

Blendgutachten für die PVA Albessen

Photovoltaikanlage (PVA) mit einer Nennleistung von 15.606,24 kWp

Standort

Albessen (Rheinland-Pfalz)

**im Auftrag der
WES Green GmbH**

Europa-Allee 6

D-54343 Föhren

Bearbeitung:

MeteoServ - Ingenieurbüro für Meteorologische Dienstleistungen GbR

Spessarttring 7, D-61194 Niddatal

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

Das vorliegende Blendgutachten für die PVA Albessen wurde im Auftrag der WES Green GmbH 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 03.04.2025



Dipl.-Met. Stefan Schaaf
(Geschäftsführer)

Zusammenfassung und Bewertung

In der vorliegenden Untersuchung wurden die durch die geplante PVA Albessen zu erwartenden Blendimmissionen ermittelt und beurteilt. Die nördlich der Ortsgemeinde Albessen geplante PVA (Nennleistung: 15.606,24 kWp) soll auf einer insgesamt ca. 13 ha großen Freifläche unter Verwendung von reflexionsarmen Modulen errichtet werden. Es ist hierbei für die Modulflächen eine Neigung von 20° mit einer Ausrichtung nach Süd-Süd-Ost (138°) 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 Blendpotenziale wurden unter Verwendung der Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ durchgeführt. Dabei wurden insgesamt 11 Immissionsorte (OP 1-11) im Einwirkungsbereich der PVA analysiert. Die Immissionsorte befinden sich westlich bzw. südlich der PVA auf der von Nordwest nach Südost verlaufenden Autobahn A 62 (OP 1-7) sowie auf der von West nach Ost verlaufenden Kreisstraße K 14 (OP 8-11). Aufgrund der fehlenden Sichtbeziehung zum Modulfeld waren im Bereich der Anwohnerschaft keine weiteren relevanten Immissionsorte festzulegen. Für die Anwohnerschaft ist damit ein Konfliktpotenzial bzw. eine relevante Beeinträchtigung durch Blendung nicht anzunehmen. Hinsichtlich der westlich der PVA in Nord-Süd-Richtung verlaufenden Autobahn A 62 (OP 1-7) kann nach den vorliegenden Berechnungsergebnissen davon ausgegangen werden, dass Blendungen des Fahrzeugführers entweder geometrisch nicht möglich sind (OP 1-2 u. OP 6-7) oder – ungeachtet der Fahrtrichtung – erst ab Winkeln $\geq 83^\circ$ (OP 3-5) auftreten können. Die Blendungen liegen damit im peripheren Bereich und weit außerhalb des Gebrauchssichtfeldes bzw. des relevanten Blickwinkels des Fahrzeugführers ($\pm 15^\circ$). Darüber hinaus ist aufgrund des überwiegend

sichtverschattenden Bewuchses zwischen PVA und Autobahn A 62 eine potentielle Blendung der Fahrzeugführer auch im Bereich der Immissionsorte OP 3-5 nicht zu erwarten. Für Fahrzeugführer auf der Kreisstraße K 14 ist im Bereich der untersuchten Immissionsorte (OP 8-11) eine Blendung geometrisch nicht möglich. Eine Verkehrsgefährdung kann damit sowohl auf der Autobahn A 62 als auch auf der Kreisstraße K 14 ausgeschlossen werden. Insgesamt betrachtet ist die geplante PVA Albessen 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	18
4 Literaturverzeichnis	19
Anhang	21

1 Sachverhalt und Gegenstand des Gutachtens

Die WES Green GmbH plant mehr als ca. 400 m vom nördlichen Ortsrand von Albessen entfernt auf einer insgesamt ca. 13 ha großen Freifläche die Errichtung einer PVA (s. Kapitel 2.3). 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/, die 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 Minuten pro Kalendertag (30 min/d) und 30 Stunden pro Kalenderjahr (30 h/a) für die Anwohnerschaft bzw. für schutzwürdige Bebauungen 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 (s. Kapitel 2.1).

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-Reflex-Beschichtung) 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 Minuten pro Kalendertag (30 min/d) und darüber hinaus nicht mehr 30 Stunden pro Kalenderjahr (30 h/a) beträgt. Nach Nr. 4.1 der OVE Richtlinie R 11-3 /14/ ist das jeweils Zweifache der vorgenannten Einwirk- bzw. Blenddauer 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).

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 /14/)¹ zu erwarten. In diesem Fall würden Reflexionen dann direkt auf das menschliche Gebrauchssichtfeld für Sehaufgaben auftreten können. Für den Flugverkehr ist nach einer FAA-Studie /17/ von einem relevanten Blickwinkel des Piloten von $\pm 25^\circ$ in Flugrichtung auszugehen. Nach der FAA-Interimsrichtlinie /15/ (vgl. /16/) sind insbesondere der Landeanflug innerhalb einer

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

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 1-11, 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 der sich hieraus für einen Beobachter bzw. Immissionsort ergebende Blenddauer für das Gesamtjahr in minütlicher 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 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 Sonnenschein-

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-Reflexbeschichtungen (AR Coating) können diese auf ein Minimum reduziert werden. Daher weisen PV-Module in Abhängigkeit des spezifischen Materials und der Anti-Reflexbeschichtung 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.

wahrscheinlichkeit für das Gesamtjahr durchschnittlich ca. 36 % (s. „Klimadaten“ nach /13/ im Anhang). Neben der Berechnung der Blendzeiträume 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.

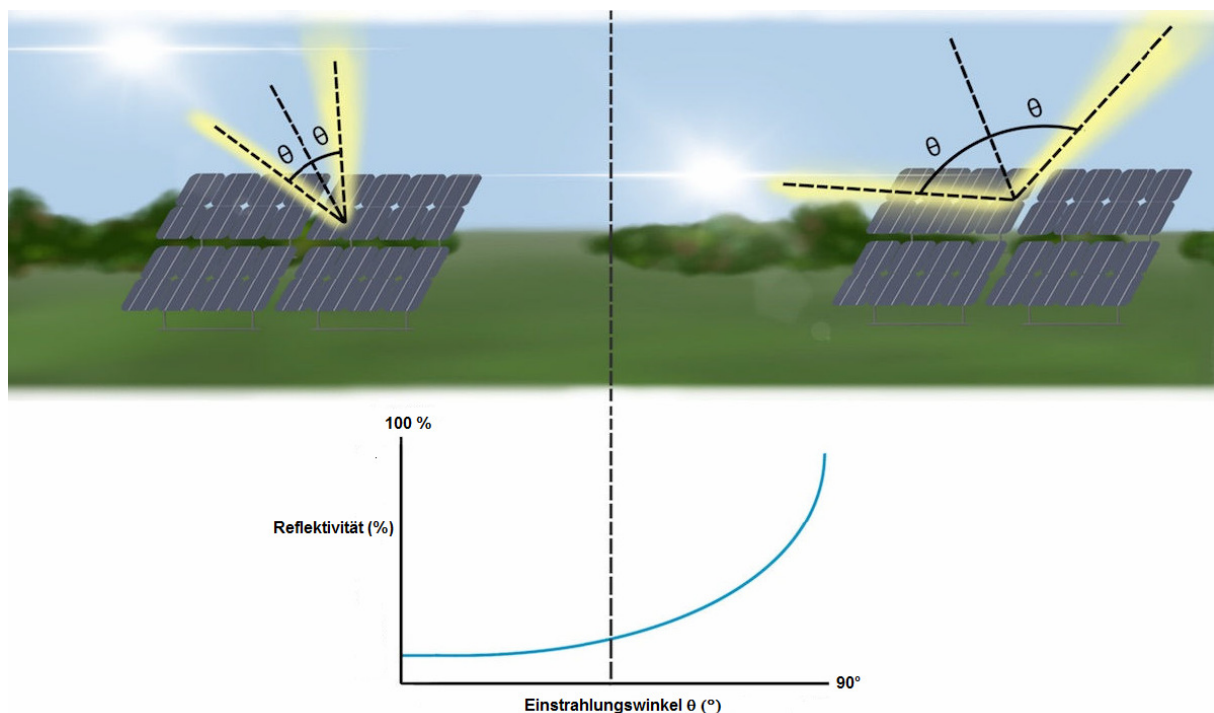


Abbildung 1: Schematische Darstellung des von der Moduloberfläche reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel θ (Linke Bildhälfte: bei hohem Sonnenstand und kleinem Einstrahlungswinkel. Rechte Bildhälfte: bei niedrigem Sonnenstand und großem Einstrahlungswinkel).

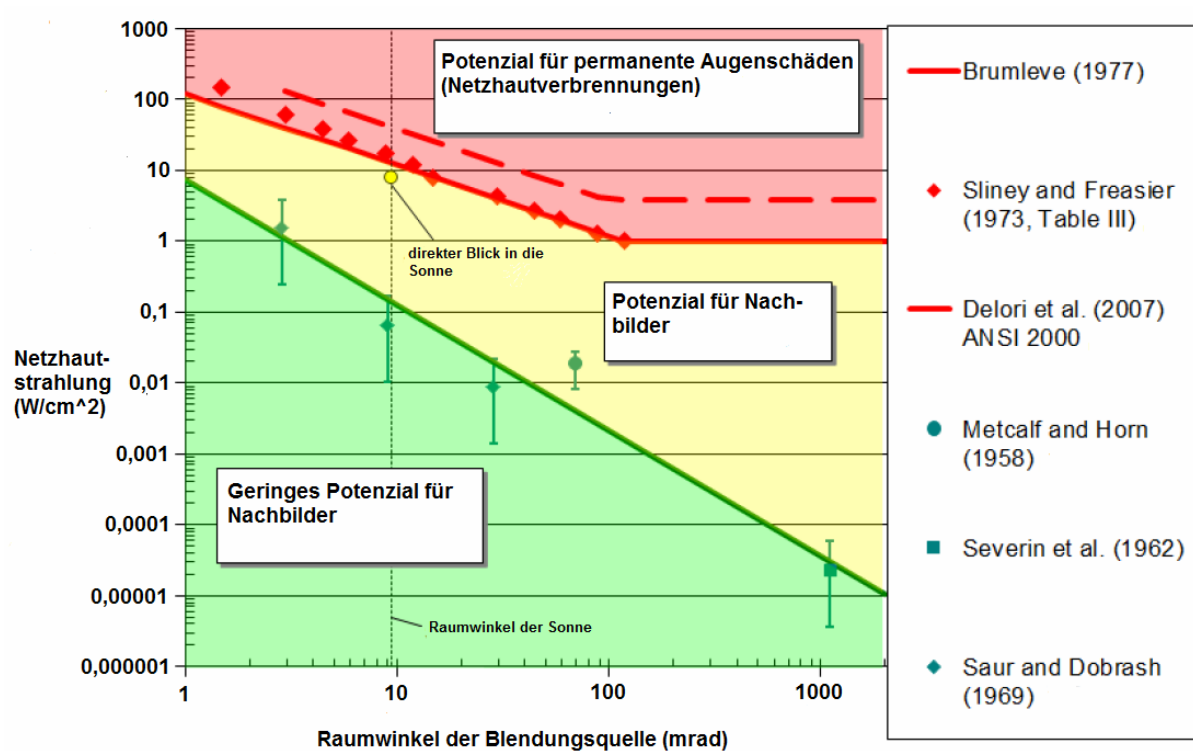


Abbildung 2: Gefährdungspotenzial des menschlichen Auges für einen Beobachter als Funktion der auf die Netzhaut auftreffenden Strahlung und des Raumwinkels der Blendungsquelle (s. /7/).

2.3 Projektstandort und Anlagenlayout

Die geplante PVA ist mehr als ca. 400 m vom nördlichen Ortsrand der Ortsgemeinde Albessen (Verbandsgemeinde Kusel-Altenglan) entfernt und soll auf einem insgesamt ca. 13 ha großen Areal realisiert werden (s. Abbildung 3). Westlich bzw. südlich der PVA verlaufen von Nordwest nach Südost bzw. von West nach Ost die Autobahn A 62 bzw. Kreisstraße K 14. Die nach Durchführung einer Sichtbarkeitsanalyse exemplarisch ausgewählten Immissionsorte (OP 1-11, s. „Sichtbarkeit der PVA“ u. „Fotodokumentation“ im Anhang) können Kapitel 2.4 entnommen werden.



Abbildung 3: Lage der PVA Albessen.

Die geplante PVA lässt sich nach Angaben des Auftraggebers vom 29.01.2025 zusammenfassend wie folgt beschreiben (s. „Lageplan mit Modulbelegung“, „Moduldatenblatt“ u. „Anlagengeometrie“ im Anhang):

PVA Albessen:

Position: 49,525041°N, 7,334003°E

Ø Höhe ü. NN: ca. 390 m

PV-Freifläche (gesamt): ca. 13 ha

Gesamtnennleistung: 15.606,24 kWp

Modultyp: DMEGC Solar DM610G12RT-B66HSW, monokristallin, bifazial

Moduloberfläche: Solarglas mit Anti-Reflexionsbeschichtung (AR Coating)

Modulanzahl (gesamt): 25.584

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

Modulfläche (gesamt): 69.107 m²

Modulmontageart: 3reihige Hochkantmontage

Modulreihenabstand (lichte Weite): ca. 3 m

Minimale/Mittlere/Maximale Höhe der Modulfläche (über Grund): 1,2 m/2,5 m/3,7 m

Modulausrichtung: Süd-Süd-Ost (138°)

Modulneigungswinkel: 20°

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 1-11, s. Abbildung 4 u. Tabelle 1 sowie „Fotodokumentation“ im Anhang) wurden unter Beachtung der obigen Kriterien festgelegt. Aufgrund der Großflächigkeit der geplanten PVA (ca. 13 ha) wurden auch weiter entfernte Immissionsorte in der Umgebung betrachtet. Die exemplarisch ausgewählten Immissionsorte befinden sich auf der Autobahn A 62 (OP 1-7: min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 40 m) und der Kreisstraße K 14 (OP 8-11: min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 430 m). Um die Relevanz der Immissionsorte im Hinblick auf eine Sichtbeziehung zwischen der Modulfläche und den Immissionsorten einzuschätzen, erfolgte vor der Festlegung der Immissionsorte und Blendberechnungen eine Sichtbarkeitsanalyse unter Verwendung des digitalen Geländemodells DGM1 Rheinland-Pfalz /12/ (s. „Digitales Geländemodell“ im Anhang) ohne Berücksichtigung des umgebenden Wald- bzw. Baumbestandes für einen Umkreis von ca. 1 km (s. „Sichtbarkeit der PVA“ im Anhang). Demnach waren aufgrund der fehlenden Sichtbeziehung zum Modulfeld keine weiteren relevanten Immissionsorte im Bereich schutzwürdiger Bebauungen bzw. für die Anwohnerschaft festzulegen.



Abbildung 4: Immissionsorte (OP 1-11).

Tabelle 1: Immissionsorte OP 1-11.^{*)}

OP	Ortsbezeichnung	Raumnutzung	Geografische Breite (°N)	Geografische Länge (°E)	Höhe ü. Grund (m)	Richtwert Blenddauer (h/a / min/d)
1	Autobahn A 62	Fahrzeugführerraum (LKW)	49,526106	7,329293	2,75	-, -
2	Autobahn A 62	Fahrzeugführerraum (LKW)	49,525277	7,331019	2,75	-, -
3	Autobahn A 62	Fahrzeugführerraum (LKW)	49,524298	7,332471	2,75	-, -
4	Autobahn A 62	Fahrzeugführerraum (LKW)	49,523238	7,333681	2,75	-, -
5	Autobahn A 62	Fahrzeugführerraum (LKW)	49,522076	7,334858	2,75	-, -
6	Autobahn A 62	Fahrzeugführerraum (LKW)	49,520935	7,336033	2,75	-, -
7	Autobahn A 62	Fahrzeugführerraum (LKW)	49,519803	7,337315	2,75	-, -
8	Kreisstraße K 14	Fahrzeugführerraum (PKW)	49,519150	7,339222	1,5	-, -
9	Kreisstraße K 14	Fahrzeugführerraum (PKW)	49,519431	7,341956	1,5	-, -
10	Kreisstraße K 14	Fahrzeugführerraum (PKW)	49,519688	7,344686	1,5	-, -
11	Kreisstraße K 14	Fahrzeugführerraum (PKW)	49,519749	7,347454	1,5	-, -

^{*)} Für die auf der Autobahn A 62 (OP 1-7) und der Kreisstraße K 14 (OP 8-11) exemplarisch ausgewählten Immissionsorte, da Sie dem Straßenverkehr zuzuordnen sind, waren nach /1/ keine Richt- bzw. Schwellenwerte festzulegen.

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 und die kumulierte Blenddauer sowie das Blendpotenzial für die untersuchten Immissionsorte OP 1-11 zusammen. Die hier dargestellten Ergebnisse verstehen sich im Sinne eines worst case-Szenarios (s. „Projektbericht“ im Anhang).

Tabelle 2: Blendpotenzial/-belastung (worst case-Szenario).

OP	Blendzeitraum (Datum, Uhrzeit)*	Blenddauer pro Jahr (h/a)	Blenddauer pro Tag (min/d)	Richtwert (h/a / min/d)	Blend- potenzial
1-2	-, -	0,0	0	- / -	●
3	02.05.-11.08., 05:30-06:24 Uhr	43,8	40	- / -	● ●
4	06.05.-06.08., 05:30-06:17 Uhr	35,2	35	- / -	● ●
5	30.04.-13.08., 05:30-06:33 Uhr	67,8	58	- / -	● ●
6-7	-, -	0,0	0	- / -	●
8-11	-, -	0,0	0	- / -	●

● 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)

Für die Anwohnerschaft in der Umgebung der geplanten PVA ist aufgrund der fehlenden Sichtbeziehung zum Modulfeld ein Konfliktpotenzial bzw. eine relevante Beeinträchtigung durch Blendung nicht zu erwarten (s. „Sichtbarkeit der PVA“ im Anhang). Auf der westlich der PVA in Nord-Süd-Richtung verlaufenden Autobahn A 62 (OP 1-7) kann davon ausgegangen werden, dass Blendungen des Fahrzeugführers entweder geometrisch nicht möglich sind (OP 1-2 u. OP 6-7, s. Tabelle 2) oder – ungeachtet der Fahrtrichtung – erst ab Winkeln $\geq 83^\circ$ auftreten können (OP 3-5, s. Abbildung 5). Die Blendungen liegen damit im peripheren Bereich und weit außerhalb des Gebrauchssichtfeldes bzw. des relevanten Blickwinkels des

Fahrzeugführers ($\pm 15^\circ$, s. Kapitel 2.1). Darüber hinaus ist aufgrund des überwiegend sichtverschattenden Bewuchses zwischen PVA und Autobahn A 62 eine potentielle Blendung der Fahrzeugführer auch im Bereich der Immissionsorte OP 3-5 nicht zu erwarten (s. Fotodokumentation im Anhang). Für Fahrzeugführer auf der Kreisstraße K 14 ist eine Blendung geometrisch nicht möglich (OP 8-11, s. Tabelle 2). Eine Verkehrsgefährdung durch Blendung kann damit sowohl auf der Autobahn A 62 als auch auf der Kreisstraße K 14 ausgeschlossen werden (s. Kapitel „Zusammenfassung und Bewertung“).



Abbildung 5: Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers an den Immissionsorten OP 3-5 (Autobahn A 62) bei Vorbeifahrt in Nord- bzw. Südrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ($\pm 15^\circ$) des Fahrzeugführers. 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 Albessen keine Maßnahmen zur Immissionsminderung bzw. zum Blendschutz erforderlich (s. Kapitel „Zusammenfassung und Bewertung“).

4 Literaturverzeichnis

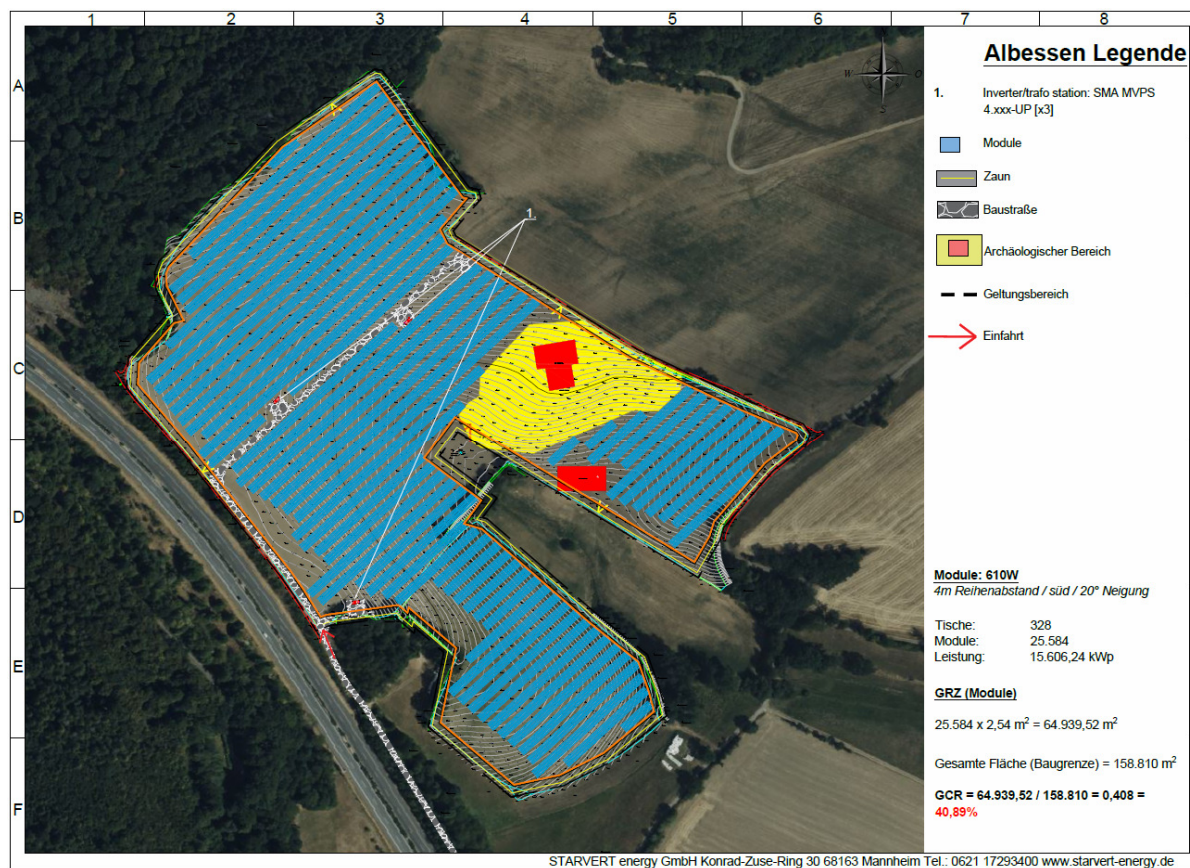
- /1/ Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI): Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen. Beschluss der LAI vom 13.09.2012, Stand 08.10.2012 – (Anlage 2: Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren, Stand 03.11.2015).
- /2/ ForgeSolar (PV Planing & glare analysis) – GlareGauge. Version / Release 2025B. <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. https://www.ssk.de/DE/Publikationen/publikationen_node.html
- /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/ Landesamt für Vermessung und Geobasisinformation Rheinland-Pfalz (LVermGeo): Digitales Geländemodell Rheinland-Pfalz DGM1. <https://lvermgeo.rlp.de/produkte/geotopografie/3d-geodaten/digitale-gelaendemodelle-dgm>
 - /13/ Meteonorm Version 8.2.0 (Release 12.07.2023): Global Meteorological Database for Engineers, Planers and Education. <https://meteonorm.com/>
 - /14/ OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik: Blendung durch Photovoltaikanlagen. OVE Richtlinie R 11-3, Ausgabe: 01.11.2016. <https://www.ove.at/ove-standardization/normen-produkte/richtlinien/>
 - /15/ 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/>
 - /16/ 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/>
 - /17/ 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

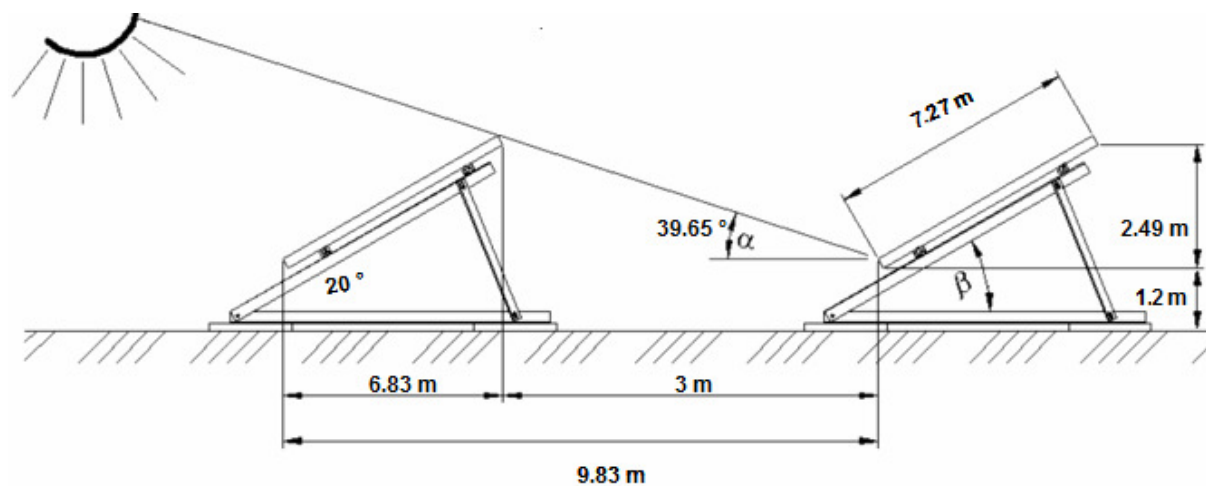
Anhang

- Lageplan mit Modulbelegung
- Anlagengeometrie
- Fotodokumentation
- Digitales Geländemodell
- Sichtbarkeit der PVA
- Klimadaten
- Moduldatenblatt
- Projektbericht

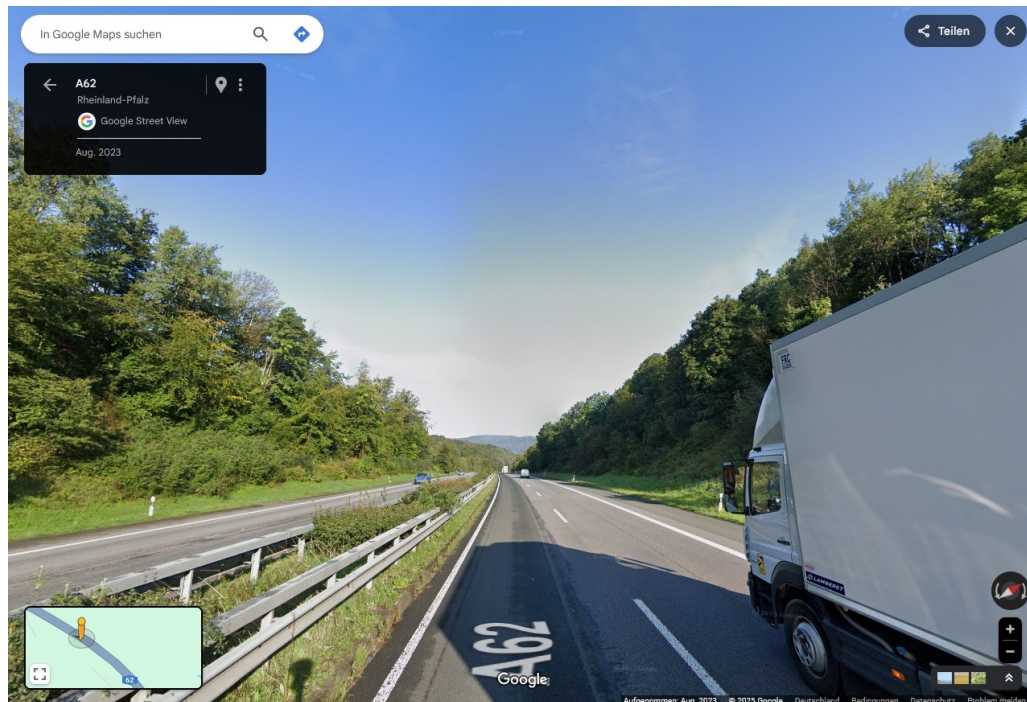
Lageplan mit Modulbelegung



Anlagengeometrie



Fotodokumentation



OP 1: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Nordwest.



OP 1: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Südost.



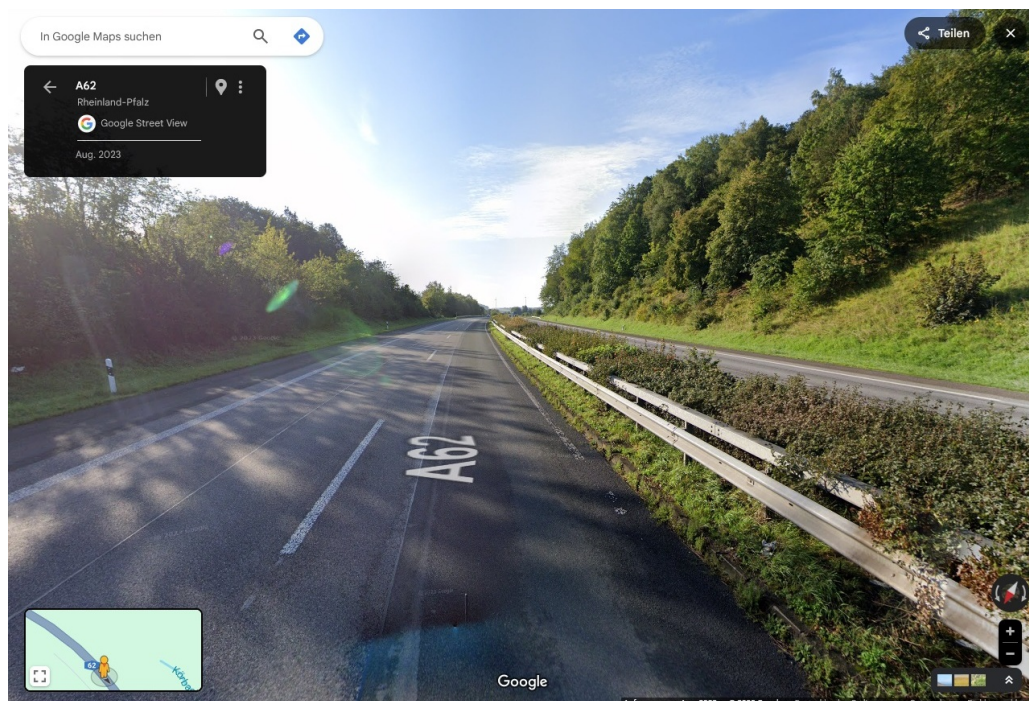
OP 2: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Nordwest.



OP 2: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Südost.



OP 3: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Nordwest.



OP 3: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Südost.



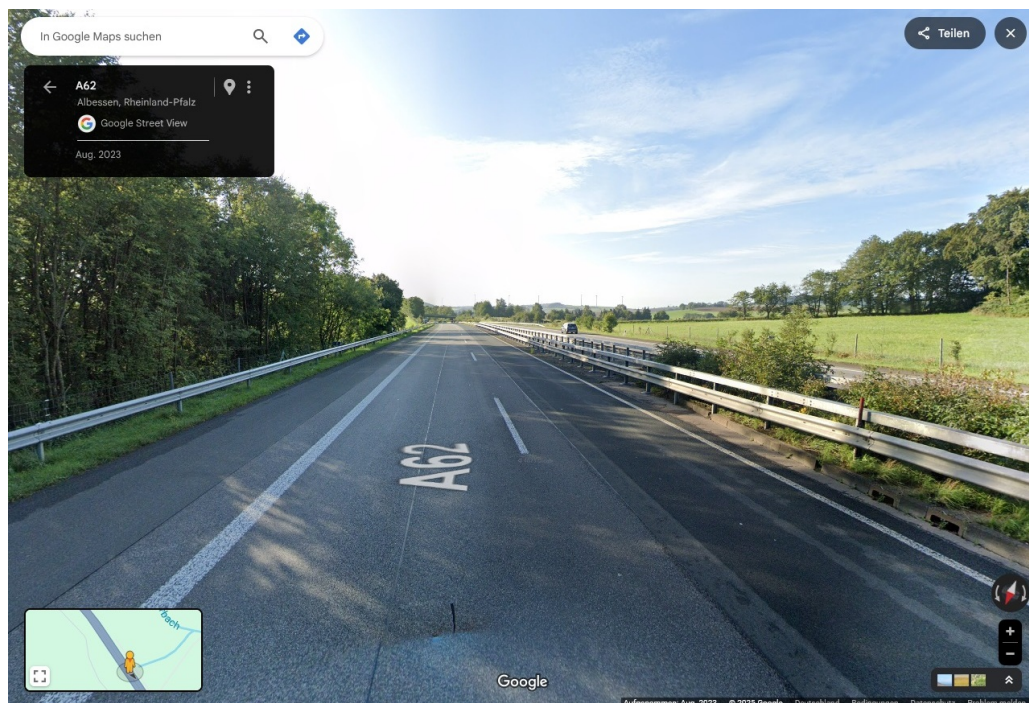
OP 4: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Northwest.



OP 4: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Südost.



OP 5: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Nordwest.



OP 5: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Südost.



OP 6: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Nordwest.



OP 6: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Südost.



OP 7: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Nordwest.



OP 7: Autobahn A 62, Blick-/Fahrtrichtung Südost.



OP 8: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung West.



OP 8: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung Ost.



OP 9: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung West.



OP 9: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung Ost.



OP 10: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung West.



OP 10: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung Ost.

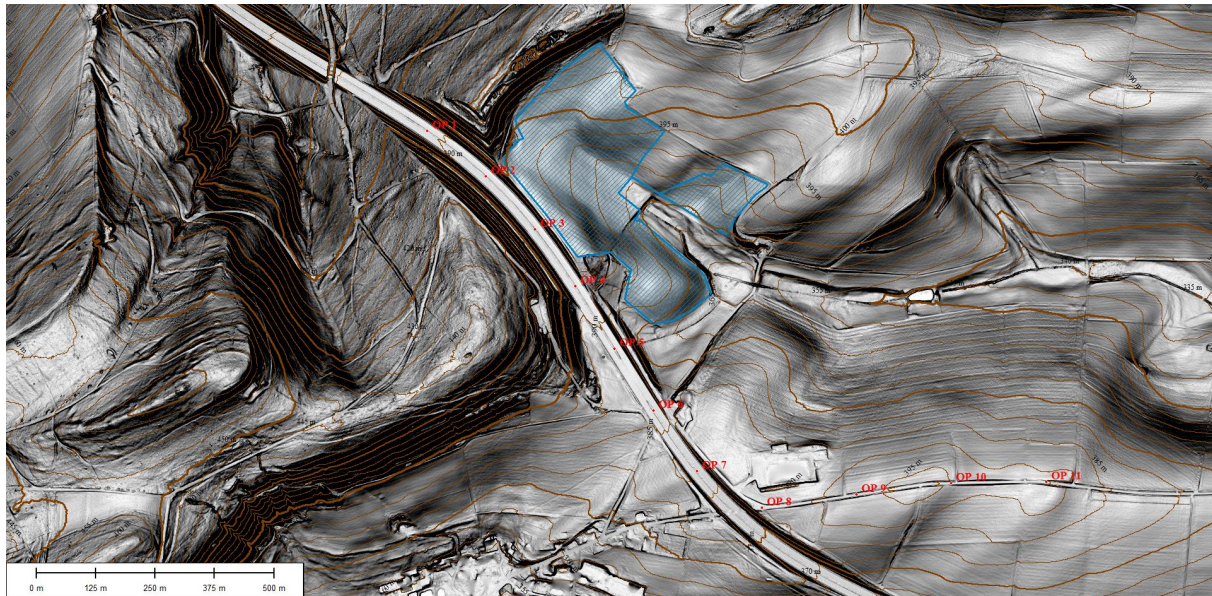


OP 11: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung West.



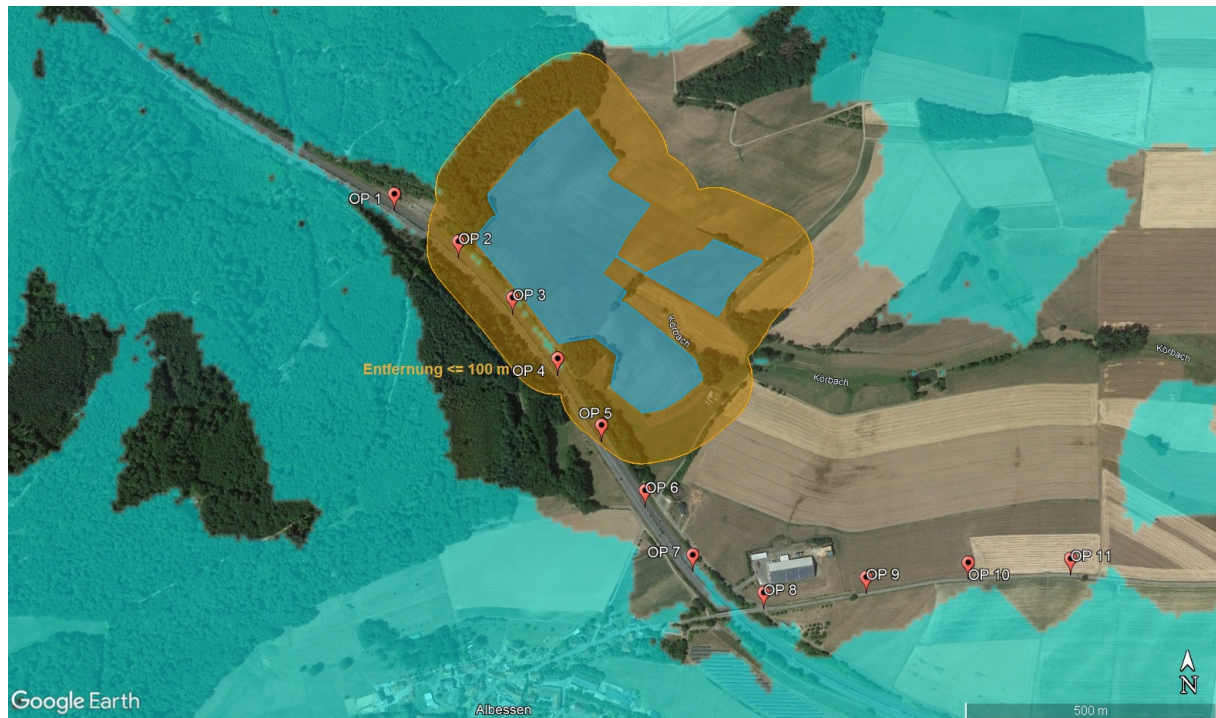
OP 11: Kreisstraße K 14, Blick-/Fahrtrichtung Ost.

Digitales Geländemodell



Ausschnitt aus dem digitalen Geländemodell DGM1 Rheinland-Pfalz /12/.

Sichtbarkeit der PVA



Sichtbarkeit der PVA (Augenhöhe PKW-Fahrer: 1,5 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell DGM1 Rheinland-Pfalz /12/ – ohne Berücksichtigung von Wald- bzw. 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 Rheinland-Pfalz /12/ – ohne Berücksichtigung von Wald- bzw. Baumbestand) nicht sichtbar.



Sichtbarkeit der PVA (Augenhöhe LKW-Fahrer: 2,75 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell DGM1 Rheinland-Pfalz /12/ – ohne Berücksichtigung von Wald- bzw. Baumbestand) nicht sichtbar.

Klimadaten

Albessen

Location name

49.525

Latitude [°N]

7.334

Longitude [°E]

390

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 = 0.5 °C

Trend of Gh / decade: 1.3%

Variability of Gh / year: 5.4%

Radiation interpolation locations: Saarbruecken (2001-2020, 38 km), Trier (54 km), Geisenheim (67 km), Mannheim (88 km),

Strasbourg (111 km), Nancy (124 km) (Share of satellite data: 88%)

Temperature interpolation locations: Idar-Oberstein (MIL) (19 km), Saarbruecken (38 km), Ramstein (AFB) (22 km), Trier (54 km),

Hahn (48 km), Luxembourg (81 km)

P90 and P10 of yearly Gh, referenced to average: 93.9%, 106.5%

Snow load (DE/AT/CH/FR): 1.18 [kN/m2], days with snow: 37 [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	0.6	-12.3	-2.5	3.1	11.1	84	26	58
February	1.5	-8.6	-1.7	4.5	12.8	79	44	80
March	4.7	-6.1	0.7	8.6	16.0	71	87	121
April	9.0	-3.0	3.6	13.8	23.6	65	133	183
May	13.0	0.9	7.8	18.3	27.9	67	160	210
June	16.4	4.0	10.6	22.3	31.8	66	170	236
July	17.8	7.0	12.7	24.3	32.1	66	172	223
August	17.3	6.6	12.2	23.7	30.6	70	145	210
September	13.4	2.7	8.3	18.7	28.6	74	103	166
October	9.2	-1.1	5.4	13.1	23.9	81	60	107
November	5.1	-3.2	2.2	7.5	15.6	86	29	50
December	1.2	-10.6	-1.5	3.8	10.9	87	21	48
Year	9.1					75	1148	1692



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	1.9	8.4	71	10.9	3.6	220
February	2.9	10.0	62	9.1	3.6	140
March	3.9	11.7	64	10.5	3.4	235
April	6.1	13.6	44	9.3	3.0	139
May	6.8	15.2	75	10.9	3.0	124
June	7.9	16.0	64	9.0	2.8	254
July	7.2	15.7	82	10.4	3.0	266
August	6.8	14.3	78	9.9	2.7	254
September	5.5	12.5	60	7.3	2.6	240
October	3.5	10.6	63	9.0	2.9	124
November	1.7	8.9	74	10.4	3.1	220
December	1.5	8.0	81	12.0	3.6	220
Year	4.6		818	118.7	3.1	207

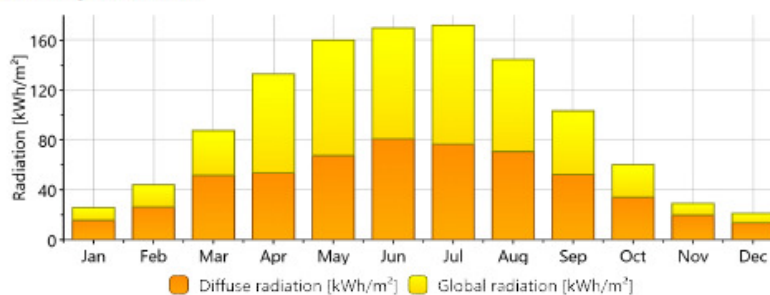
Ta: Air temperature
 RH: Relative humidity
 Ta min: 10 y minimum (approx.)
 Ta max: 10 y maximum (approx.)
 Ta dmin: Mean daily minimum Ta
 Ta dmax: Mean daily maximum Ta
 SD: Sunshine duration
 RR: Precipitation
 RD: Days with precipitation
 FF: Wind speed
 SD astr.: Sunshine duration, astronomic
 DD: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


Meteonorm 8

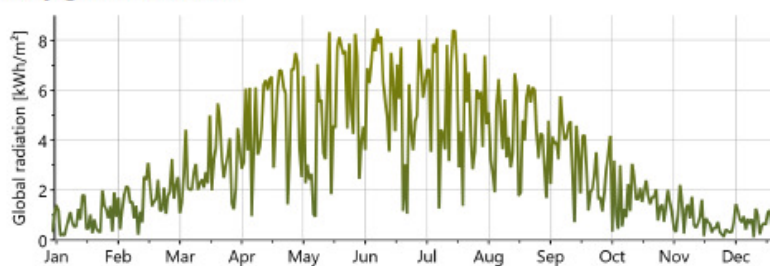
Meteonorm V8.2.0.24079

2/4

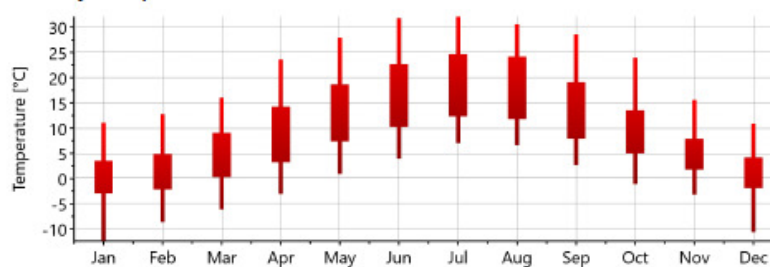
Monthly radiation



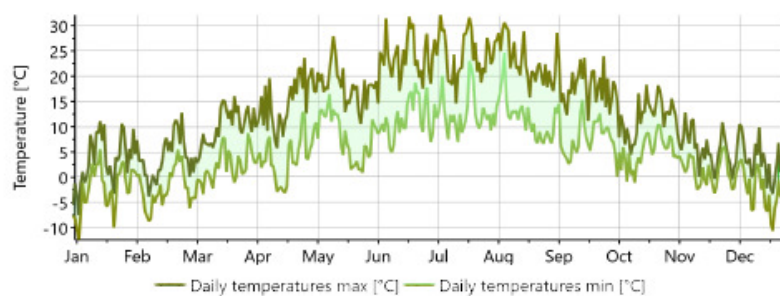
Daily global radiation



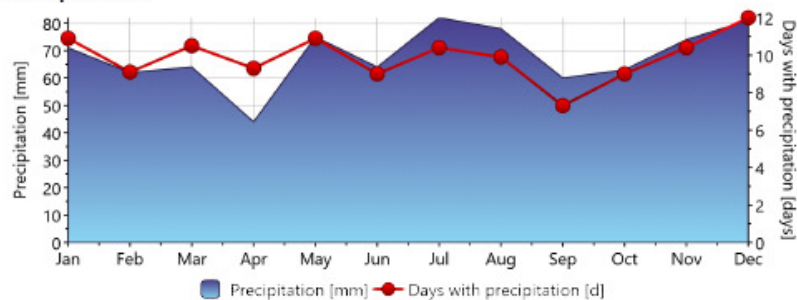
Monthly temperature



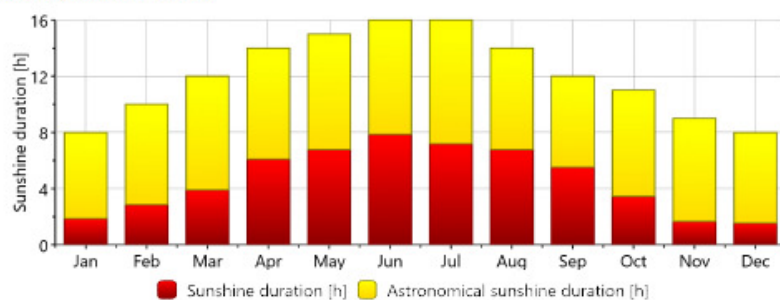
Daily temperature



Precipitation



Sunshine duration



Meteonorm V8.2.0.24079

4/4

Moduldatenblatt



N-Type

Bifacial Module with Double Glass

Type: DMxxxG12RT-B66HSW

Power Range: 605 - 620 W

Max. Efficiency: 23.0%



Bifacial Module Application

Up to 25 % higher electricity yields due to active cell technology in bifacial glass/glass modules on both sides.



Better Performance

Our modules perform better on sunny and hot days thanks to its optimized temperature coefficient.



Excellent Low Light Performance

Our modules can also provide higher power output under low light conditions, such as sunset, cloudy, or dawn.



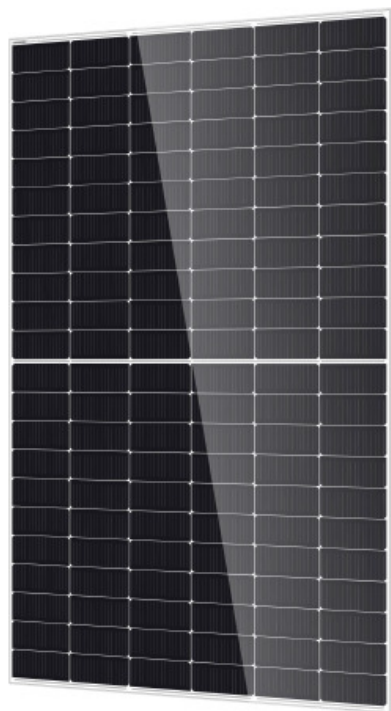
Excellent Quality

More than 40 years' experience of manufacturing and intensive quality tests above the IEC standard ensures reliable modules and a secured investment.



Assumption of Environmental, Social and Governance Responsibility (ESG)

DMEGC stands for his responsibility. Production is certified according to SA 8000 (ILO standards).



Certifications

SA 8000	ILO Standards. Social responsibility standards
ISO 9001	Quality management system
ISO 14001	Environmental management system
ISO 45001	Occupational health and safety management system
ISO 50001	Energy management system



A member of Hengdian Group

DMxxxG12RT-B66HSW

Module Specification

Cell Type	N -type Mono-crystalline , 132 (6x22)
Dimensions (mm)	2382 x 1134 x 30
Weight (kg)	32.3
Front Cover	2 mm heat strengthened glass with anti -reflective coating
Rear Cover	2 mm heat strengthened glass
Junction Box	3 Diodes, IP68 according to IEC 62790
Cables	4mm²/Portrait: 350mm (+)/250mm(-) Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-) Length can be customized
Connector Type	PV-ZH202B or MC4-EVO 2A (1500V)

Electrical Specifications¹

Module Type	DM605G12RT-B66HSW		DM610G12RT-B66HSW		DM615G12RT-B66HSW		DM620G12RT-B66HSW	
Testing Condition	STC²	NMOT³	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (Pmax/W)	605	461	610	465	615	469	620	472
Maximum Power Current (Imp/A)	15.03	12.21	15.09	12.26	15.15	12.31	15.20	12.35
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	40.25	37.77	40.45	37.95	40.65	38.14	40.85	38.33
Short-circuit Current (Isc/A)	15.93	12.84	15.99	12.89	16.05	12.94	16.11	12.99
Open-circuit Voltage (Voc/V)	48.49	46.67	48.69	46.86	48.89	47.05	49.09	47.25
Module Efficiency STC (%)	22.4		22.6		22.8		23.0	

¹Measurements according to IEC 60904-3, Measurement tolerance: ISC / VOC: ± 3 %, Bifacially: 80 % ± 5 %
²STC (Standard Test Condition): Radiation 1000 W/m², Module temperature 25°C, AM = 1.5
³NMOT: Radiation 800W/m² , Ambient temperature 20°C, AM = 1.5, Wind Speed 1 m/s

BIFACIAL OUTPUT - REARSIDE POWER GAIN

10 %	Pmax (STC)	666	671	677	682
20 %	Pmax (STC)	726	732	738	744
30 %	Pmax (STC)	787	793	800	806

Certifications and Warranty

Certifications	IEC 61215, IEC 61730
	Ammonia Corrosion Test: IEC 62716
	Salt Mist Corrosion Test: IEC 61701
	PID (IEC TS 62804); LeTID (IEC TS 63342)
WEEE Registration No.	Dust & Sand (IEC 60068)
	DE 50198598
Product Warranty	15 years
Peak Power Warranty	30 years linear warranty

1.) First year: min. 99 % 2.) From the 2nd year: Max. 0.4 % degradation annually. 3.) Min. 87.4 % in the 30th year.

Operating conditions

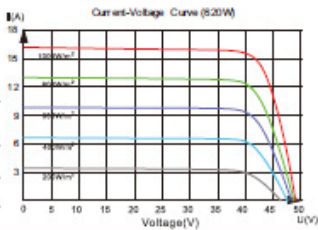
Operating Temperature (°C)	-40 to +85
Maximum System Voltage(V)	1500 DC (IEC)
Overcurrent protection rating (A)	30
Power Performance Tolerance (%)	0 / +3
Protection class	II
Max. Test Load, Push/Pull (Pa)	Snow 5400 / Wind 2400
Max. Design Load, Push/Pull (Pa)	3600 / 1600
Fire Rating Class	Class C

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2°C
Temperature Coefficient of Pmax (%/°C)	-0.29
Temperature Coefficient of Voc (%/°C)	-0.25
Temperature Coefficient of Isc (%/°C)	+0.048

Packaging

Container	40' HQ
Pallet Dimensions(mm)	2396 × 1140 × 1250
Pieces per Pallet	36
Pieces per Container	720



Statement: The installation instructions and the warranty conditions must be followed. Due to technological progress, product parameters will be adjusted accordingly. When signing the contract, the latest data of the company shall prevail.



Hengdian Group DMEGC Magnetics Co., Ltd.
Hengdian Industrial Zone, Dongyang City Zhejiang Province,
China 322118
Tel: 0086-579-8658-8825 Fax: 0086-579-8655-4845
E-mail: solar@dmeqc.com.cn, Website: www.dmegcsolar.com

All information in this data sheet corresponds to EN 50380.Changes and errors excepted.
Status: 02/2024, Document: EN_DS-G12RT-B66HSW-202402_3

Copyright ©2024 Hengdian Group DMEGC Magnetics.
All rights reserved.

Projektbericht

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Albessen**
Site configuration: **PVA Albessen**

Client: WES Green GmbH, Europa-Allee 6, D-54343 Föhren

Created 28 Mar, 2025
Updated 28 Mar, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 0.0 deg
DNI peaks at 1,000.0 W/m²
Category 10 MW to 100 MW
Site ID 145367.24542

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
			min	hr	min	hr	kWh
PV array Albessen	20.0	138.0	5,075	84.6	3,730	62.2	-

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	1,380	23.0	1,249	20.8
OP 4	1,384	23.1	725	12.1
OP 5	2,311	38.5	1,756	29.3
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0



Component Data

PV Arrays

Name: PV array Albessen
 Axis tracking: Fixed (no rotation)
 Tilt: 20.0°
 Orientation: 138.0°
 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	49.526000	7.332065	398.00	2.50	400.50
2	49.525978	7.331929	398.00	2.50	400.50
3	49.525673	7.331544	400.80	2.50	403.30
4	49.525503	7.331553	400.60	2.50	403.10
5	49.524590	7.332775	398.00	2.50	400.50
6	49.523797	7.333710	398.00	2.50	400.50
7	49.523904	7.334672	391.00	2.50	393.50
8	49.523586	7.335282	386.50	2.50	389.00
9	49.523019	7.335116	382.00	2.50	384.50
10	49.522576	7.335978	374.80	2.50	377.30
11	49.522646	7.336529	372.00	2.50	374.50
12	49.522831	7.337017	369.50	2.50	372.00
13	49.523156	7.337608	366.70	2.50	369.20
14	49.523522	7.337376	368.60	2.50	371.10
15	49.524492	7.335540	375.90	2.50	378.40
16	49.524520	7.335348	377.30	2.50	379.80
17	49.524700	7.335522	376.50	2.50	379.00
18	49.525015	7.334861	381.00	2.50	383.50
19	49.525319	7.335231	380.90	2.50	383.40
20	49.524277	7.338012	373.60	2.50	376.10
21	49.524457	7.338178	377.50	2.50	380.00
22	49.524586	7.338242	379.60	2.50	382.10
23	49.525033	7.338803	386.00	2.50	388.50
24	49.525197	7.339155	388.20	2.50	390.70
25	49.525254	7.339176	388.60	2.50	391.10
26	49.525606	7.337881	386.80	2.50	389.30
27	49.525397	7.337560	383.20	2.50	385.70
28	49.525416	7.337290	383.30	2.50	385.80
29	49.525024	7.336047	378.30	2.50	380.80
30	49.525331	7.335241	381.00	2.50	383.50
31	49.525681	7.335542	386.90	2.50	389.40
32	49.526207	7.336158	394.80	2.50	397.30
33	49.526636	7.335063	403.20	2.50	405.70
34	49.526736	7.334995	404.30	2.50	406.80
35	49.526958	7.335283	405.70	2.50	408.20
36	49.527831	7.334218	412.30	2.50	414.80
37	49.527302	7.333105	410.30	2.50	412.80
38	49.526378	7.331834	401.40	2.50	403.90
39	49.526263	7.331853	400.30	2.50	402.80

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	49.526106	7.329293	389.50	2.75
OP 2	2	49.525277	7.331019	391.00	2.75
OP 3	3	49.524298	7.332471	392.00	2.75
OP 4	4	49.523238	7.333681	391.00	2.75
OP 5	5	49.522076	7.334858	389.00	2.75
OP 6	6	49.520935	7.336033	386.30	2.75
OP 7	7	49.519803	7.337315	381.90	2.75
OP 8	8	49.519150	7.339222	387.30	1.50
OP 9	9	49.519431	7.341956	393.00	1.50
OP 10	10	49.519688	7.344686	394.20	1.50
OP 11	11	49.519749	7.347454	390.30	1.50

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 Albessen	20.0	138.0	5,075	84.6	3,730	62.2	-

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	1,380	23.0	1,249	20.8
OP 4	1,384	23.1	725	12.1
OP 5	2,311	38.5	1,756	29.3
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0

PV: PV array Albessen potential temporary after-image

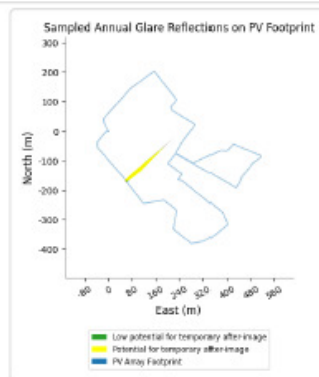
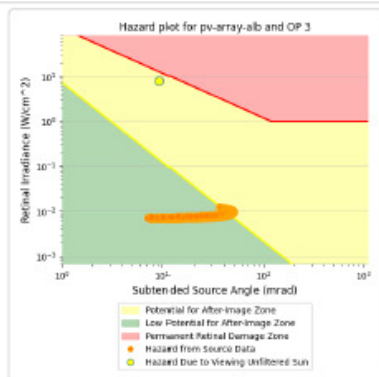
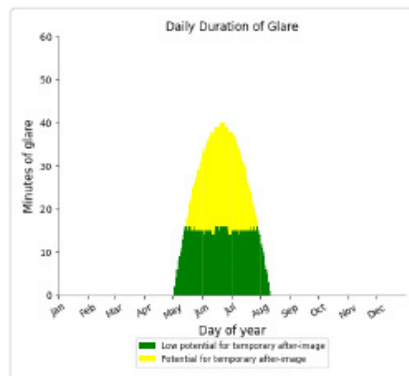
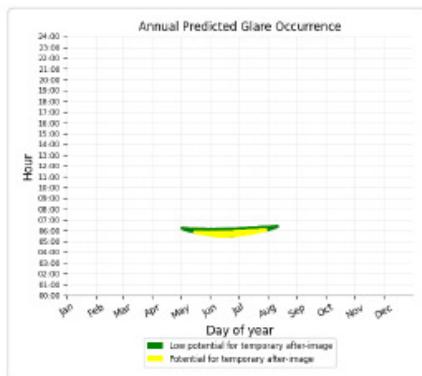
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 3	1,380	23.0	1,249	20.8
OP 4	1,384	23.1	725	12.1
OP 5	2,311	38.5	1,756	29.3
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0

PV array Albessen and OP 3

Yellow glare: 1,249 min.

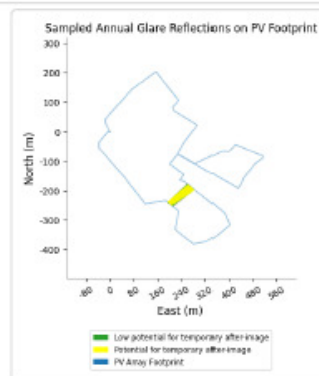
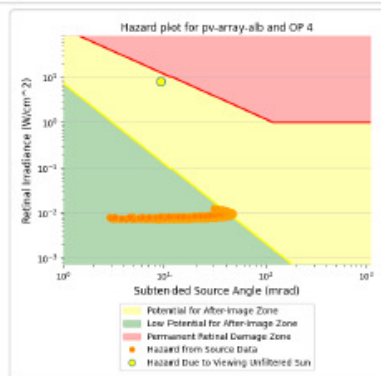
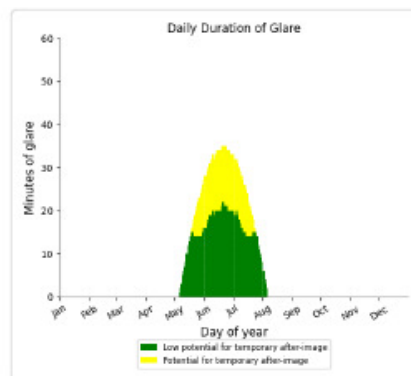
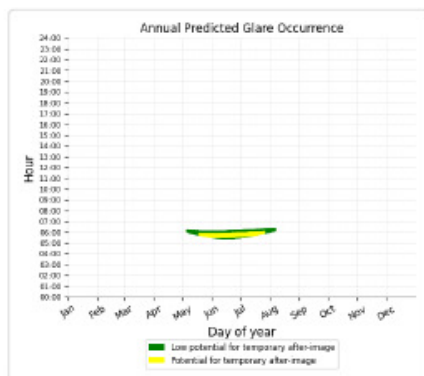
Green glare: 1,380 min.



PV array Albessen and OP 4

Yellow glare: 725 min.

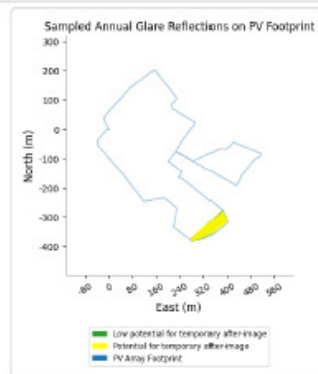
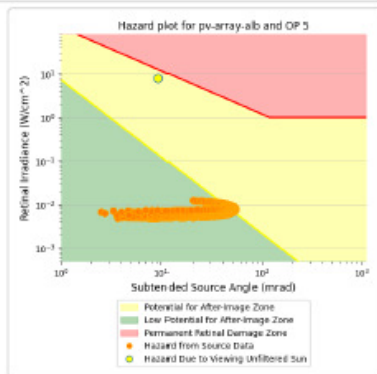
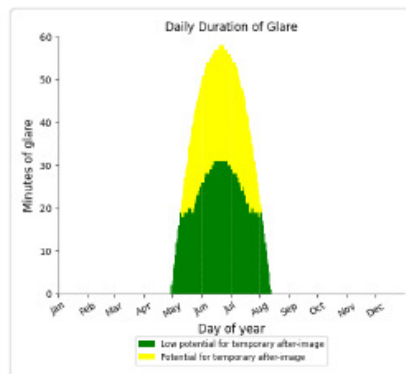
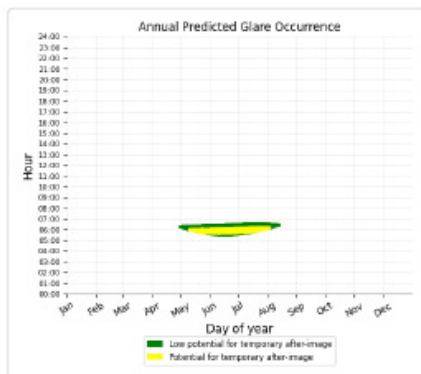
Green glare: 1,384 min.



PV array Albessen and OP 5

Yellow glare: 1,756 min.

Green glare: 2,311 min.

**PV array Albessen and OP 1**

No glare found

PV array Albessen and OP 2

No glare found

PV array Albessen and OP 6

No glare found

PV array Albessen and OP 7

No glare found

PV array Albessen and OP 8

No glare found



PV array Albessen and OP 9

No glare found

PV array Albessen and OP 10

No glare found

PV array Albessen and OP 11

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.