Blendgutachten
für den Solarpark
„Kleinschirma“

Photovoltaikanlage mit einer Gesamtfläche von ca. 16 ha

Standort

Oberschöna-Kleinschirma (Sachsen)

im Auftrag der

Sabowind GmbH

Frauensteiner Straße 118

D-09599 Freiberg

Bearbeitung:

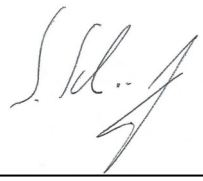
MeteoServ - Ingenieurbüro für Meteorologische Dienstleistungen GbR
Spessartring 7, D-61194 Niddatal
Tel.: 06034-9023010, Fax: 06034-9023013, Email: info@meteoserv.de

Bericht-Nr.: BL-PV-KS-0223
Niddatal, 3. Februar 2023

Das vorliegende Blendgutachten für den Solarpark „Kleinschirma“ wurde im Auftrag der Sabowind 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 03.02.2023



Dipl.-Met. Stefan Schaaf
(Geschäftsführer)

Zusammenfassung und Bewertung

In der vorliegenden Untersuchung wurden die durch den geplanten Solarpark „Kleinschirma“ zu erwartenden Blendimmissionen ermittelt und beurteilt. Der zwischen den Oberschönaer Gemeindeteilen Kleinschirma und Wegefarth geplante Solarpark soll auf einer insgesamt ca. 16 ha großen Freifläche unter Verwendung von reflexionsarmen Modulen errichtet werden. Es ist hierbei für die Modulfläche eine Neigung von 20° mit einer Ausrichtung nach Süd (180°) 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 Blendpotenziale wurden unter Verwendung der Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ durchgeführt. Dabei wurden insgesamt 8 Immissionsorte (OP 1-8) im potenziellen Einwirkungsbereich des Solarparks analysiert. Die Immissionsorte befinden sich dabei südlich bzw. nördlich des Solarparks im Bereich von schutzwürdigen Bebauungen (OP 1-4 u. OP 6) und auf der südlich des Solarparks verlaufenden Verbindungsstraße „Wegefarther Straße“ (OP 5) sowie auf der ebenfalls südlich des Solarparks verlaufenden Bahnstrecke „Dresden-Werdau“ (OP 7-8). Weitere potenziell relevante Immissionsorte waren in den umgebenden Gemeinde- bzw. Stadtteilen von Oberschöna und Freiberg sowie auf der nördlich vom Solarpark in West-Ost-Richtung verlaufenden Staatsstraße S 205 und der Zellwaldbahn (Bahnstrecke „Nossen-Freiberg“) aufgrund der relativen Lage und/oder großen Entfernung sowie der fehlenden Sichtbeziehung zum Modulfeld nicht zu berücksichtigen. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass sowohl für die Anwohnerschaft (OP 1-4 u. OP 6) als auch für den umliegenden Straßen- (OP 5) und Schienenverkehr (OP 7-8) eine anlagen- bzw. modulbezogene Blendung auszuschließen ist. Insgesamt betrachtet kann damit der Solarpark ohne Auflagen bzw. ohne weitere immissionsmindernde Blendschutzmaßnahmen als genehmigungsfähig angesehen werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung und Bewertung 2

Inhaltsverzeichnis 3

1 Sachverhalt und Gegenstand des Gutachtens 4

2 Beurteilungs- und Bewertungsgrundlagen 5

2.1 Allgemeines 5

2.2 Berechnungsmethode 7

2.3 Projektstandort und Anlagenlayout 10

2.4 Imissionsorte 11

3 Ergebnisse 15

3.1 Blendpotenzial und Belastung an den Immissonsorten 15

4 Literaturverzeichnis 17

Anhang 19

1 Sachverhalt und Gegenstand des Gutachtens

Die Sabowind GmbH plant zwischen den Oberschönaer Gemeindeteilen Kleinschirma und Wegefarth auf einer insgesamt ca. 16 ha großen Freifläche (s. Kapitel 2.3) die Errichtung eines Solarparks. 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 /14/ ist das jeweils Zweifache der vorgenannten Einwirk- bzw. Blenddauern als Grenze zur Gesundheitsgefährdung zu verstehen. 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 ± 20°. Kritische Blendungen bzw. Reflexionen sind generell erst bei Winkeln < 15° zu erwarten. In diesem Fall würden diese dann direkt auf das menschliche Gebrauchssichtfeld für Sehaufgaben auftreffen können. Für den Flugverkehr ist nach einer FAA-Studie /17/ von einem relevanten Blickwinkel des Piloten von ± 25° in Flugrichtung auszugehen. Nach der FAA-Interimsrichtlinie /15/ (vgl. /16/) sind insbesondere der Landeanflug innerhalb einer 2-Meilen- bzw. 3,2 km-Distanz zum Flughafen bzw. Flugplatz 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-Module[1]
- relative Lage einschließlich Höhenunterschiede der Immissionsorte bzw. der Beobachtungspunkte zum PV-Modulfeld

Zur Berechnung der Blendungsdauer für die exemplarisch ausgewählten Immissionsorte (OP 1-8, 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 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 Sonnenscheinwahrscheinlichkeit für das Gesamtjahr durchschnittlich ca. 37 % (s. Klimadaten nach /13/ im Anhang).

[1] PV-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.

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.

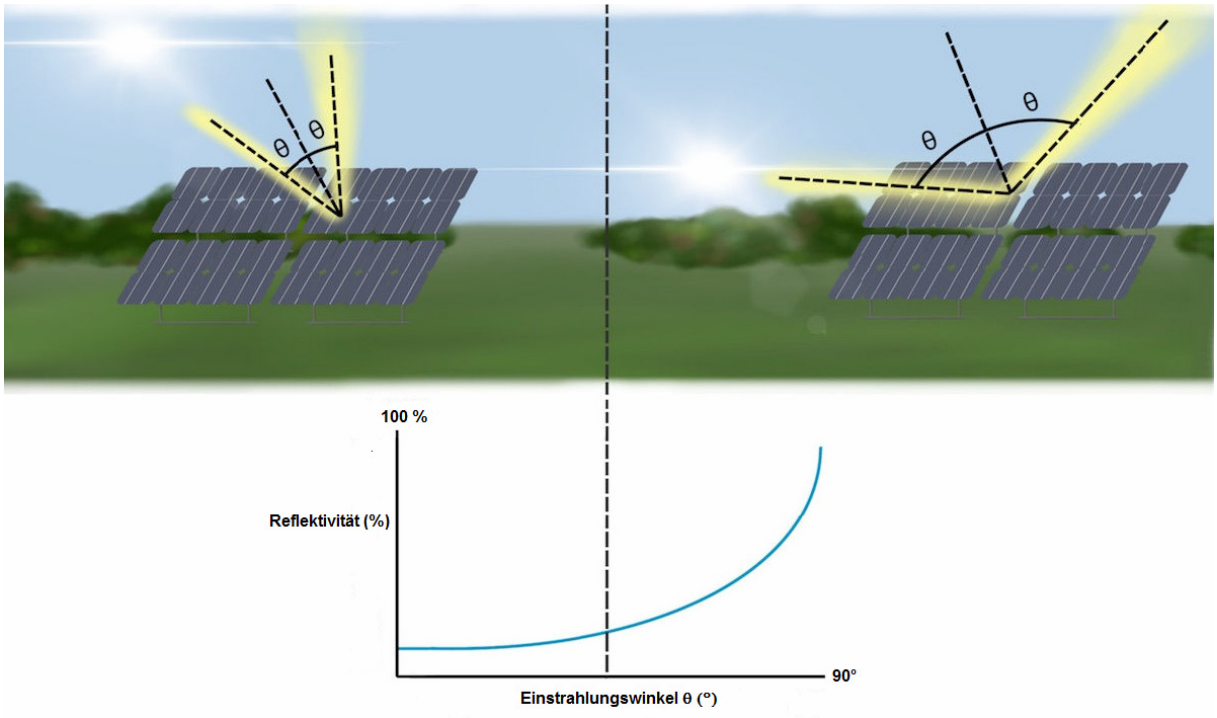


Abbildung 1: Schematische Darstellung des von der Moduloberfläche reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel θ (Linke Bildhälfte: bei hohem Sonnenstand und kleinem Einstrahlungswinkel. Rechte Bildhälfte: bei niedrigem Sonnenstand und großem Einstrahlungswinkel).

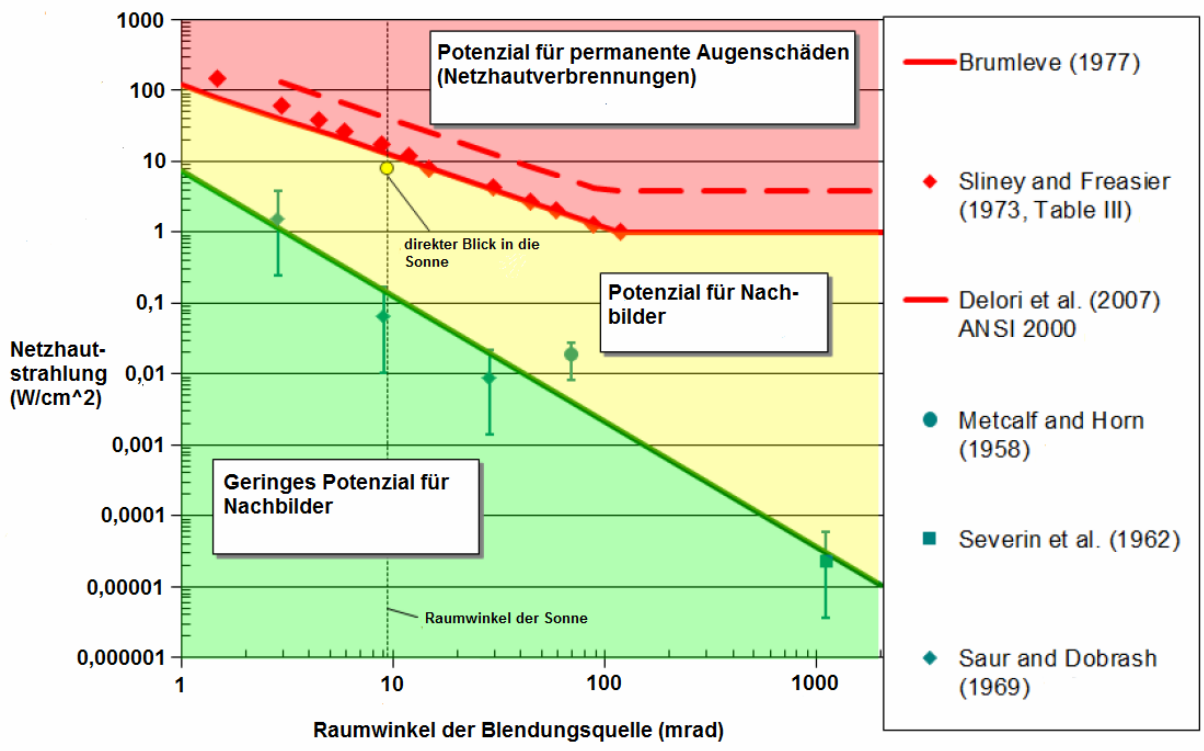


Abbildung 2: Gefährdungspotenzial des menschlichen Auges für einen Beobachter als Funktion der auf die Netzhaut auftreffenden Strahlung und des Raumwinkels der Blendungsquelle (s. /7/).

2.3 Projektstandort und Anlagenlayout

Der Solarpark „Kleinschirma“ ist zwischen den süd- bis südöstlich bzw. westlich der PV-Anlage gelegenen Oberschönaer Gemeindeteilen Kleinschirma bzw. Wegefarth auf einem insgesamt ca. 16 ha großen Areal geplant (s. Abbildung 3). Nördlich bis östlich vom Standort befindet sich der Freiberger Stadtteil Kleinwaltersdorf. Hier verläuft von West nach Ost die Staatsstraße S 205 und die Zellwaldbahn (Bahnstrecke „Nossen-Freiberg“). Die Verbindungstraße zwischen Kleinschirma und Wegefarth („Wegefarther Straße“) sowie die Bahnstrecke „Dresden-Werdau“ verlaufen südlich vom Standort. Die nach Durchführung einer Sichtbarkeitsanalyse (s. Anhang) exemplarisch ausgewählten Immissionsorte (OP 1-8) können Kapitel 2.4 entnommen werden.

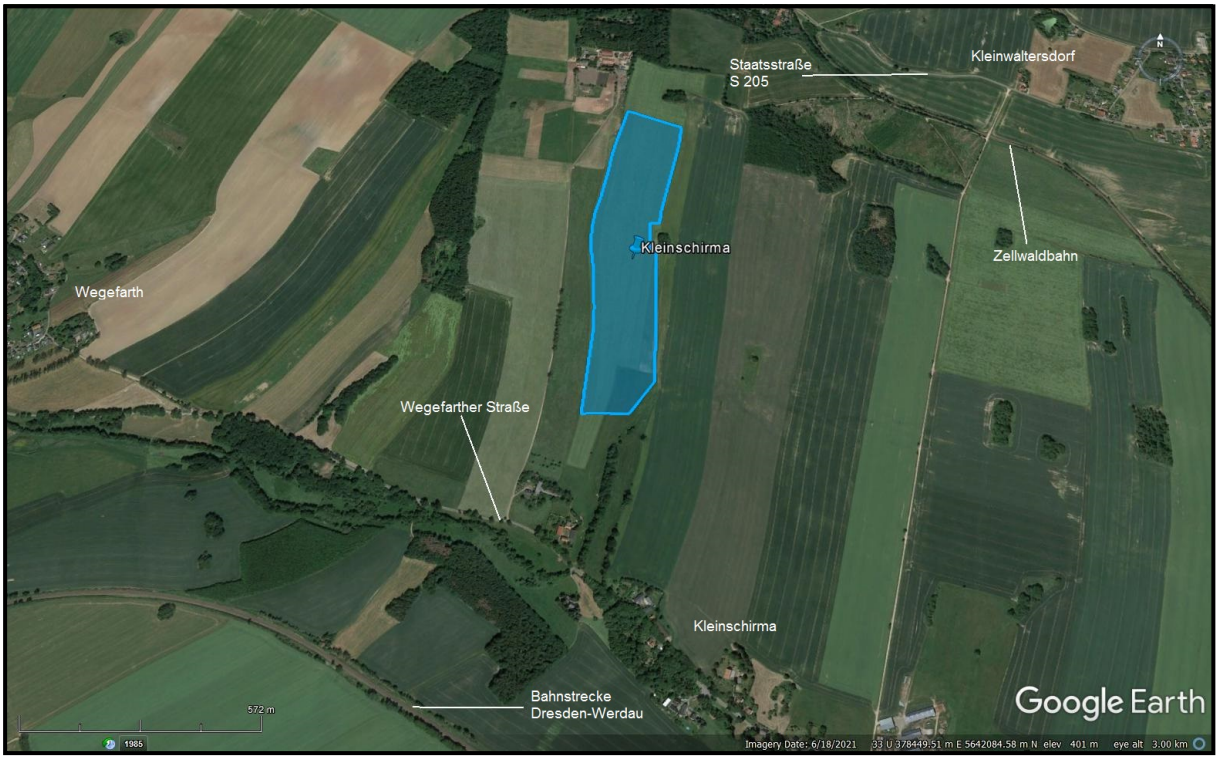


Abbildung 3: Lage des Solarparks „Kleinschirma“ (Quelle: Google Earth).

Der geplante Solarpark lässt sich nach Angaben des Auftraggebers vom 23.01.2023 zusammenfassend wie folgt beschreiben (s. „Lageplan mit Modulbelegung“, „Moduldatenblatt“ u. „Anlagengeometrie“ im Anhang):

Solarpark „Kleinschirma“:

Position: 50,920790°N, 13,271696°O

∅ Höhe ü. NN: ca. 408 m

Gesamtfläche: ca. 16 ha

Modultyp: JASOLAR JAM72S30-540/MR, monokristalline Zellen, 540 Wp

Moduldimension (Länge x Breite x Dicke): 2.279 x 1.134 x 35 mm

Moduloberfläche: Solarglas mit Anti-Reflexionsbeschichtung (AR Coating)

Modulmontageart: 2reihige Hochkantmontage

Minimale Höhe der Modulfläche (über Grund): 0,80 m

Maximale Höhe der Modulfläche (über Grund): 2,36 m

Mittlere Höhe der Modulfläche (über Grund): 1,58 m

Modulreihenabstand: 7,30 m

Ausrichtung: Süd (180°)

Aufständerungs-/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 Photovoltaikanlage entfernt festzulegen. Insbesondere sind Immissionsorte, die sich in diesem Entfernungsbereich vorwiegend westlich oder östlich der PV-Anlage befinden, als kritisch bzw. relevant im Hinblick auf eine potenzielle Blendung einzustufen. Des Weiteren sind nach /1/ vornehmlich nördlich oder südlich der PV-Anlage gelegene Immissionsorte i.d.R. als unproblematisch anzusehen. Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung berücksichtigten Immissionsorte (OP 1-8, s. Abbildung 4 u. Tabelle 1) wurden unter Beachtung der obigen Kriterien festgelegt. Innerhalb des 100 m-Einwirkungs- bzw. Entfernungsbereichs waren keine schutzwürdigen Bebauungen oder öffentliche Straßen bzw. Bahnlinien auszumachen, so dass hier keine Immissionsorte festgelegt werden konnten. Aufgrund der Großflächigkeit der geplanten PV-Anlage (ca. 16 ha) wurden auch weiter entfernte Immissionsorte (Entfernung > 100 m) in der schutzwürdigen Umgebung betrachtet. Die hier exemplarisch ausgewählten Immissionsorte befinden sich im Bereich von schutzwürdigen Bebauungen bzw. an Wohnhäusern (OP 1-4 u. OP 6, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 200 m), auf der Verbindungsstraße „Wegefarther Straße“ (OP 5, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 440 m) und der Bahnstrecke „Dresden-Werdau“ (OP 7-8, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 850 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 eines digitalen Geländemodells /12/ unter Einschluss von Waldbestand (nach /18/) für einen Umkreis von ca. 2 km (s. „Sichtbarkeit des Solarparks“ im Anhang).

Abbildung 4: Immissionsorte (OP 1-8).

Tabelle 1: Immissionsorte OP 1-8.[2]

OP	Ortsbezeichnung	Raumnutzung	Geografische Breite	Geografische Länge	Höhe ü. Grund	Richtwert Blenddauer /1/
1	Wegefarther Straße 56 (Kleinschirma)	Wohnraum	50,915068	13,268260	2 m	30 h/a, 30 min/d
2	Wegefarther Straße 55 (Kleinschirma)	Wohnraum	50,913921	13,269524	2 m	30 h/a, 30 min/d
3	Wegefarther Straße 54 (Kleinschirma)	Wohnraum	50,912254	13,269532	2 m	30 h/a, 30 min/d
4	Wegefarther Straße 53 (Kleinschirma)	Wohnraum	50,912479	13,271937	2 m	30 h/a, 30 min/d
5	Verbindungsstraße „Wegefarther Straße“	Fahrzeugführer-raum (PKW)	50,912743	13,270109	1,5 m	-
6	Waldweg 15 (Kleinwaltersdorf)	Wohnraum	50,926952	13,271487	2 m	30 h/a, 30 min/d
7	Bahnstrecke „Dresden-Werdau“	Zugführerraum	50,911784	13,258793	2,75 m	-
8	Bahnstrecke „Dresden-Werdau“	Zugführerraum	50,909788	13,264532	2,75 m	-

[2]Für die auf der Verbindungsstraße „Wegefarther Straße“ und der Bahnstrecke „Dresden-Werdau“ ausgewählten Immissionsorte (OP 5 u. OP 7-8), da Sie dem Straßen- bzw. Bahnverkehr 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 sowie die ermittelten täglichen und jährlichen Blenddauern sowie das Blendpotenzial für die untersuchten Immissionsorte OP 1-8 zusammen. Die dargestellten Ergebnisse verstehen sich hierbei im Sinne eines worst case-Szenarios. Detailergebnisse können dem Projektbericht im Anhang entnommen werden.

Tabelle 2: Blendpotenzial und -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	-	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
2	-	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
3	-	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
4	-	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
5	-	0,0	0	- / -	●
6	-	0,0 (-30,0)**	0 (-30)**	30 / 30	●
7	-	0,0	0	- / -	●
8	-	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)

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass Blendungen an allen untersuchten Immissionsorten (OP 1-8) – trotz bestehender Sichtbeziehungen zum Modulfeld (s. „Sichtbarkeit des Solarparks“ im Anhang) – geometrisch nicht möglich sind. Weitere potenziell relevante Immissionsorte waren in den umgebenden Gemeinde- bzw. Stadtteilen von Oberschöna und Freiberg sowie auf der nördlich vom Solarpark in West-Ost-Richtung verlaufenden Staatsstraße S 205 und der Zellwaldbahn (Bahnstrecke „Nossen-Freiberg“) aufgrund der relativen Lage und/oder großen Entfernung sowie der fehlenden Sichtbeziehung zum Modulfeld (s. „Sichtbarkeit des

Solarparks“ im Anhang) nicht zu berücksichtigen. Damit können sowohl für die Anwohnerschaft als auch für den umliegenden Straßen- und Schienenverkehr Nutzungskonflikte oder Gefährdungen ausgeschlossen werden (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. Release 2022 C. 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 (BGBI. I S. 1274; 2021 I S. 123), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 19. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1792).

/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/ Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen [GeoSN]. Digitales Geländemodell DGM5. EMD/windPRO elevation model. Based on elevation data from GeoSN, Data license Germany – attribution – version 2.0. https://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=German_Saxony_Elevation_Models

/13/ Meteonorm Version 8.1.0 (Release 10.04.2021): 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/

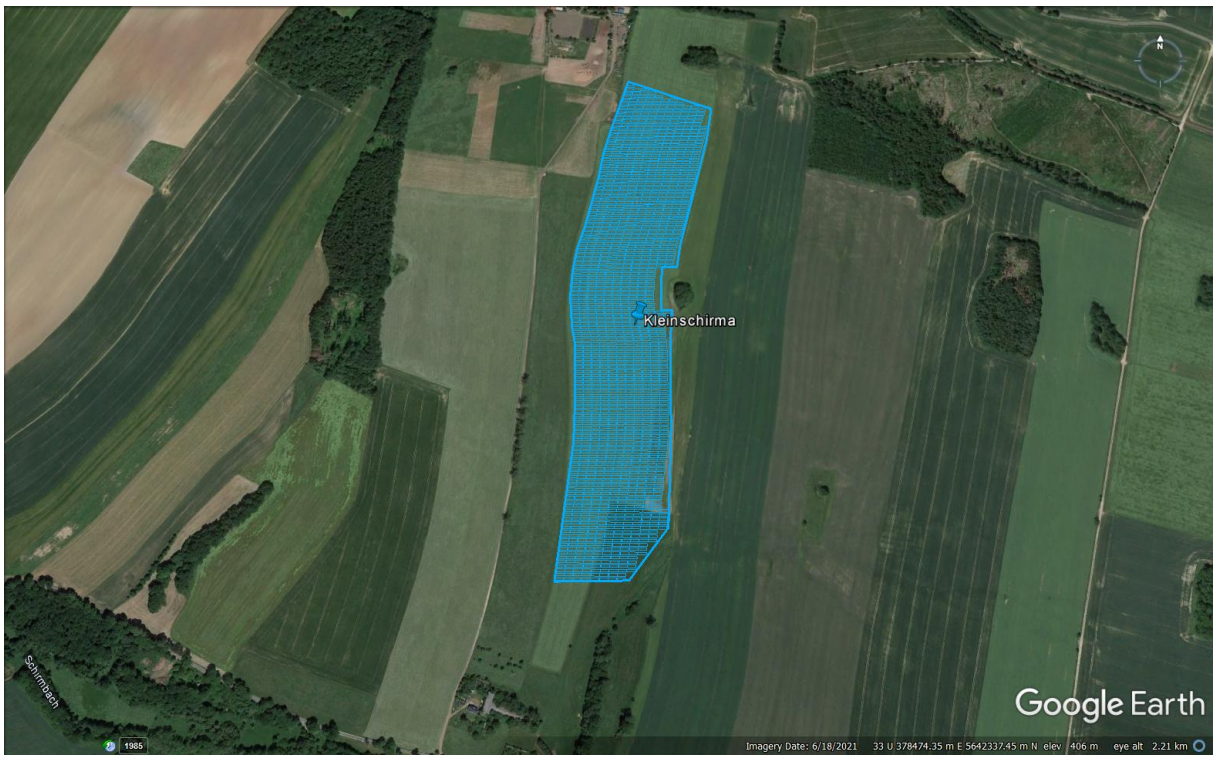
/17/ Rogers, J. A., Ho, C. K., Mead A., Beben, M., Drechsler, G.: Evaluation of Glare as a Hazard for General Aviation Pilots on Final Approach", Office of Aerospace Medicine-Federal Aviation Administration (FAA). Final Report July 2015. https://www.faa.gov/data_research/research/med_humanfacs/oamtechreports/2010s/media/201512.pdf

/18/ Global forest height data from the Global Land Analysis and Discovery Laboratory (GLAD). Department of Geographical Sciences, University of Maryland, USA. Processing/distribution: EMD, WindPRO. https://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=Global_Forest_Canopy_Heights_GLAD

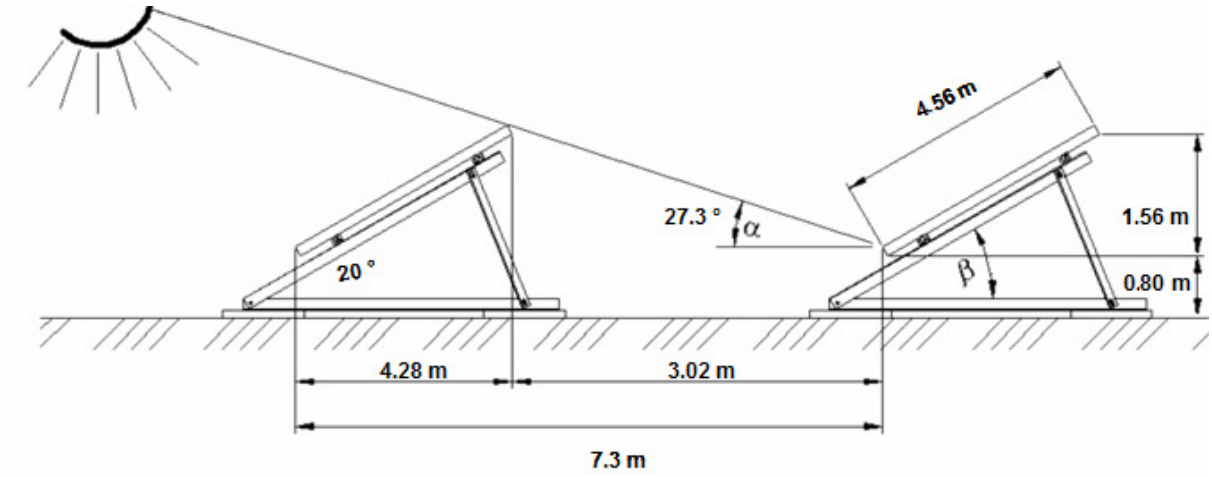
Anhang

- Lageplan mit Modulbelegung
- Anlagengeometrie
- Digitales Geländemodell
- Sichtbarkeit des Solarparks
- Klimadaten
- Moduldatenblatt
- Projektbericht

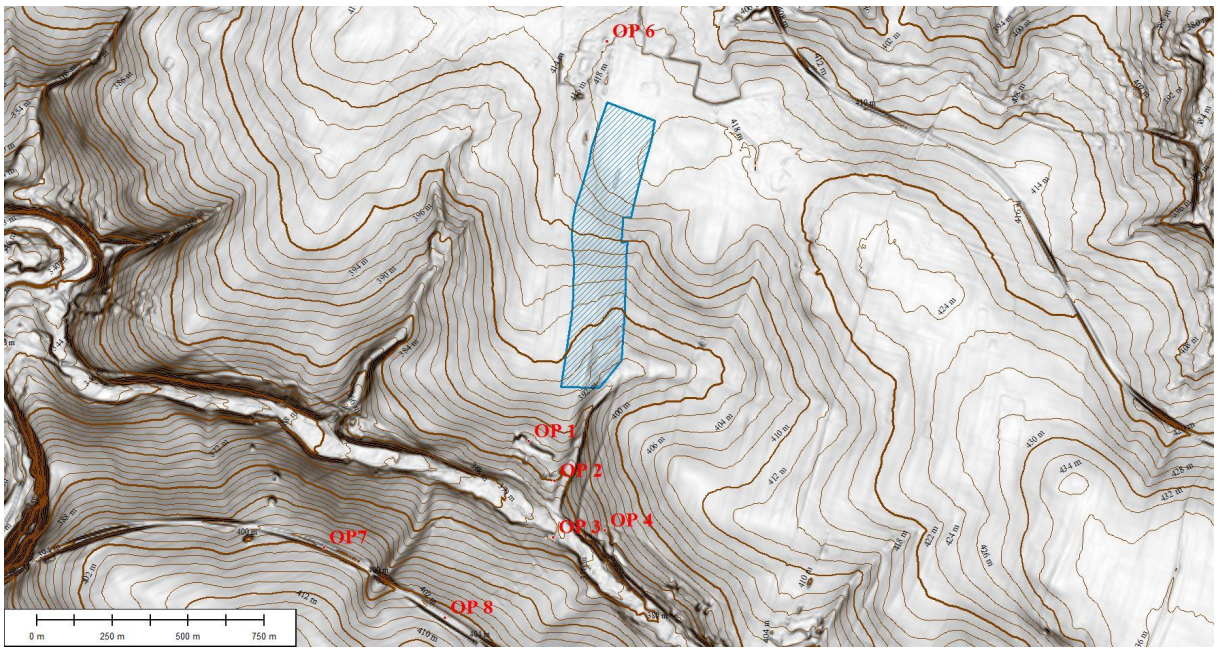
Lageplan mit Modulbelegung



Anlagengeometrie



Digitales Geländemodell



Ausschnitt aus dem digitalen Geländemodell /12/.

Sichtbarkeit des Solarparks

Sichtbarkeit des Solarparks (Augenhöhe: 1,5 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche des Solarparks aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen nicht sichtbar.

Sichtbarkeit des Solarparks (Augenhöhe: 2 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche des Solarparks aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen nicht sichtbar.

Sichtbarkeit des Solarparks (Augenhöhe: 2,75 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche des Solarparks aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen nicht sichtbar.

Klimadaten

Kleinschirma
Location name

50.921 Latitude [°N]	13.272 Longitude [°E]
408 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 = 11%, Ta = 0.8 °C
Trend of Gh / decade: 2.7%
Variability of Gh / year: 5.0%
Radiation interpolation locations: Chemnitz (1996-2015, 31 km), Dresden-Klotzsche (40 km), Gera-Leumnitz (80 km), Zinnwald (40 km), Goerlitz (120 km), Weimar (137 km) (Share of satellite data: 59%)
Temperature interpolation locations: Usti Nadlabem (60 km), Tusimice (60 km), Dresden-Klotzsche (40 km), Altenburg/Nobitz (54 km), Liberec (123 km), Leipzig (74 km)
P90 and P10 of yearly Gh, referenced to average: 94.3%, 106.8%
Snow load (DE/AT/CH/FR): 1.82 [kN/m2], days with snow: 26 [days]
Wind load (DE/CH): 0.65 [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	-0.4	-13.2	-3.4	2.2	9.8	79	24	69
February	0.9	-10.6	-2.7	3.8	12.4	72	43	71
March	4.3	-7.6	0.7	7.9	15.4	69	82	116
April	9.8	-2.5	4.8	14.4	24.7	61	123	193
May	14.1	2.7	9.4	18.9	27.4	63	155	228
June	17.3	6.0	12.1	22.3	31.0	64	163	225
July	19.1	8.7	14.7	24.5	31.6	63	162	215
August	18.8	8.8	14.3	24.3	33.1	65	139	217
September	14.3	4.0	10.0	18.8	27.7	69	95	165
October	9.4	-1.2	6.0	13.2	22.6	77	58	118
November	4.7	-5.2	1.8	7.1	13.4	82	27	67
December	0.7	-10.9	-1.7	3.0	10.6	82	19	62
Year	9.4					71	1087	1746

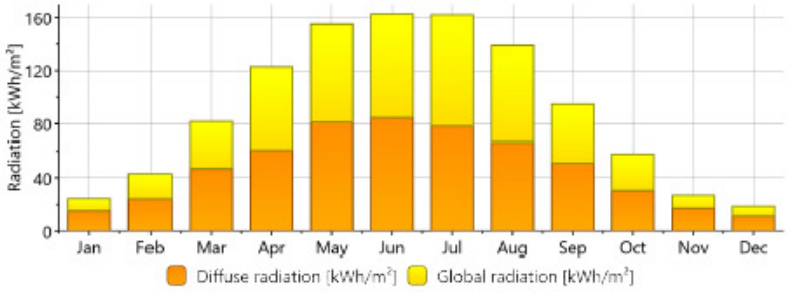
Meteonorm 8

Meteonorm V8.1.0.28251 1/4

Month	SDd	SD astr.	RR	RD	FF	DD
	[h]	[h]	[mm]	[d]	[m/s]	[deg]
January	2.2	8.2	41	12.7	3.6	246
February	2.5	9.9	29	9.0	3.5	225
March	3.7	11.7	38	10.8	3.7	225
April	6.4	13.7	30	8.5	3.4	288
May	7.4	15.3	62	11.4	3.2	288
June	7.5	16.3	57	9.9	3.2	312
July	6.9	15.9	81	11.9	3.1	225
August	7.0	14.4	75	10.7	2.9	225
September	5.5	12.5	48	9.4	2.9	225
October	3.8	10.6	45	9.1	2.9	225
November	2.2	8.7	48	9.5	3.0	225
December	2.0	7.7	41	11.8	3.4	225
Year	4.8		595	124.7	3.2	243

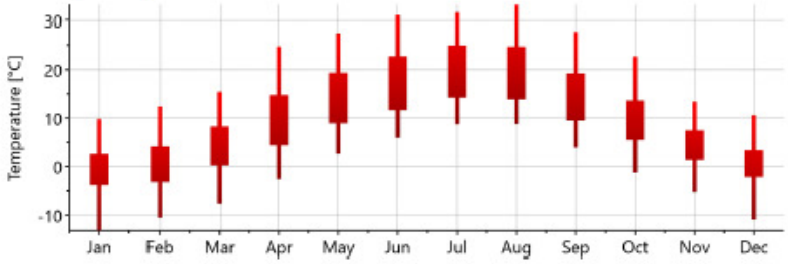
Ta: Air temperature
RH: Relative humidity
Ta min: 10 y minimum (approx.)
Ta max: 10 y maximum (approx.)
Ta dmin: Mean daily minimum Ta
Ta dmax: Mean daily maximum Ta
SD: Sunshine duration
RR: Precipitation
RD: Days with precipitation
FF: Wind speed
SD astr.: Sunshine duration, astronomic
DD: Wind direction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

Monthly radiation

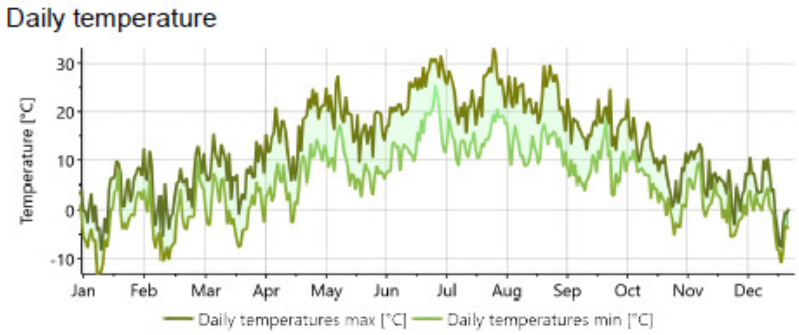


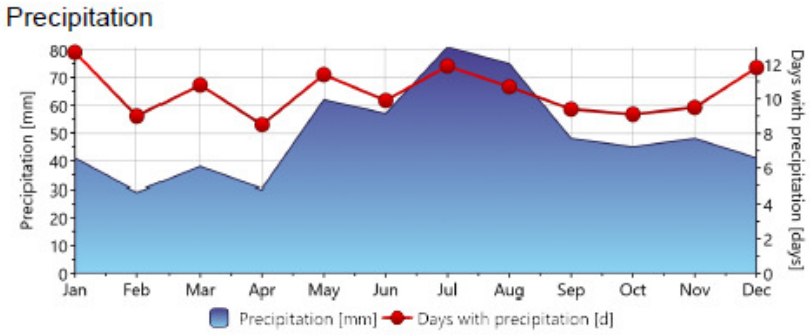
Daily global radiation

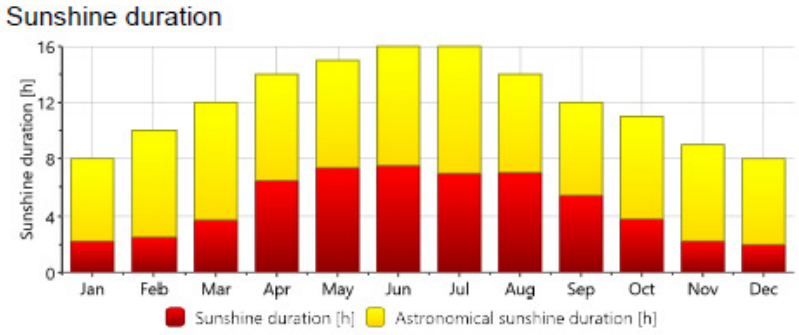
Monthly temperature



Meteonorm 8 Meteonorm V8.1.0.28251 3/4







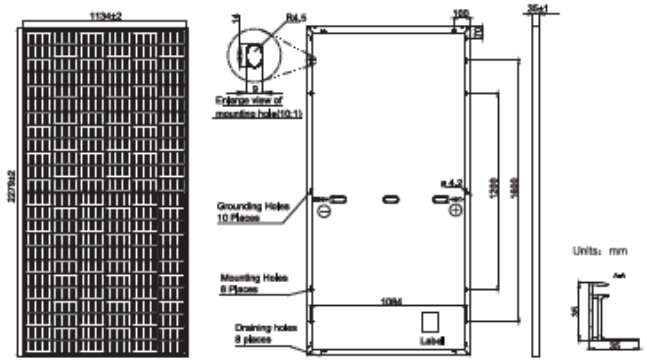
Meteonorm V8.1.0.28251 4/4

Moduldatenblatt

JA SOLAR

JAM72S30 525-550/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², 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.

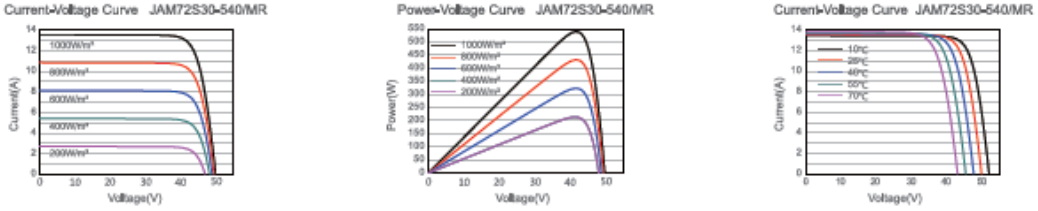
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(Imp) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40℃~+85℃
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112lb/ft²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50lb/ft²)
NOCT	45±2℃
Safety Class	Class Ⅱ
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200928A

Projektbericht

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Kleinschirma**
Site configuration: **Solarpark Kleinschirma**

Client: Sabowind GmbH, Frauensteiner Str. 118, D-09599 Freiberg

Created 01 Feb, 2023
Updated 01 Feb, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Site ID 83399.14756
Category 10 MW to 100 MW
DNI peaks at 1,000.0 W/m^2
Ocular transmission coefficient 0.5
Pupil diameter 0.002 m
Eye focal length 0.017 m
Sun subtended angle 9.3 mrad
PV analysis methodology V2

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array Kleinschirma	20.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-

Total annual 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	0	0.0	0	0.0
OP 5	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

ForgeSolar

Page 1 of 6

Component Data

PV Arrays

Name: PV array Kleinschirma
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0°
Orientation: 180.0°
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	50.924644	13.273810	417.80	1.58	419.38
2	50.925168	13.271571	416.90	1.58	418.48
3	50.924298	13.271105	416.00	1.58	417.58
4	50.923800	13.270882	415.80	1.58	417.38
5	50.923367	13.270756	415.40	1.58	416.98
6	50.922534	13.270416	413.30	1.58	414.88
7	50.922099	13.270205	411.80	1.58	413.38
8	50.921693	13.270092	410.70	1.58	412.28
9	50.921261	13.270037	409.80	1.58	411.38
10	50.920767	13.270084	408.00	1.58	409.58
11	50.920516	13.270150	406.70	1.58	408.28
12	50.919419	13.270176	403.10	1.58	404.68
13	50.918852	13.270155	401.70	1.58	403.28
14	50.916696	13.269708	397.20	1.58	398.78
15	50.916714	13.271529	392.50	1.58	394.08
16	50.917529	13.272509	394.00	1.58	395.58
17	50.919050	13.272594	400.30	1.58	401.88
18	50.920624	13.272622	407.60	1.58	409.18
19	50.921039	13.272663	409.80	1.58	411.38
20	50.921035	13.272393	409.80	1.58	411.38
21	50.921629	13.272414	413.20	1.58	414.78
22	50.921773	13.272422	414.00	1.58	415.58
23	50.921769	13.272807	414.10	1.58	415.68
24	50.922148	13.272907	416.00	1.58	417.58
25	50.922782	13.273153	417.70	1.58	419.28
26	50.924057	13.273661	418.10	1.58	419.68

ForgeSolar

Page 2 of 6

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	50.915068	13.268260	383.90	2.00
OP 2	2	50.913921	13.269524	380.00	2.00
OP 3	3	50.912254	13.269532	375.20	2.00
OP 4	4	50.912479	13.271937	388.40	2.00
OP 5	5	50.912743	13.270109	375.30	1.50
OP 6	6	50.926952	13.271487	415.50	2.00
OP 7	7	50.911784	13.258793	398.20	2.75
OP 8	8	50.909788	13.264532	402.80	2.75

Glare Analysis Results

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array Kleinschirma	20.0	180.0	0	0.0	0	0.0	-

Total annual 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	0	0.0	0	0.0
OP 5	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

PV: PV array Kleinschirma no glare found

Receptor results ordered by category of glare

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	0	0.0	0	0.0
OP 5	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

ForgeSolar

Page 4 of 6

PV array Kleinschirma and OP 1

Receptor type: Observation Point
No glare found

PV array Kleinschirma and OP 2

Receptor type: Observation Point
No glare found

PV array Kleinschirma and OP 3

Receptor type: Observation Point
No glare found

PV array Kleinschirma and OP 4

Receptor type: Observation Point
No glare found

PV array Kleinschirma and OP 5

Receptor type: Observation Point
No glare found

PV array Kleinschirma and OP 6

Receptor type: Observation Point
No glare found

PV array Kleinschirma and OP 7

Receptor type: Observation Point
No glare found

PV array Kleinschirma and OP 8

Receptor type: Observation Point
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

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

ForgeSolar

Page 6 of 6