uhr	27,4 (-2,6)**	19 (-11)**	30 / 30	●●
OP 6	26.04.-14.08., 19:35-20:11 Uhr	29,2 (-0,8)**	21 (-9)**	30 / 30	●●
OP 7	21.05.-20.07., 19:50-20:11 Uhr	10,6 (-19,4)**	14 (-16)**	30 / 30	●
OP 8	04.05.-07.08., 06:47-07:18 Uhr	16,8 (-13,2)**	15 (-15)**	30 / 30	●●
OP 9	26.04.-14.08., 06:47-07:20 Uhr	17,4 (-12,6)**	15 (-15)**	30 / 30	●●
OP 10	26.04.-17.08., 06:47-07:20 Uhr	17,5 (-12,5)**	14 (-16)**	30 / 30	●
OP 11-15	-, -	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
OP 16	-, -	0,0	0	- / -	●
OP 17	26.04.-17.08., 06:47-07:20 Uhr	17,4	14	- / -	●●
OP 18	26.04.-14.08., 06:47-07:20 Uhr	17,6	15	- / -	●
OP 19	28.04.-12.08., 06:47-07:19 Uhr	13,0	12	- / -	●●
OP 20	29.04.-11.08., 06:47-07:20 Uhr	15,9	14	- / -	●●
OP 21	-, -	0,0	0	- / -	●

● modulbedingte Blendung nicht möglich

● geringes Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für permanente Augenschäden

* Die angegebenen Uhrzeiten entsprechen der Mitteleuropäischen Sommerzeit (= UTC + 2)

** Abstand zum Richtwert („+“: Überschreitung, „-“: Unterschreitung)

Für die umgebende Anwohnerschaft bzw. für schutzwürdige Bebauungen (OP 1-15, s. Tabelle 2b) ist entweder eine Blendung durch die PVA geometrisch nicht möglich (OP 1-3 u. OP 11-15, s. Tabelle 2b) oder die Richtwerte für die tägliche und jährliche Blendedauer (30 min/d bzw. 30 h/a) können eingehalten bzw. unterschritten werden (OP 4-10, s. Tabelle 2b). Ein Konfliktpotenzial bzw. eine erhebliche Beeinträchtigung der umgebenden Anwohnerschaft durch Blendung ist daher nicht anzunehmen. Darüber hinaus kann aufgrund des sichtverschattenden Baumbestandes zwischen dem Modulfeld und den blendungsrelevanten Immissionsorten OP 4-10 (s. Abbildung 4 und Modulbelegungsplan sowie digitales Oberflächenmodell DOM1 im Anhang), der in den Blendberechnungen unberücksichtigt blieb, von deutlich

verringerten Blendimmissionen als berechnet ausgegangen werden. Auf dem der PVA nahe gelegenen und von Nord nach Süd verlaufenden Fahrradweg (OP 16-21) kann – ungeachtet des sichtverschattenden Baumbestandes zwischen Modulfeld und Fahrradweg – davon ausgegangen werden, dass Blendungen der Radfahrer für beide Fahrrichtungen entweder geometrisch nicht möglich sind (OP 16 u. OP 21) oder erst ab Winkeln $\geq 45^\circ$ auftreten können (OP 17-20, s. Abbildung 5). Die Blendungen liegen damit im peripheren Bereich und deutlich außerhalb des Gebrauchssichtfeldes bzw. des relevanten Blickwinkels des Radfahrers ($\pm 15^\circ$, s. Kapitel 2.1), so dass eine Verkehrsgefährdung auf dem angrenzenden Fahrradweg ausgeschlossen werden kann (s. Kapitel „Zusammenfassung und Bewertung“).



Abbildung 5: Blendungsmöglichkeiten eines Fahrradfahrers auf dem westlich der PVA angrenzenden Fahrradweg an den Immissionsorten OP 17-20 bei Vorbeifahrt in Nord- bzw. Südrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ($\pm 15^\circ$) des Fahrradfahrers. Gelbe Bereiche: immissionsortspezifische Blendwinkel des Modulfeldes.

3.2 Maßnahmen zum Blendschutz

Entsprechend den Ausführungen des Kapitels 3.1 sind im vorliegenden Fall für die geplante PVA Hellerhof keine Maßnahmen zur Immissionsminderung bzw. zum Blendschutz erforderlich (s. Kapitel „Zusammenfassung und Bewertung“).

4 Literaturverzeichnis

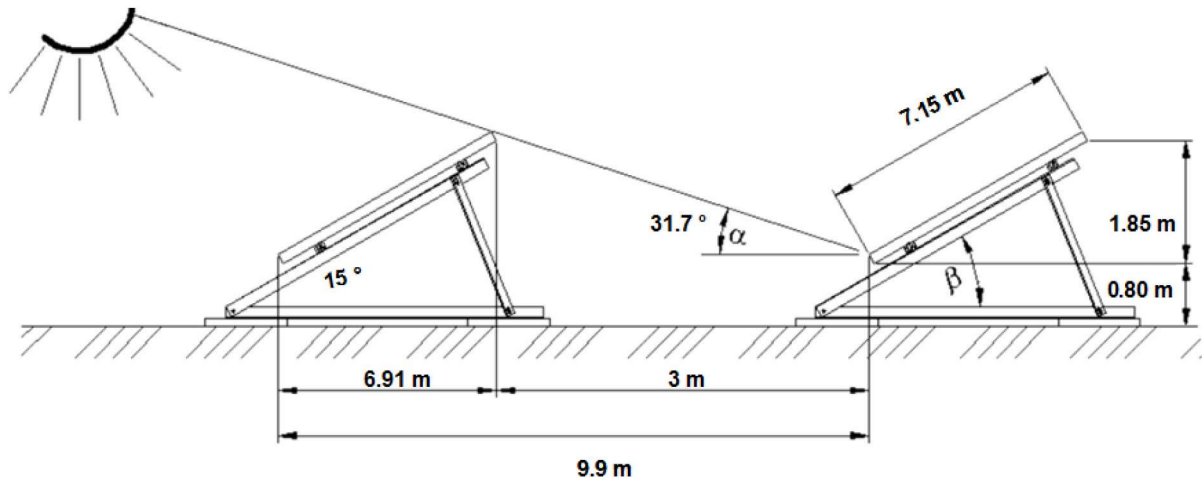
- /1/ Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI): Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen. Beschluss der LAI vom 13.09.2012, Stand 08.10.2012 – (Anlage 2: Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren, Stand 03.11.2015).
- /2/ ForgeSolar (PV Planing & glare analysis) – GlareGauge. Version / Release 2024A. <https://www.forgesolar.com/>
- /3/ Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise) - verabschiedet auf der Sitzung des Länderausschusses für Immissionsschutz (LAI) vom 06.-08.05.2002.
- /4/ Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 225).
- /5/ Schierz, C.: Über die Blendungsbewertung von reflektiertem Sonnenlicht bei Solaranlagen. Tagung LICHT 2012, Berlin, Tagungsband S. 498-505.
- /6/ Ho, C. K.: Relieving a Glare Problem. Solar Today, April 2013, pp. 28-31.
- /7/ U.S. Department of Energy. Sandia National Laboratories: Solar Glare Hazard Analysis Tool (SGHAT). Technical Reference Manual. March 2015.
- /8/ ARGE Monitoring PV-Anlagen. Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen bei der Planung von PV-Freiflächenanlagen. Stand 28.11.2007 (Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Z III 2).
- /9/ Reinisch, R.: Wahrnehmung von Verkehrszeichen und Straßenumfeld bei Nachtfahrten im übergeordneten Straßennetz. Genehmigte Dissertation, Fachbereich Bauingenieurwesen und Geodäsie der Technischen Universität Darmstadt, 27.10.2009. <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/2208/1/DissertationReinischRomy.pdf>
- /10/ Empfehlung der Strahlenschutzkommission: Blendung durch natürliche und neue künstliche Lichtquellen und ihre Gefahren. Verabschiedet in der 205. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 16./17. Februar 2006.
- /11/ Borgmann, R., Kurz, T.: Leitfaden „Lichteinwirkung auf die Nachbarschaft“. Bericht-Nr.: FS-2014-160-AKNIR-Netz. Fachverband für Strahlenschutz e.V., 10.06.2014.

-
- /12/ Landesamtes für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg (LGL): Digitales Geländemodell Baden-Württemberg (DGM1). <https://opengeodata.lgl-bw.de/#/>
 - /13/ Landesamtes für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg (LGL): Digitales Oberflächenmodell Baden-Württemberg (DOM1). <https://opengeodata.lgl-bw.de/#/>
 - /14/ Meteonorm Version 8.2.0 (Release 12.07.2023): Global Meteorological Database for Engineers, Planers and Education. <https://meteonorm.com/>
 - /15/ OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik: Blendung durch Photovoltaikanlagen. OVE Richtlinie R 11-3, Ausgabe: 01.11.2016.
 - /16/ Federal Aviation Administration (FAA): Interim Policy, FAA Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports. Federal Register: 63276-63279. Publication Date: 23.10.2013. <https://www.federalregister.gov/documents/2013/10/23/2013-24729/interim-policy-faa-review-of-solar-energy-system-projects-on-federally-obligated-airports/>
 - /17/ Federal Aviation Administration (FAA): Final Policy, Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports. Document Number 2021-09862, Publication Date: 11.05.2021. <https://www.federalregister.gov/documents/2021/05/11/2021-09862/federal-aviation-administration-policy-review-of-solar-energy-system-projects-on-federally-obligated/>
 - /18/ Rogers, J. A., Ho, C. K., Mead A., Beben, M., Drechsler, G.: Evaluation of Glare as a Hazard for General Aviation Pilots on Final Approach", Office of Aerospace Medicine-Federal Aviation Administration (FAA). Final Report July 2015. https://www.faa.gov/data_research/research/med_humanfacs/oamtechreports/2010s/media/201512.pdf
 - /19/ Landesamtes für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg (LGL): 3D-Gebäudemodell Baden-Württemberg (LoD1). <https://opengeodata.lgl-bw.de/#/>

Anhang

- Lage-/Bebauungsplan
- Modulbelegungsplan
- Anlagengeometrie
- Moduldatenblatt
- Digitale Gelände-/Oberflächenmodelle
- Sichtbarkeit der PVA
- Klimadaten
- Projektbericht

Anlagengeometrie



Moduldatenblatt

Harvest the Sunshine

620W

JAM66D45 LB n-type Double Glass Bifacial Modules

Premium Cells

n-
Bycium+
16BB

26%

Up To

Cell Conversion
Efficiency

MBB Half-Cell Technology

Premium Modules

Higher power generation better LCOE

Better Temperature Coefficient

n-type with very Lower LID

Better low irradiance response

The graph compares the linear performance warranty of the n-type Bifacial Double Glass Module (yellow line) against a Standard Module Linear Performance Warranty (black line) over a 30-year period. The n-type module starts at 88.3% at year 1 and ends at 82.0% at year 30, showing a 1% 11-year degradation. The standard module starts at 87.4% at year 1 and ends at 79.1% at year 30, showing a 0.4% annual degradation over 30 years. The difference at year 30 is +6.3% in favor of the n-type module.

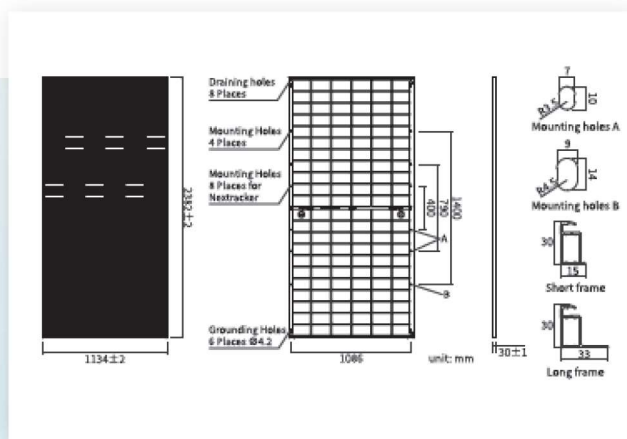
12-year product warranty

30-year linear power output warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules • Quality system for PV module manufacturing

JAM66D45 LB n-type Double Glass Bifacial Modules



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	33.1kg
Dimensions	2382±2mm X 1134±2mm X 30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45
	595/LB	600/LB	605/LB	610/LB	615/LB	620/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	595	600	605	610	615	620
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	47.50	47.70	47.90	48.10	48.30	48.50
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	39.27	39.44	39.60	39.77	39.96	40.21
Short Circuit Current(Isc) [A]	15.90	15.95	16.00	16.05	16.10	16.13
Maximum Power Current(Imp) [A]	15.15	15.21	15.28	15.34	15.39	15.42
Module Efficiency [%]	22.0	22.2	22.4	22.6	22.8	23.0
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

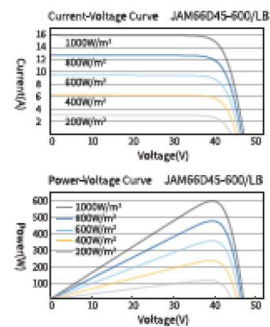
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45	JAM66D45
	595/LB	600/LB	605/LB	610/LB	615/LB	620/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	643	648	653	659	664	670
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	47.50	47.70	47.90	48.10	48.30	48.50
Max Power Voltage(Vmp) [V]	39.27	39.44	39.60	39.77	39.96	40.21
Short Circuit Current(Isc) [A]	17.17	17.23	17.28	17.33	17.39	17.42
Max Power Current(Imp) [A]	16.36	16.43	16.50	16.56	16.62	16.65
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For Nextacker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextacker for reference.
** Bifaciality=Pmax_rear/Rated Pmax_front

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	35A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C



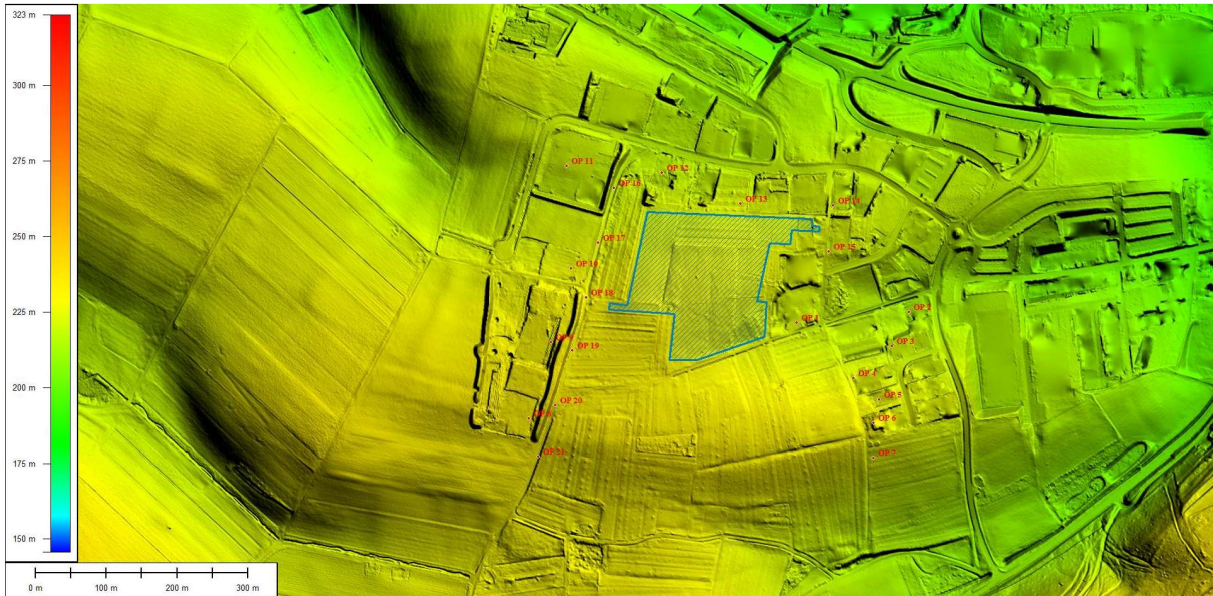
Headquarters

No. 8 Building, Nuode Center, No.1 Courtyard, East Auto Museum Road, Fengtai District, Beijing
Tel: +86 10 6361 1888 Fax: +86 10 6361 1999
E-mail: sales@jasolar.com marketing@jasolar.com www.jasolar.com

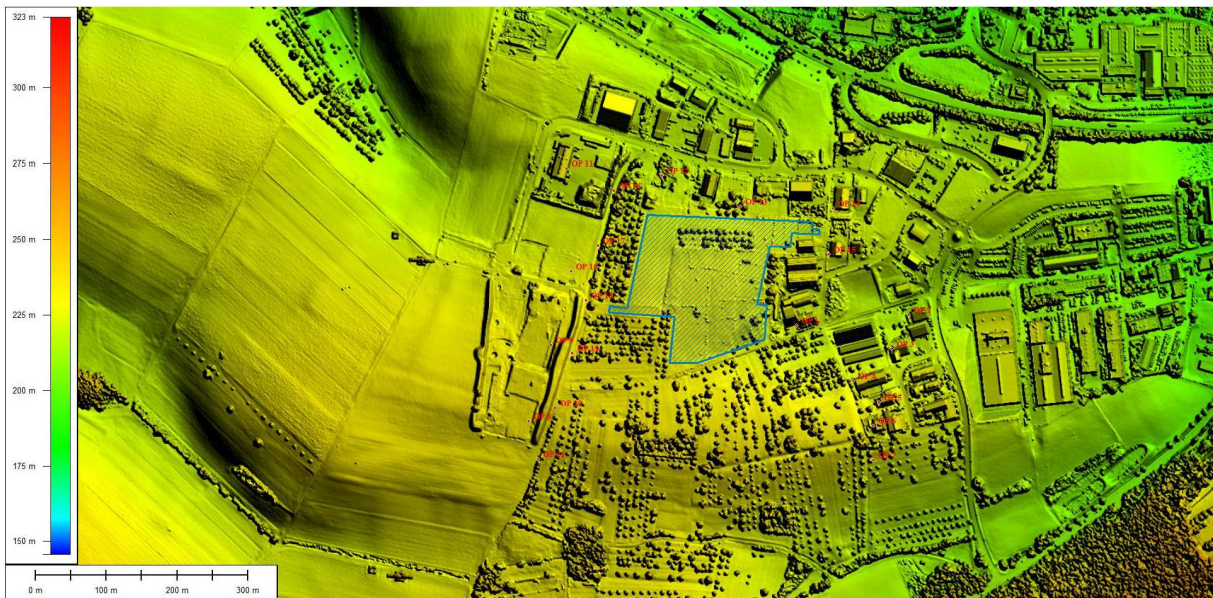
Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

Version No.: Glebal-EN-20240423A

Digitale Gelände-/Oberflächenmodelle



Ausschnitt aus dem digitalen Geländemodell DGM1 Baden-Württemberg /12/.



Ausschnitt aus dem digitalen Oberflächenmodell DOM1 Baden-Württemberg /13/.

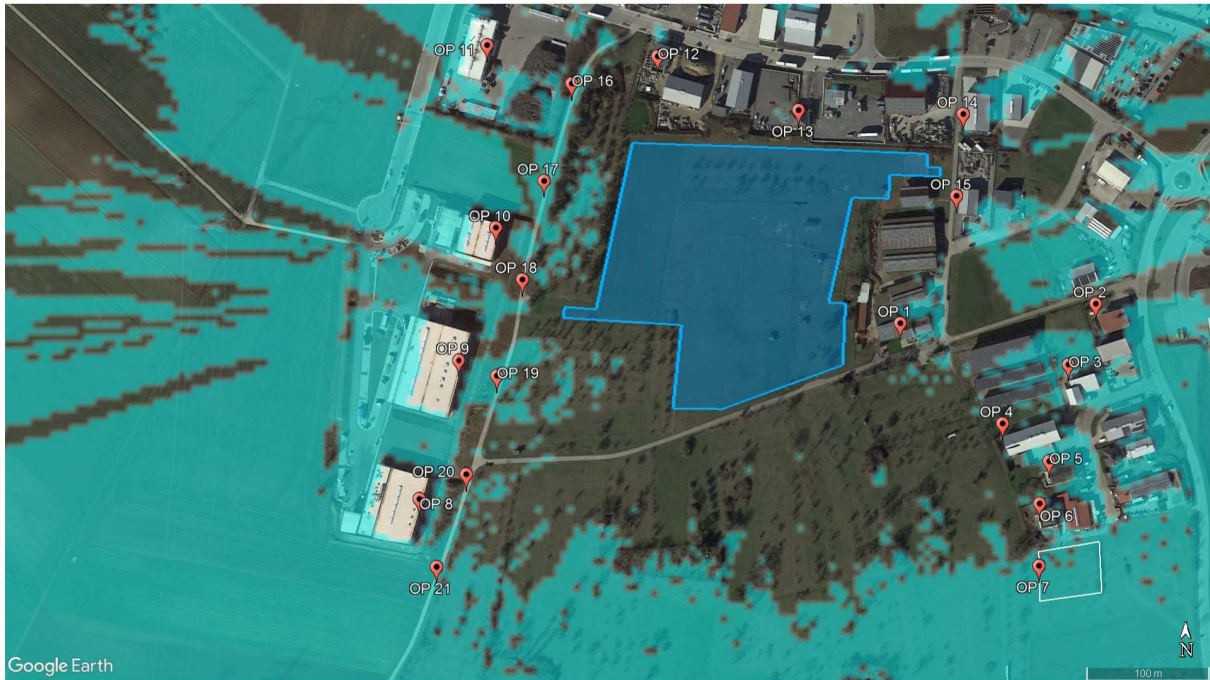
Sichtbarkeit der PVA



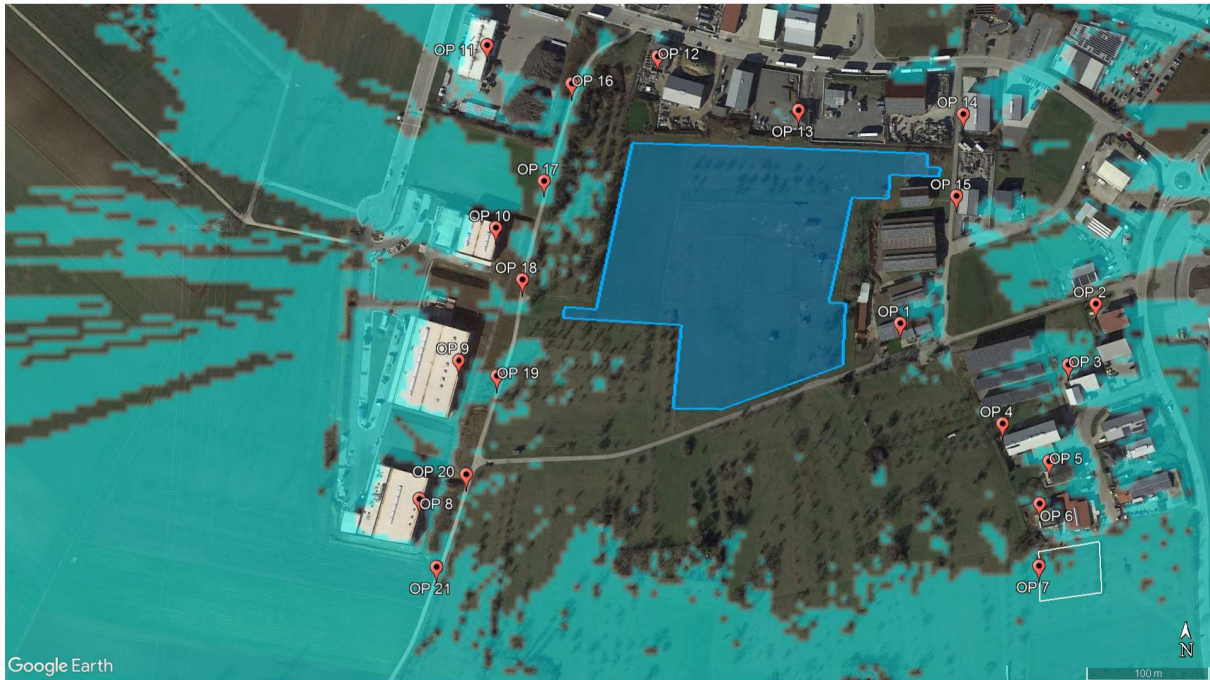
Sichtbarkeit der PVA (Augenhöhe Fahrradfahrer: 1,5 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell DGM1 /12/ ohne Berücksichtigung von Gebäuden und Baumbestand) nicht sichtbar.



Sichtbarkeit der PVA (Augenhöhe Anwohner: 2 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell DGM1 /12/ ohne Berücksichtigung von Gebäuden und Baumbestand) nicht sichtbar.



Sichtbarkeit der PVA (Augenhöhe Fahrradfahrer: 1,5 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Oberflächenmodell DOM1 /13/ mit Berücksichtigung von Gebäuden und Baumbestand) nicht sichtbar.



Sichtbarkeit der PVA (Augenhöhe Anwohner: 2 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Oberflächenmodell DOM1 /13/ mit Berücksichtigung von Gebäuden und Baumbestand) nicht sichtbar.

Klimadaten

Hellerhof

Location name

49.019

Latitude [°N]

8.745

Longitude [°E]

228

Altitude [m a.s.l.]

III, 3

Climate region

Standard

Radiation model

Standard

Temperature model

Perez

Tilt radiation model

Contemporary

Temperature period

Contemporary

Radiation period

Additional information

Uncertainty of yearly values: Gh = 5%, Bn = 10%, Ta = 0.8 °C

Trend of Gh / decade: 0.5%

Variability of Gh / year: 4.7%

Radiation interpolation locations: Stuttgart (2001-2020, 39 km), Mannheim (57 km), Strasbourg (97 km), Saarbruecken (120 km),

Weissenburg (162 km), Wuerzburg (121 km) (Share of satellite data: 89%)

Temperature interpolation locations: Karlsruhe/Baden (56 km), Stuttgart/Echerd. (51 km), Ramstein (AFB) (95 km), Strasbourg (97

km), Saarbruecken (120 km), Lahr (AFB) (99 km)

P90 and P10 of yearly Gh, referenced to average: 93.2%, 106.5%

Snow load (DE/AT/CH/FR): 0.85 [kN/m2], days with snow: 18 [days]

Wind load (DE/CH): 0.50 [kN/m2]

Approximate data of snow and wind loads data based on national legislation

Month	Ta	Ta min	Ta dmin	Ta dmax	Ta max	RH	H_Gh	SDm
	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[%]	[kWh/m2]	[h]
January	1.9	-10.5	-0.7	4.9	13.5	84	27	51
February	3.0	-8.2	-0.4	6.4	15.8	77	47	78
March	6.5	-5.1	2.6	10.8	20.8	70	89	123
April	10.9	0.1	5.7	15.7	25.0	63	130	164
May	15.1	3.1	10.0	19.8	29.7	66	155	210
June	18.8	7.1	13.4	23.5	31.1	64	168	221
July	20.1	9.8	15.1	25.2	34.2	65	170	243
August	19.5	9.2	14.6	24.5	33.5	69	143	218
September	15.2	4.1	10.5	19.8	27.8	73	103	172
October	10.9	0.3	7.2	15.3	24.8	81	63	113
November	6.1	-1.7	3.0	9.4	17.8	85	32	61
December	2.7	-8.0	-0.1	5.9	12.9	86	23	49
Year	10.9					74	1148	1703



Meteonorm 8

Meteonorm V8.2.0.24079

1/4

Month	SDd	SD astr.	RR	RD	FF	DD
	[h]	[h]	[mm]	[d]	[m/s]	[deg]
January	1.6	8.5	46	11.3	3.7	234
February	2.8	10.0	39	9.5	3.7	141
March	4.0	11.7	45	10.6	3.7	234
April	5.5	13.5	40	9.5	3.2	276
May	6.8	15.1	76	11.8	3.2	136
June	7.4	16.0	72	10.0	2.9	245
July	7.8	15.6	80	9.9	2.9	269
August	7.0	14.2	71	9.9	2.6	262
September	5.7	12.4	48	8.0	2.7	245
October	3.6	10.7	53	9.1	2.9	231
November	2.0	9.0	54	10.3	3.1	234
December	1.6	8.0	51	11.3	3.6	234
Year	4.7		675	121.2	3.2	232

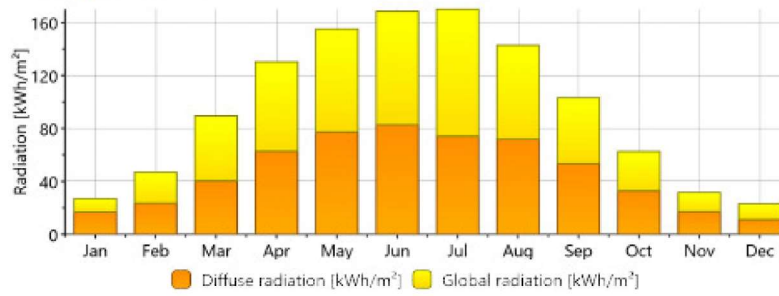
Ta: Air temperature
 RH: Relative humidity
 Ta min: 10 y minimum (approx.)
 Ta max: 10 y maximum (approx.)
 Ta dmin: Mean daily minimum Ta
 Ta dmax: Mean daily maximum Ta
 SD: Sunshine duration
 RR: Precipitation
 RD: Days with precipitation
 FF: Wind speed
 SD astr.: Sunshine duration, astronomic
 DD: Wind direction
 H_Gh: Irradiation of global radiation horizontal



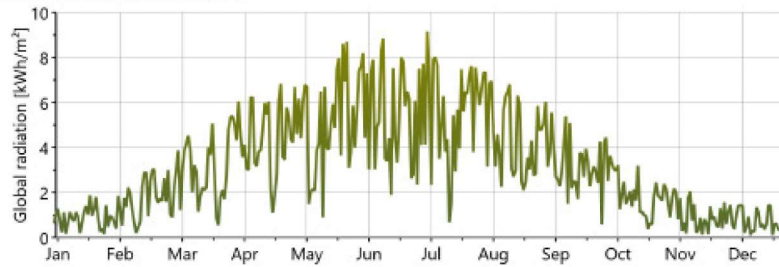
Meteonorm V8.2.0.24079

2/4

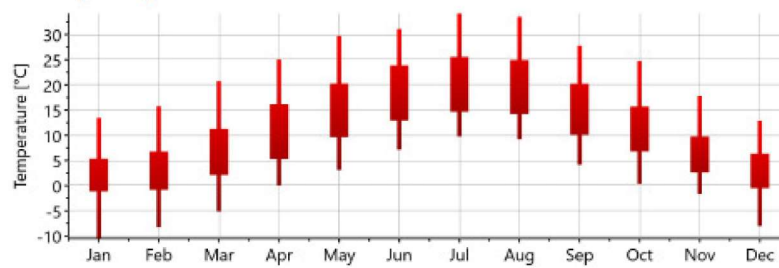
Monthly radiation



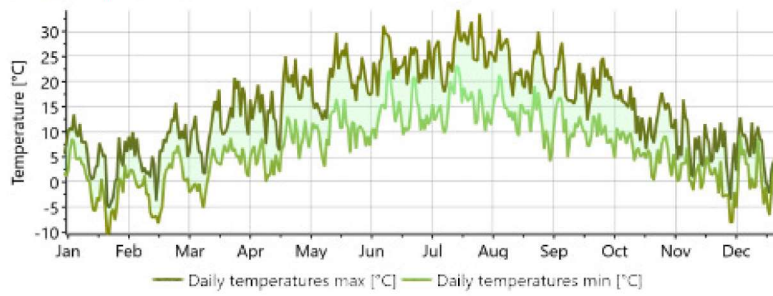
Daily global radiation



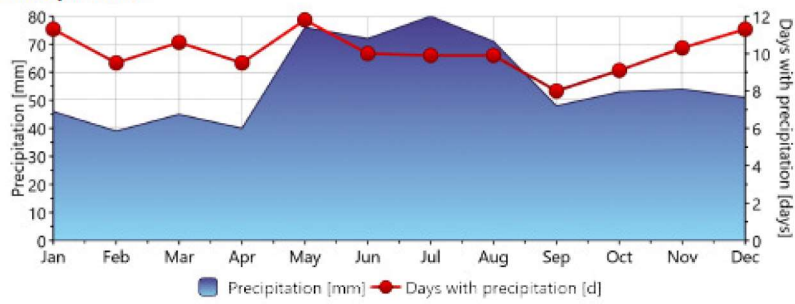
Monthly temperature



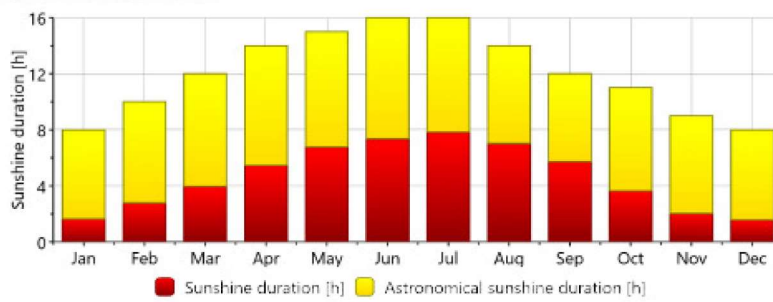
Daily temperature



Precipitation



Sunshine duration



Meteonorm V8.2.0.24079

4/4

Projektbericht

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Hellerhof**
 Site configuration: **PVA Hellerhof**

Client: Markus Scholl, Hellerhof 1, D-75438 Knittlingen

Created 12 Sep, 2024
 Updated 12 Sep, 2024
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC2
 Minimum sun altitude 0.0 deg
 DNI peaks at 1,000.0 W/m²
 Category 1 MW to 5 MW
 Site ID 128759.22008

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 potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV array Hellerhof	15.0	182.0	13,833	230.6	14,664	244.4	-

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
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	1,681	28.0	756	12.6
OP 5	1,281	21.4	1,275	21.2
OP 6	1,803	30.1	388	6.5
OP 7	668	11.1	0	0.0
OP 8	1,116	18.6	411	6.8
OP 9	1,259	21.0	1,997	33.3
OP 10	1,048	17.5	2,796	46.6
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0
OP 14	0	0.0	0	0.0
OP 15	0	0.0	0	0.0




Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 16	0	0.0	0	0.0
OP 17	1,840	30.7	2,645	44.1
OP 18	844	14.1	2,719	45.3
OP 19	1,373	22.9	1,033	17.2
OP 20	920	15.3	644	10.7
OP 21	0	0.0	0	0.0

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	49.018751	8.747138	222.60	2.00
OP 2	2	49.018890	8.749298	215.00	2.00
OP 3	3	49.018458	8.748972	220.20	2.00
OP 4	4	49.018042	8.748236	224.40	2.00
OP 5	5	49.017774	8.748730	226.00	2.00
OP 6	6	49.017476	8.748622	229.00	2.00
OP 7	7	49.017036	8.748624	225.50	2.00
OP 8	8	49.017516	8.741961	233.00	2.00
OP 9	9	49.018488	8.742380	230.00	2.00
OP 10	10	49.019425	8.742772	226.40	2.00
OP 11	11	49.020729	8.742669	221.00	2.00
OP 12	12	49.020652	8.744516	219.00	2.00
OP 13	13	49.020259	8.746036	223.70	2.00
OP 14	14	49.020236	8.747828	220.90	2.00
OP 15	15	49.019652	8.747749	223.00	2.00
OP 16	16	49.020452	8.743587	221.00	1.50
OP 17	17	49.019759	8.743290	224.80	1.50
OP 18	18	49.019056	8.743061	229.20	1.50
OP 19	19	49.018381	8.742791	231.70	1.50
OP 20	20	49.017688	8.742466	233.00	1.50
OP 21	21	49.017039	8.742141	232.00	1.50

Obstruction Components

Name: Obstruction 1
Top height: 7.8 m




Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.019681	8.747143	224.80
2	49.019694	8.747455	224.00
3	49.019839	8.747437	224.00
4	49.019820	8.747119	224.80
5	49.019681	8.747143	224.80

Name: Obstruction 2
Top height: 7.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.019231	8.746957	223.80
2	49.019263	8.747538	223.00
3	49.019625	8.747500	223.70
4	49.019595	8.746910	225.00
5	49.019231	8.746957	223.80

Name: Obstruction 3
Top height: 6.9 m




Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018776	8.747131	222.50
2	49.018977	8.747056	222.00
3	49.019050	8.747418	221.70
4	49.019191	8.747355	222.00
5	49.019116	8.746994	222.70
6	49.019063	8.746852	222.60
7	49.018986	8.746833	222.30
8	49.018739	8.746939	222.80
9	49.018776	8.747131	222.50

Name: Obstruction 4
Top height: 8.7 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018752	8.747150	222.50
2	49.018823	8.747490	221.90
3	49.018920	8.747443	222.00
4	49.018860	8.747111	222.40
5	49.018752	8.747150	222.50

Name: Obstruction 5
Top height: 10.3 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018661	8.747841	219.70
2	49.018508	8.747908	220.10
3	49.018630	8.748639	218.50
4	49.018781	8.748568	218.00
5	49.018661	8.747841	219.70

Name: Obstruction 6
 Top height: 6.8 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018383	8.747970	220.70
2	49.018514	8.748710	219.20
3	49.018589	8.748672	219.00
4	49.018464	8.747941	220.30
5	49.018383	8.747970	220.70

Name: Obstruction 7
 Top height: 5.8 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018327	8.748021	220.70
2	49.018248	8.748053	221.20
3	49.018381	8.748803	220.00
4	49.018459	8.748764	219.40
5	49.018327	8.748021	220.70

Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array Hellerhof	15.0	182.0	13,833	230.6	14,664	244.4	-

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
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	1,681	28.0	756	12.6
OP 5	1,281	21.4	1,275	21.2
OP 6	1,803	30.1	388	6.5
OP 7	668	11.1	0	0.0
OP 8	1,116	18.6	411	6.8
OP 9	1,259	21.0	1,997	33.3
OP 10	1,048	17.5	2,796	46.6
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0
OP 14	0	0.0	0	0.0
OP 15	0	0.0	0	0.0
OP 16	0	0.0	0	0.0
OP 17	1,840	30.7	2,645	44.1
OP 18	844	14.1	2,719	45.3
OP 19	1,373	22.9	1,033	17.2
OP 20	920	15.3	644	10.7
OP 21	0	0.0	0	0.0

PV: PV array Hellerhof potential temporary after-image

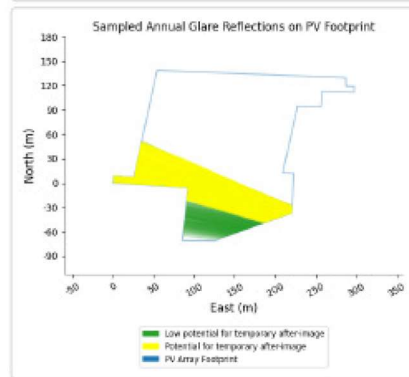
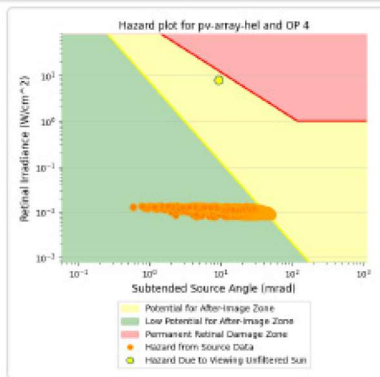
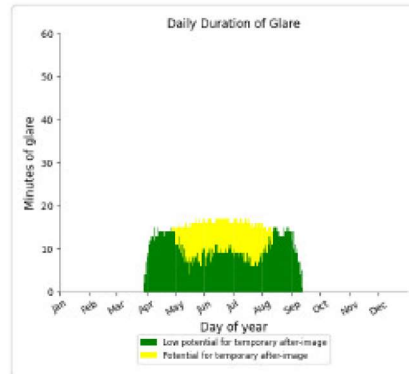
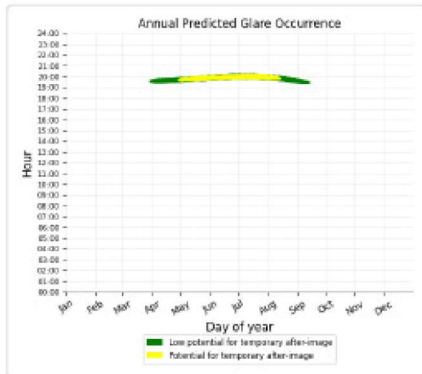
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 4	1,681	28.0	756	12.6
OP 5	1,281	21.4	1,275	21.2
OP 6	1,803	30.1	388	6.5
OP 8	1,116	18.6	411	6.8
OP 9	1,259	21.0	1,997	33.3
OP 10	1,048	17.5	2,796	46.6
OP 17	1,840	30.7	2,645	44.1
OP 18	844	14.1	2,719	45.3
OP 19	1,373	22.9	1,033	17.2
OP 20	920	15.3	644	10.7
OP 7	668	11.1	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0
OP 14	0	0.0	0	0.0
OP 15	0	0.0	0	0.0
OP 16	0	0.0	0	0.0
OP 21	0	0.0	0	0.0

PV array Hellerhof and OP 4

Yellow glare: 756 min.

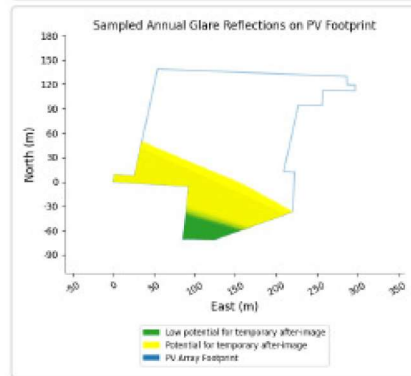
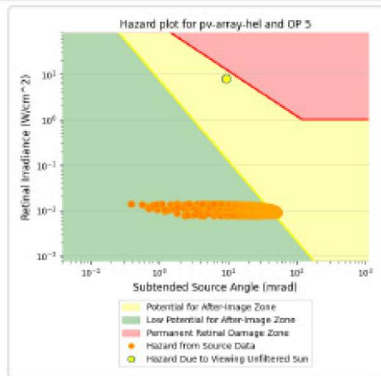
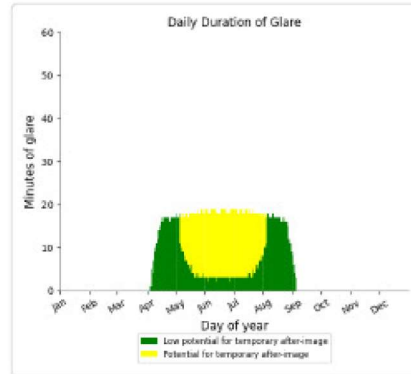
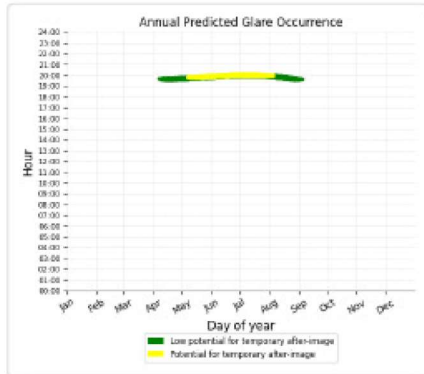
Green glare: 1,681 min.



PV array Hellerhof and OP 5

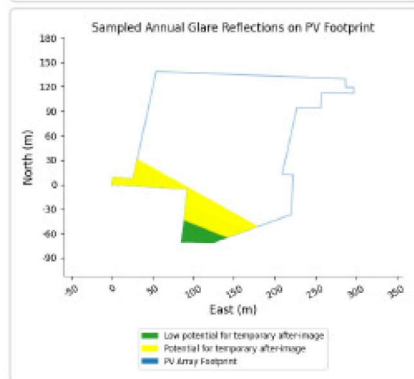
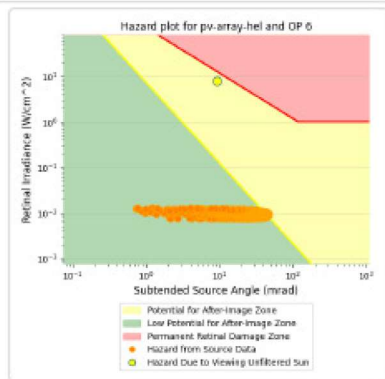
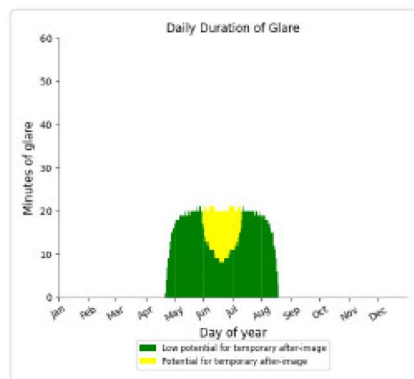
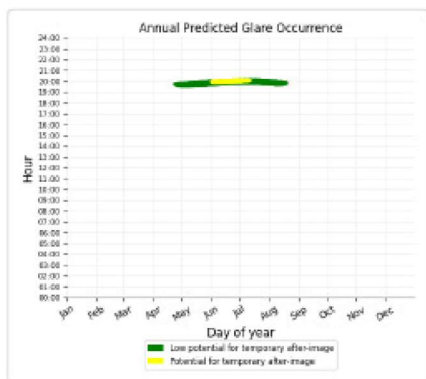
Yellow glare: 1,275 min.

Green glare: 1,281 min.



PV array Hellerhof and OP 6

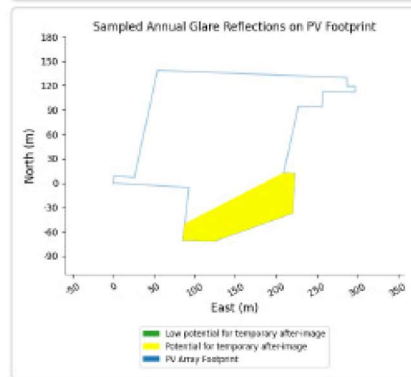
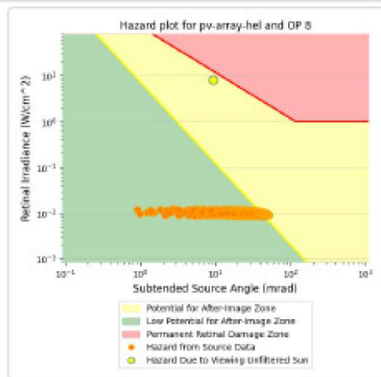
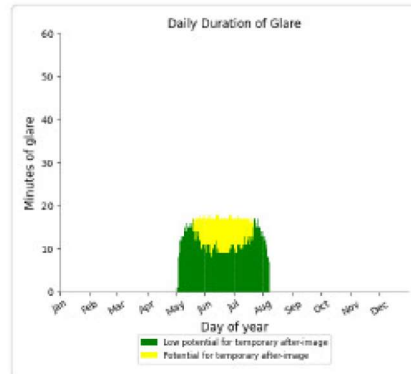
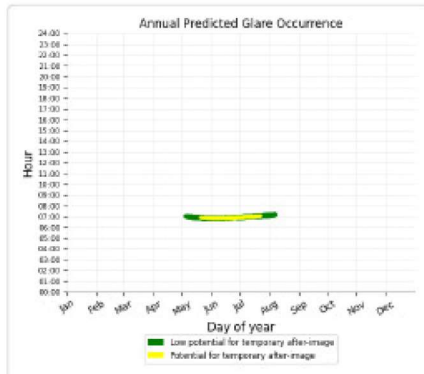
Yellow glare: 388 min.
Green glare: 1,803 min.



PV array Hellerhof and OP 8

Yellow glare: 411 min.

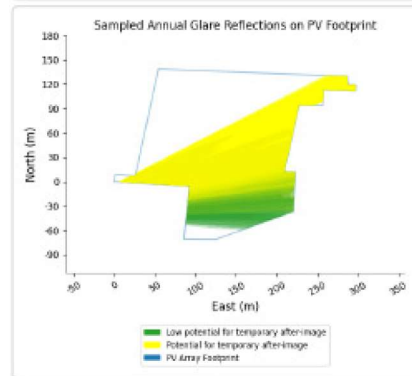
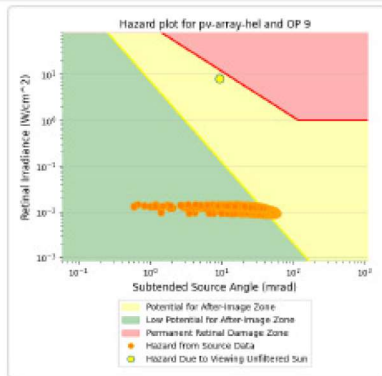
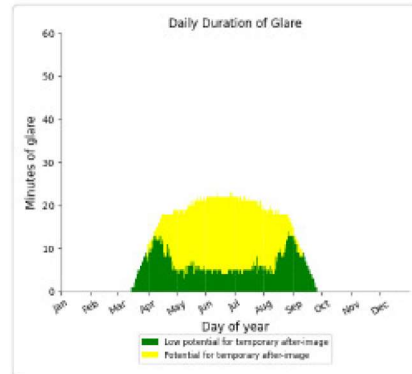
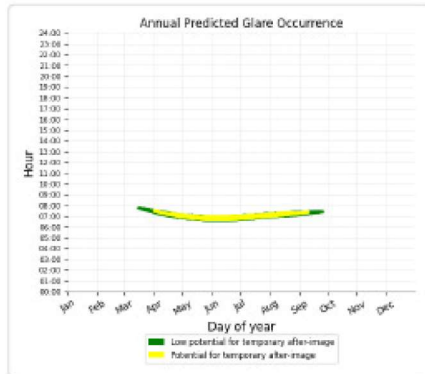
Green glare: 1,116 min.



PV array Hellerhof and OP 9

Yellow glare: 1,997 min.

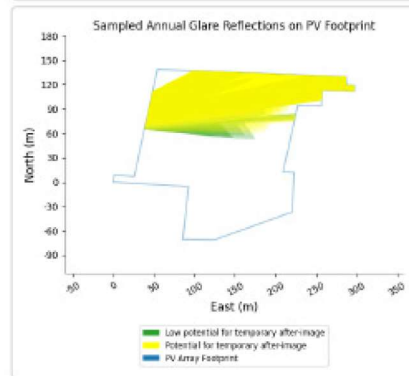
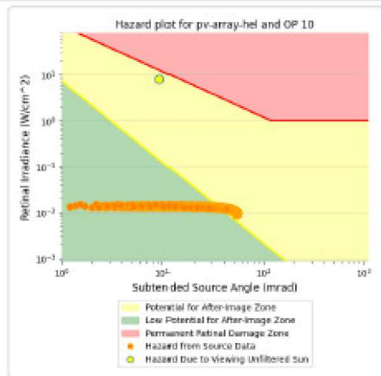
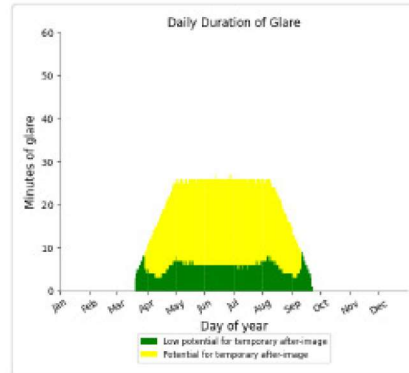
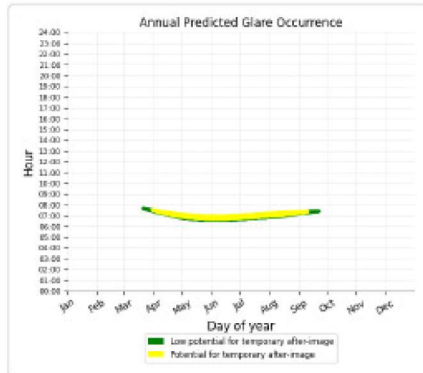
Green glare: 1,259 min.



PV array Hellerhof and OP 10

Yellow glare: 2,796 min.

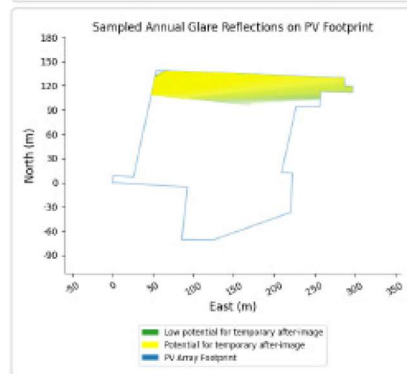
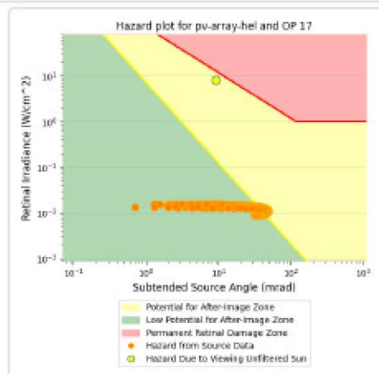
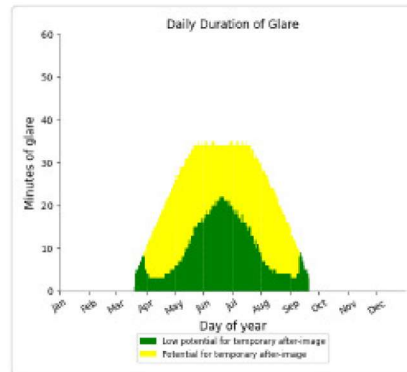
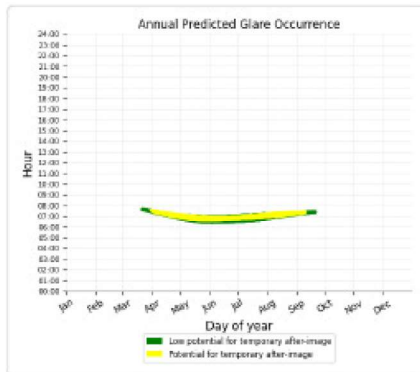
Green glare: 1,048 min.



PV array Hellerhof and OP 17

Yellow glare: 2,645 min.

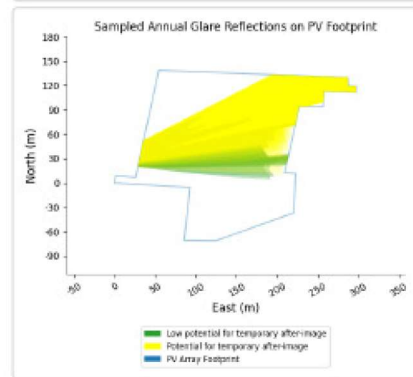
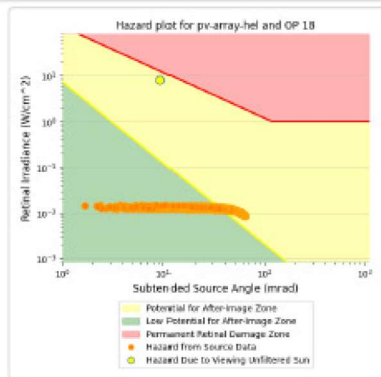
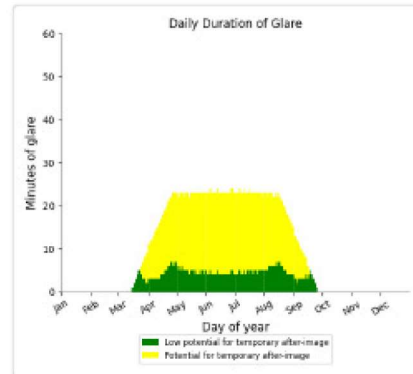
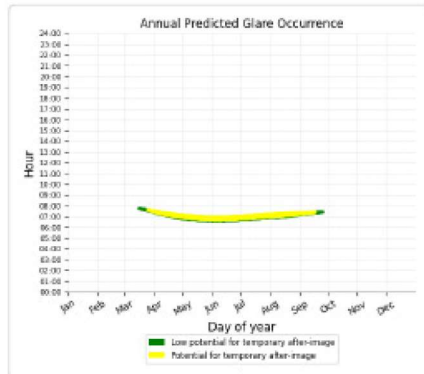
Green glare: 1,840 min.



PV array Hellerhof and OP 18

Yellow glare: 2,719 min.

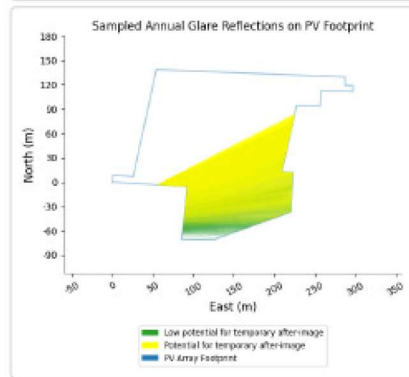
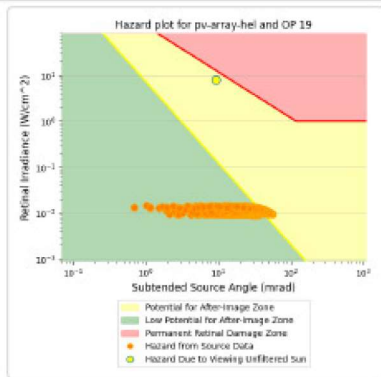
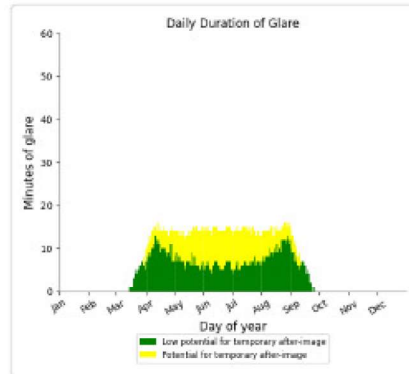
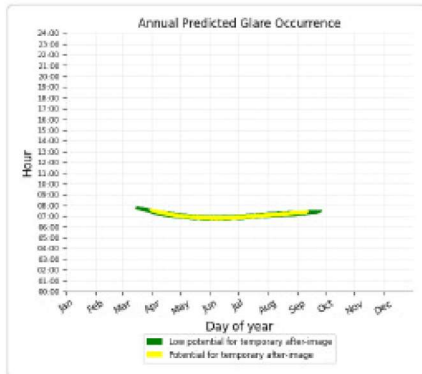
Green glare: 844 min.



PV array Hellerhof and OP 19

Yellow glare: 1,033 min.

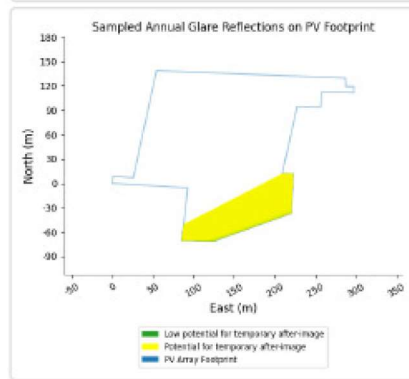
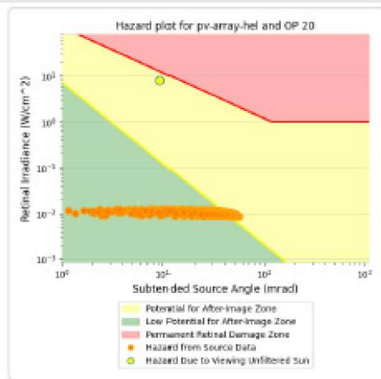
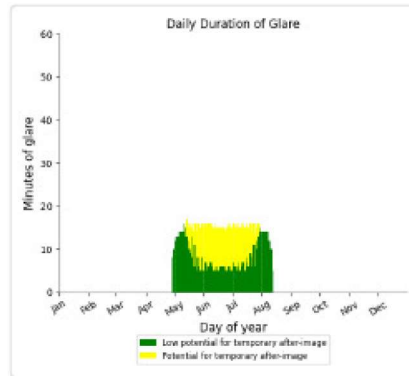
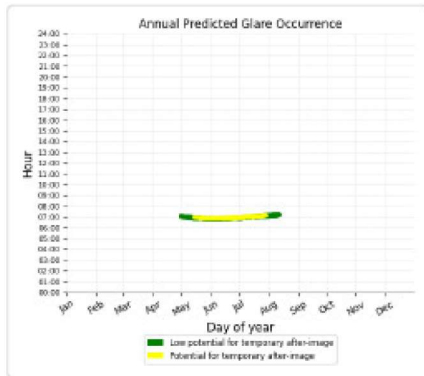
Green glare: 1,373 min.



PV array Hellerhof and OP 20

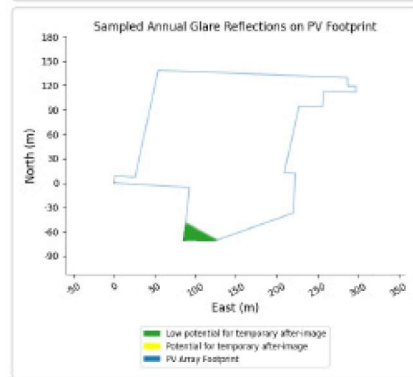
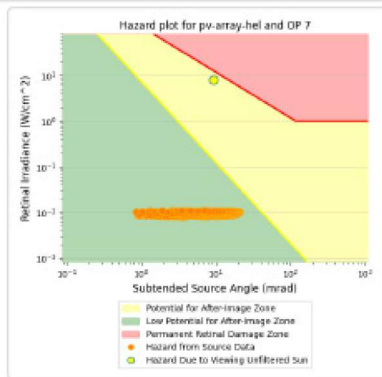
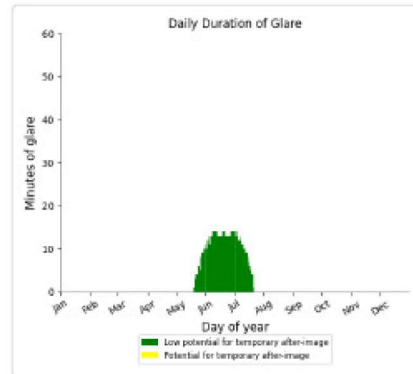
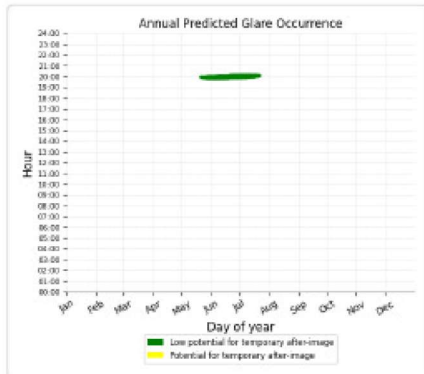
Yellow glare: 644 min.

Green glare: 920 min.



PV array Hellerhof and OP 7

Yellow glare: none
Green glare: 668 min.



PV array Hellerhof and OP 1

No glare found

PV array Hellerhof and OP 2

No glare found

PV array Hellerhof and OP 3

No glare found

PV array Hellerhof and OP 11

No glare found

PV array Hellerhof and OP 12

No glare found



PV array Hellerhof and OP 13

No glare found

PV array Hellerhof and OP 14

No glare found

PV array Hellerhof and OP 15

No glare found

PV array Hellerhof and OP 16

No glare found

PV array Hellerhof and OP 21

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/ 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.

MeteoServ GbR • Spessartring 7 • 61194 Niddatal

Markus Scholl
Hellerhof 1

D-75438 Knittlingen

Stefan Schaaf

Spessartring 7
61194 Niddatal

Telefon (06034) 90 230 12
Telefax (06034) 90 230 13
Mobil (0179) 93 625 27

Email stefan.schaaf@meteoserv.de
Internet www.meteoserv.de

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen / Unsere Nachricht vom

Datum

15.04.2025

Nachtrag Blendgutachten PVA Hellerhof

Sehr geehrter Herr Scholl,

ich nehme Bezug auf die in Ihrem Auftrag vom 28.03.2025 durchgeführte Nachtragsberechnung zum Blendgutachten für die PVA Hellerhof (Bericht-Nr.: BL-PV-HH-0924 v. 13.09.2024). Die nachträgliche Blendanalyse wurde unter Verwendung der Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge (Release 2025B) für den zu betrachtenden Immissionsort „Im Gröner 4 - Knittlingen“ (hier als „OP 1“ bezeichnet) unter Berücksichtigung einer Immissionsorthöhe von 4,6 m über Grund (1. OG) sowie der vorgelagerten Maschinen- und Gerätehallen (Obstruction 1-3, s. Projektbericht im Anhang) nach den von Ihnen am 19.03.2025 hierzu zur Verfügung gestellten Konstruktionsunterlagen durchgeführt. Die Tabelle 1a fasst die jeweiligen Blendzeiträume sowie die ermittelten täglichen und jährlichen Blenddauern sowie das Blendpotenzial für den untersuchten Immissionsort zusammen. Die dargestellten Ergebnisse verstehen sich hierbei im Sinne eines worst case-Szenarios ohne Anwendung des nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise postulierten 10°-Kriteriums (s. Kapitel 2.1 im Blendgutachten v. 13.09.2024). Detailergebnisse können dem Projektbericht im Anhang entnommen werden.

Tabelle 1a: Blendpotenzial/-belastung (worst case-Szenario) – ohne Anwendung des 10°-Kriteriums nach LAI.

OP	Blendzeitraum (Datum, Uhrzeit)*	Blenddauer pro Jahr (h/a)	Blenddauer pro Tag (min/d)	Richtwert (h/a / min/d)	Blend- potenzial
1	22.04.-18.05., 19:30-19:44 Uhr 25.07.-10.09., 19:25-19:54 Uhr	3,5 (-26,5)**	3 (-27)**	30 / 30	●

● anlagen- bzw. modulbedingte Blendung nicht möglich

● geringes Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für permanente Augenschäden

* Die angegebenen Uhrzeiten entsprechen der Mitteleuropäischen Sommerzeit (= UTC + 2)

** Abstand zum Richtwert („+“: Überschreitung, „-“: Unterschreitung)

Geschäftsleitung:
Dipl.-Met. Stefan Schaaf

Spessartring 7
61194 Niddatal

Telefon (06034) 90 230 10
Telefax (06034) 90 230 13

Email info@meteoserv.de
Internet www.meteoserv.de

Nach Anwendung des nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise postulierten 10°-Kriteriums ergeben sich die in Tabelle 1b dargestellten Ergebnisse, die zur abschließenden Beurteilung der Blendimmissionen herangezogen wurden.

Tabelle 1b: Blendpotenzial/-belastung (worst case-Szenario) – mit Anwendung des 10°-Kriteriums nach LAI.

OP	Blendzeitraum (Datum, Uhrzeit)*	Blenddauer pro Jahr (h/a)	Blenddauer pro Tag (min/d)	Richtwert (h/a / min/d)	Blend- potenzial
1	22.04.-18.05., 19:34-19:44 Uhr 25.07.-21.08., 19:39-19:54 Uhr	1,8 (-28,2)**	3 (-27)**	30 / 30	●

● anlagen- bzw. modulbedingte Blendung nicht möglich

● geringes Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für permanente Augenschäden

* Die angegebenen Uhrzeiten entsprechen der Mitteleuropäischen Sommerzeit (= UTC + 2)

** Abstand zum Richtwert („+“: Überschreitung, „-“: Unterschreitung)

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass am betrachtenden Immissionsort „Im Gröner 4 - Knittlingen“ (1. OG, Immissionsorthöhe: 4,6 m über Grund) die nach den LAI-Hinweisen gültigen Richtwerte für die tägliche und jährliche Blenddauer (30 min/d bzw. 30 h/a) sehr deutlich unterschritten werden können (s. Tabelle 1b). Die kumulierten Blenddauern sind bereits im worst case mit 1,8 Stunden pro Jahr und maximal 3 Minuten pro Tag als äußerst gering zu bezeichnen, wobei die real zu erwartenden Blenddauern aufgrund der standortspezifischen Sonnenscheinwahrscheinlichkeit (max. 50 % in den betreffenden Monaten April-Mai u. Juli-August, s. Blendzeitraum Tabelle 1b, vgl. Kapitel 2.2 im Blendgutachten v. 13.09.2024) und des umgebenden und sichtverschattenden Baumbestandes noch deutlich darunter liegen sollten bzw. als vernachlässigbar und damit als irrelevant eingestuft werden können. Aufgrund der Irrelevanz bzw. Vernachlässigbarkeit der Blendung durch die geplante PVA bzw. Zusatzbelastung am betrachteten Immissionsort ist eine ggf. vorhandene Vorbelastung für die Beurteilung der Zulässigkeit der geplanten PVA unerheblich, zumal bei einer festgestellten Überschreitung der Richtwerte durch eine Vorbelastung entsprechende Immissionsminderungsmaßnahmen (z. B. Blendschutz zur Unterbindung der Sicht auf die relevanten Modulflächen) durchzuführen wären.

Für weitergehende Fragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Dipl.-Met. Stefan Schaaf
Geschäftsführer

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Hellerhof**

Site configuration: **PVA Hellerhof - OP Im Groener 4 - Knittlingen**

Client: Markus Scholl, Hellerhof 1, D-75438 Knittlingen

Created 14 Apr, 2025

Updated 14 Apr, 2025

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC2

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Category 1 MW to 5 MW

Site ID 146789.22008

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
	°	°	min	hr	min	hr	
PV array Hellerhof	15.0	182.0	207	3.5	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
OP 1	207	3.5	0	0.0

Component Data

PV Arrays

Name: PV array Hellerhof
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0°
Orientation: 182.0°
Rated power: -
Panel material: Light textured 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	49.018906	8.743500	230.60	1.80	232.40
2	49.018855	8.744765	230.80	1.80	232.60
3	49.018270	8.744670	230.90	1.80	232.70
4	49.018266	8.745210	229.40	1.80	231.20
5	49.018573	8.746514	224.70	1.80	226.50
6	49.019011	8.746545	225.60	1.80	227.40
7	49.019017	8.746360	226.70	1.80	228.50
8	49.019754	8.746609	226.30	1.80	228.10
9	49.019747	8.747006	225.00	1.80	226.80
10	49.019922	8.747025	224.90	1.80	226.70
11	49.019910	8.747562	224.00	1.80	225.80
12	49.019977	8.747564	224.00	1.80	225.80
13	49.019979	8.747429	224.00	1.80	225.80
14	49.020073	8.747425	224.00	1.80	225.80
15	49.020153	8.744242	223.00	1.80	224.80
16	49.018966	8.743851	230.80	1.80	232.60
17	49.018984	8.743513	230.10	1.80	231.90

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	49.018380	8.748943	220.40	4.60

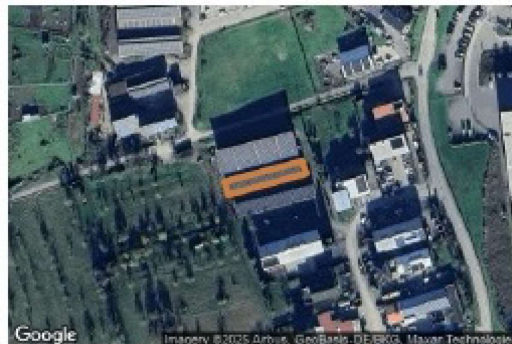
Obstruction Components

Name: Obstruction 1
Top height: 3.3 m



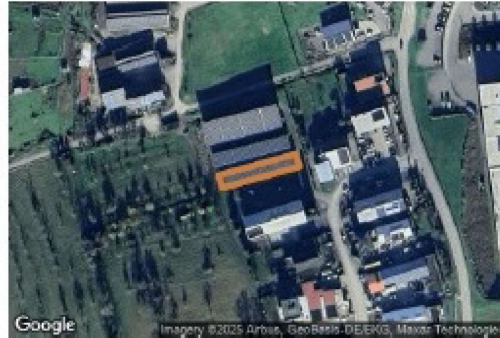
Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018661	8.747841	225.60
2	49.018508	8.747908	220.10
3	49.018630	8.748639	218.50
4	49.018781	8.748568	223.90
5	49.018661	8.747841	225.60

Name: Obstruction 2
Top height: 3.5 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018383	8.747970	220.70
2	49.018514	8.748710	219.20
3	49.018589	8.748672	219.50
4	49.018464	8.747941	220.80
5	49.018383	8.747970	220.70

Name: Obstruction 3
Top height: 3.5 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	49.018327	8.748021	221.20
2	49.018248	8.748053	221.20
3	49.018381	8.748803	220.00
4	49.018459	8.748764	219.90
5	49.018327	8.748021	221.20

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 kWh
	°	°	min	hr	min	hr	
PV array Hellerhof	15.0	182.0	207	3.5	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
OP 1	207	3.5	0	0.0

PV: PV array Hellerhof **low potential for temporary after-image**

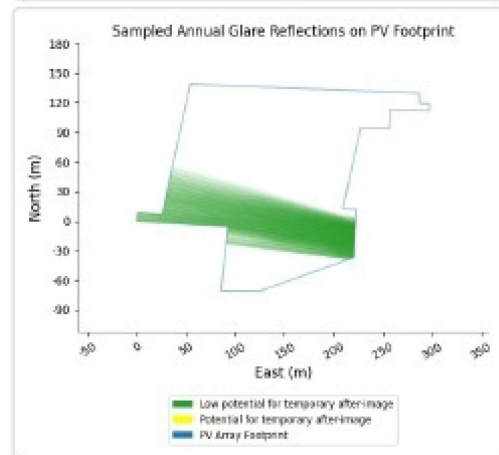
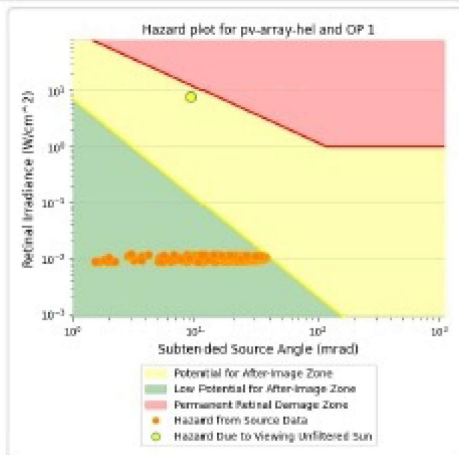
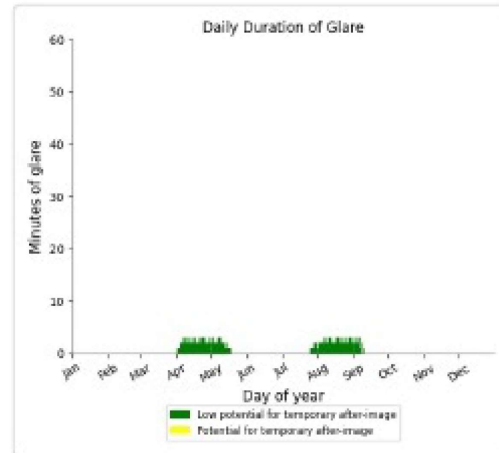
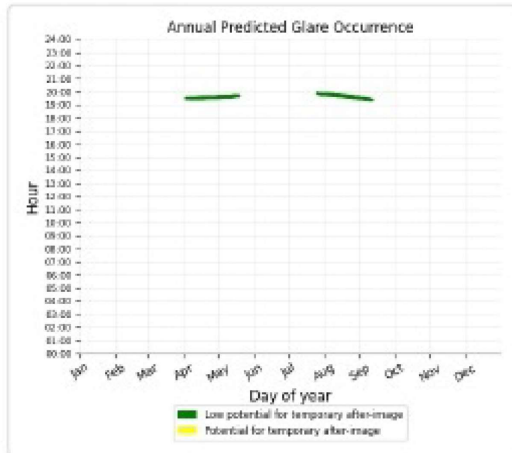
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	207	3.5	0	0.0

PV array Hellerhof and OP 1

Yellow glare: none

Green glare: 207 min.



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/ 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.