

**Von:** Michael Pölzler <mip@imwind.at>  
**An:** A13\_Bau- und Raumordnung <abt13-bau-  
raumordnung@stmk.gv.at>  
**Gesendet am:** 08.03.2023 13:16:44  
**Betreff:** Begutachtung - Vorrangzone Oberbuch - Stellungnahme bzgl  
Mindestbreite Bepflanzung

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Anhang entnehmen Sie bitte unsere Stellungnahme bezüglich der spezifischen Gestaltungsmaßnahmen zur Vorrangzone Oberbuch.

Ich bitte um kurze Rückmeldung,  
damit wir sicher sein können, dass die Stellungnahme bei Ihnen eingegangen ist.

Herzlichen Dank und beste Grüße,

**DI Michael Pölzler**  
*Projektentwicklung*

---

**ImWind Erneuerbare Energie**  
*Lehár gasse 9/8, 1060 Wien*



☎ +43 1 522 53 75  
☎ +43 664 96 44 874  
✉ [mip@imwind.at](mailto:mip@imwind.at)

Firma und Rechtsform: ImWind Erneuerbare Energie GmbH; Anschrift: Josef Trauttmansdorff-Straße 18, 3140 Pottenbrunn  
Sitz: Sankt Pölten; Firmenbuchnummer: 508830 f; FB-Gericht: Landesgericht St. Pölten

ImWind Erneuerbare Energie GmbH | Josef Trauttmansdorff-Straße 18 | 3140 Pottenbrunn

Amt der Steiermärkischen Landesregierung  
Abteilung 13 Umwelt und Raumordnung  
Stempfergasse 7  
8010 Graz

Bearbeiter: Michael PÖLZLER | mip@imwind.at | +43 664 96 44 874

07.03.2023

### **Stellungnahme zum Sachprogramm Erneuerbare Energie – Solarenergie bezüglich der Vorrangzone Oberbuch**

Sehr geehrte Damen und Herren,

in den spezifischen Gestaltungsmaßnahmen zur Vorrangzone Oberbuch wird festgehalten, dass an den Außenrändern der Vorrangzone eine umlaufende Bepflanzung in einer Mindestbreite von zumindest 10 m vorzunehmen ist.

Im Begutachtungsentwurf der Verordnung unter §3 wird jedoch festgehalten, dass Umrandungen (Heckenpflanzungen) mit linearen Gehölzstrukturen mit einer Mindestbreite von 5 m unter Verwendung gebietseigener Gehölze auszuführen sind.

Sollten die erhöhte Mindestbreite von 10 m für die Vorrangzone in Oberbuch auf einer Verhinderung etwaiger Blendung beruhen, verweisen wir gerne auf ein bereits durchgeführtes Blendgutachten (siehe Anhang) für die entsprechende Fläche. Hierbei kommt es durch die Verwendung eines Trackingsystems zu keiner Absolutblendung auf der Landesstraße 401.

Aus biologischer Sicht ist eine Mindestbreite von 5 m im betreffenden Gebiet ausreichend, um die ökologische Korridorfunktion und die Etablierung eines funktionierenden Biotopverbundsystems zu bewirken.

Für die gegenständliche Vorrangzone in Oberbuch sehen wir aufgrund der genannten Gegebenheiten eine Bepflanzung mit einer Mindestbreite von 5 m, so wie im allgemeinen Begutachtungsentwurf der Verordnung beschrieben, als ausreichend an.

Mit freundlichen Grüßen

DI Michael Pözlner

**ImWind Erneuerbare Energie GmbH**

# **PV Projekt Oberbuch**

## Gemeinde Buch - St. Magdalena

### Blendgutachten

#### **Projektwerberin:**

ImWind Erneuerbare Energie GmbH  
Josef-Trauttmansdorff-Straße 18  
3140 Pottenbrunn

#### **Verfasserin:**

ImWind Operations GmbH  
Ingenieurbüro für Öko-Energietechnik  
Josef-Trauttmansdorff-Str. 18  
A-3140 Pottenbrunn

in Zusammenarbeit mit

F&P Netzwerkwelt GmbH  
Ingenieurbüro für Biologie und Landschaftsplanung  
Oberer Satzweg 56  
7100 Neusiedl am See

Bearbeitung  
DI Michael Oschepp

Wien, November 2022

**INHALTSVERZEICHNIS**

1	Allgemeine Beschreibung.....	3
2	Standort.....	3
2.1	Lagebeschreibung PV Anlage .....	3
2.2	Lichtemissionen/Blendung.....	4
2.2.1	Ergebnisse.....	6
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	7
	TABELLENVERZEICHNIS .....	7

## 1 Allgemeine Beschreibung

Die Konsenswerberin plant in der Steiermark, Bezirk Hartberg-Fürstenfeld, in der Gemeinde Buch-St. Magdalena, die Errichtung einer freistehenden Photovoltaikanlage.

Zweck des Projekts ist die Erzeugung von nachhaltigem Strom aus Sonnenenergie (=Primärenergie) durch Photovoltaik, der über den Zeitraum der Anlagenlebensdauer von mindestens 30 Jahren in das öffentliche Netz eingespeist wird. Es handelt sich um eine netzgekoppelte, freistehende Photovoltaik Anlage mit Volleinspeisung.

## 2 Standort

Die Standortgemeinde der PV Anlagen ist Buch-St. Magdalena, sie grenzt an die Gemeinden Hartberg, St. Johann in der Heide, Rohr bei Hartberg, Bad Waltersdorf, Ebersdorf, Kaindorf und Hartberg Umgebung.

### 2.1 Lagebeschreibung PV Anlage

Die Anlagenfläche befindet sich nordöstlich der Ortschaft Oberbuch. Die Anlage soll auf den in Tabelle 1 angeführten Grundstücken der Katastralgemeinde Oberbuch errichtet werden. Die Grundstücke weisen gesamt eine Fläche von ca. 10 ha auf.

PV Anlagen Grundstücke				
KG	KG Nummer	Gemeinde	Bezirk	Gst. Nummer
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	828
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	829
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	830
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	833
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	835
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	839
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	840
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	841
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	843
Oberbuch	64130	Buch-St. Magdalena	Hartberg-Fürstenfeld	844

Tabelle 1: Grundstücke PV Anlage

## 2.2 Lichtemissionen/Blendung

Solarzellen sind darauf ausgelegt das maximal mögliche Sonnenlicht zu absorbieren, um das Sonnenlicht für die Energieerzeugung zu nutzen. Übliche Transmissionswerte von Photovoltaik-Modulen liegen bei ca. 95%, die Reflektions- und Streuungsverluste können mit ca. 5% bewertet werden.

Aus Erfahrung werden diese Reflektions- und Streuungsverluste in einem bestimmten Abstand nicht mehr als Blendung empfunden, lediglich die Solarmodule werden heller wahrgenommen. Der Anteil des reflektierten Lichts kann aufgrund des steileren Einfallwinkels der Sonnenstrahlung bei Sonnenauf- und -untergang stärker wahrgenommen werden. Diese Reflektion ist jedoch vergleichbar mit jener von Wasseroberflächen mit dunklem Hintergrund.

Für das gegenständliche Projekt wurde eine Blendungs- und Sichtbarkeitsberechnung durchgeführt. Die Blendungsberechnung wurde mit „ForgeSolar“ durchgeführt, um das Ausmaß einer potenziellen Blendung und der Bewertung der Auswirkungen auf das Auge einschätzen zu können. Dieses Tool wurde von den in den USA ansässigen Sandia National Laboratories entwickelt. „ForgeSolar“ ist ein weltweit anerkannter Industriestandard und ein Bewertungsinstrument zur Bewertung der Blendung von Solarparks auf Objekte, Straßen- und Flugverkehr.

Forge Solar verwendet Breiten- und Längskoordinaten sowie Höhendaten von Google Earth in Verbindung mit einer proprietären Algorithmus-Software zur Vorhersage des Sonnenstandes und des Sonnenwinkels zu verschiedenen Zeiten während des ganzen Jahres. Informationen wie Größe und Ausrichtung des PV-Moduls und Oberflächenreflexionsvermögen sowie der jeweiligen Immissionspunkte/-linien sind projektspezifisch einzugeben. Hindernisse, wie beispielsweise davorstehende Gebäude oder Bäume werden in diesem Programm nicht berücksichtigt.

Diese Berechnung kann das wahrscheinliche Blendungspotential, die Zeit und Dauer sowie das Ausmaß einer möglichen Blendung, an einem nominierten Beobachtungspunkt vorhersagen. Hinsichtlich des Ausmaßes werden in diesem Programm 3 Stufen der Blendung vergeben:

- Green glare
  - o geringes Nachbildpotential im Auge. Es entstehen Nebenwirkungen, die zwar spürbar sind, jedoch keine signifikanten nachteiligen Auswirkungen verursachen. Minderungsmaßnahmen sind nicht erforderlich.
- Yellow glare
  - o Potenzial für vorübergehende Nachbildwirkung im Auge. Es entstehen wesentliche Auswirkungen, die gemindert und / oder behoben werden müssen.
- Red glare
  - o Potenzial für Netzhautverbrennungen (bleibende Augenschäden). Es entstehen dauerhafte nachteilige Auswirkungen, die eine Minderung oder Konstruktionsänderungen jedenfalls erforderlich machen.

In Österreich wird für die Beurteilung von Blendung ausgehend von PV Anlagen die OVE R 11-3 als Standard herangezogen. Demnach tritt Physiologische Blendung (Absolutblendung) je nach Adaptationszustand und Vorschädigung des Auges ab etwa  $10^4$  cd/m<sup>2</sup> auf. Dieser Wert ist etwa mit 1 % der Leuchtdichte der Sonne von zumindest  $10^6$  cd/m<sup>2</sup> gleichzusetzen. In Abbildung 1 sind die jeweiligen Grenzwerte der 3 Blendungsstufen ersichtlich.

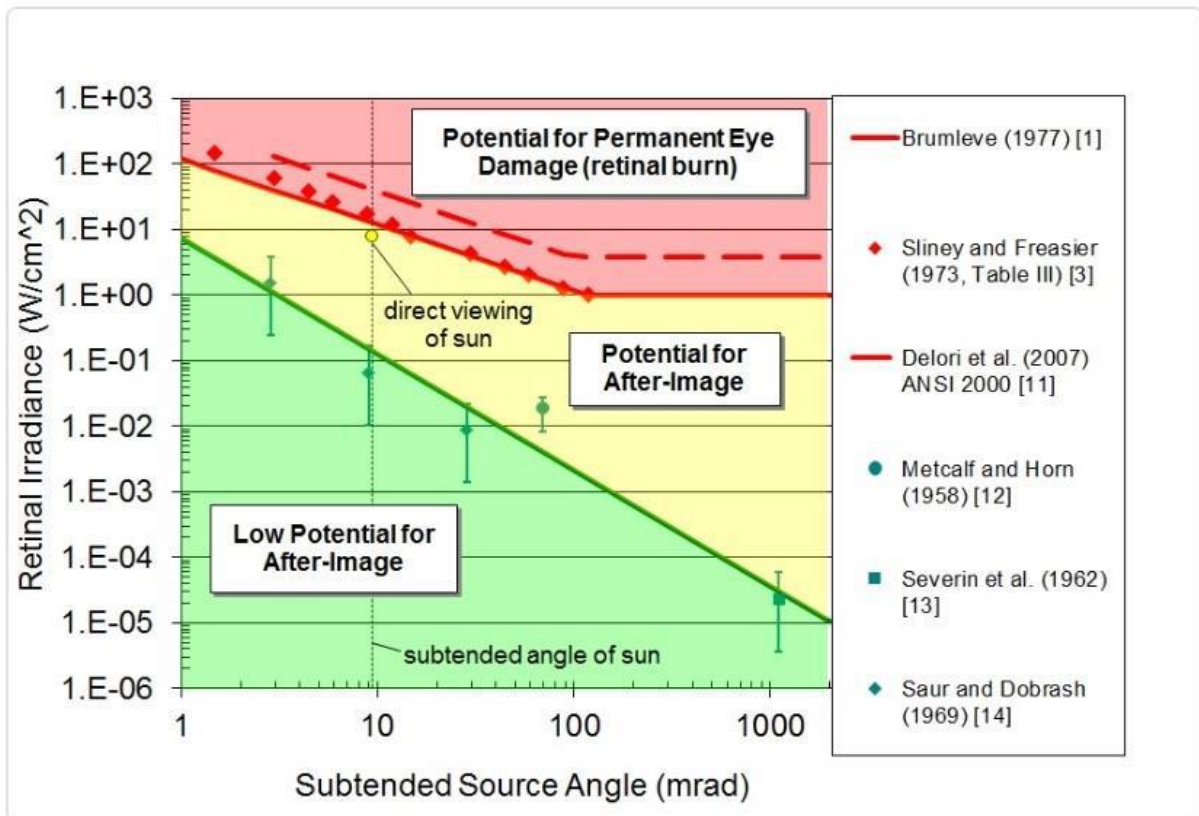


Abbildung 1: 3 Stufen der Blendungsgefahr bei „ForgeSolar“ in Abhängigkeit von Netzhautbestrahlungsstärke und Neigungswinkels der Quelle<sup>1</sup>

Aus Abbildung 1 kann entnommen werden, dass die Grenze zwischen „green glare“ und „yellow glare“ in etwa bei 1 % der Auswirkung der direkten Sonnenblendung liegt und somit das mit „yellow glare“ angegebene Blendungsmaß von „ForgeSolar“ mit dem in Österreich gem. OVE Richtlinie R 11-3 angegebenen Maß vergleichbar ist.

Die Beurteilung der Blendung von Photovoltaikanlagen ist gem. OVE Richtlinie R 11-3 auf folgende 2 Situationen abzustellen:

1. Im Wohnbereich und am Arbeitsplatz (z.B. Schule, Büro) in Innenräumen von Bauwerken bzw. im Freien im unmittelbaren Wohnumfeld (z.B. Garten, Balkon, Terrasse).
2. Beim Lenken von Fahrzeugen

Bezüglich des ersten Punkts führt die Richtlinie aus: „Die optische Störung durch Absolutblendung im Wohn-, Erholungs- oder Arbeitsbereich erfordert daher aktive Abwehrmaßnahmen (wie z.B. ein Schließen von Vorhängen oder das Meiden eines bestimmten Aufenthaltsbereichs in der Wohnung für einen Zeitraum) und ist somit als Belästigung einzustufen, die nur zeitlich befristet zulässig ist. Bei Auftreten von Absolutblendung ist das zeitliche Auftreten daher insofern zu beschränken, als dass weder die Einwirkzeit von 30 Minuten pro Tag noch von 30 Stunden pro Jahr überschritten wird.“

<sup>1</sup> <https://www.forgesolar.com/help/>

Hinsichtlich des zweiten Punkts sind gemäß Richtlinie in folgenden Bereichen Blendungen unzulässig:

- Kreuzungen, auch Eisenbahnkreuzungen
- Straßenstellen mit Querungsachsen für Fußgänger und Radfahrer
- Unfallhäufungsstellen bzw. unfallauffällige Stellen
- Straßenstellen mit Verflechtungs- und Manöverstrecken
- Stellen mit Geschwindigkeitsinhomogenitäten

### 2.2.1 Ergebnisse

Es wurden 2 unterschiedliche Varianten simuliert und deren Auswirkungen auf die Straße untersucht. Die Ergebnisse können dem Anhang entnommen werden.

#### Variante 1:

Fixe Aufständering, Neigungswinkel 15°, Azimut 230°.

Die Route (Landesstraße L401) ist bei gewählter Ausrichtung und Neigungswinkel von keiner Absolutblendung betroffen.

#### Variante 2:

Trackingsystem (Sonnenstands-nachgeführtes System)

PV Anlagen mit Trackingsystem verwenden die Option Backtracking für Ertragsoptimierung. Backtracking bedeutet, dass die Module bei sehr niedrigen Sonnenständen (Sonnenaufgang und Sonnenuntergang) einen Neigungswinkel von 0° besitzen, sodass die jeweiligen Modulreihen sich nicht selbst verschatten. Die Funktion Backtracking ist daher Blendungstechnisch als kritisch anzusehen, da lt. RL 11-3 das Reflexionsgesetz anzuwenden ist. Die Funktion Backtracking ist allerdings verschieden programmierbar, d.h. es gibt die Möglichkeit, den Neigungswinkel bei sehr niedrigen Sonnenständen nicht auf 0° zu setzen, sondern z.B. auf 10° (Ost bei Sonnenaufgang / West bei Sonnenuntergang).

Die Ergebnisse der Blendungssimulation beruhen auf den Einstellungen, dass bei „PV Array 1“ (Fläche 1) ein „ruhender Neigungswinkel (Ost/West)“ von 10° gewählt wurde. Sollte ein anderer Backtracking Winkel gewählt werden, müsste dies in einer gesonderten Blendungssimulation überprüft werden.

Die Route (Landesstraße L401) ist bei gewählten Einstellungen von keiner Absolutblendung betroffen.



## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: 3 Stufen der Blendungsgefahr bei „ForgeSolar“ in Abhängigkeit von  
Netzhautbestrahlungsstärke und Neigungswinkels der Quelle ..... 5

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Grundstücke PV Anlage ..... 3

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **PV-Buch-St Magdalena**

Site configuration: **PV-Buch-St Magdalena\_A230\_T15-temp-11**

Created 18 Nov, 2022

Updated 18 Nov, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 79640.13754

Category 5 MW to 10 MW

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

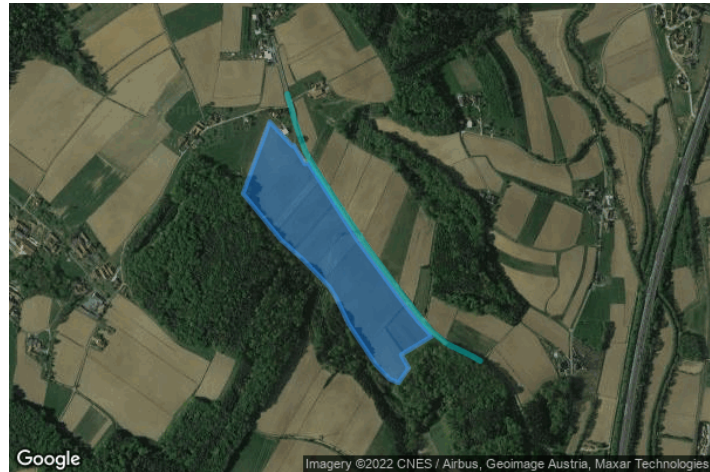
Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

Methodology V2



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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
	°	°	min	hr	min	hr	
PV array 1	15.0	230.0	9	0.1	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
Oberbuch	9	0.1	0	0.0

# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV array 1

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

**Tilt:** 15.0°

**Orientation:** 230.0°

**Rated power:** -

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

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	47.245099	15.983741	368.10	1.50	369.60
2	47.245084	15.983609	368.06	1.50	369.56
3	47.245554	15.983198	370.31	1.50	371.81
4	47.245527	15.983143	370.20	1.50	371.70
5	47.246128	15.982317	372.34	1.50	373.84
6	47.244347	15.981342	372.75	1.50	374.25
7	47.243200	15.982732	360.28	1.50	361.78
8	47.242708	15.983542	357.62	1.50	359.12
9	47.242031	15.984507	353.67	1.50	355.17
10	47.241762	15.984754	351.93	1.50	353.43
11	47.241115	15.985209	349.96	1.50	351.46
12	47.240095	15.986212	342.97	1.50	344.47
13	47.239746	15.986711	340.70	1.50	342.20
14	47.239655	15.987039	343.60	1.50	345.10
15	47.240022	15.987409	352.37	1.50	353.87
16	47.240350	15.987135	352.40	1.50	353.90
17	47.240811	15.988262	351.12	1.50	352.62
18	47.241157	15.987776	352.38	1.50	353.88
19	47.241554	15.987304	354.05	1.50	355.55
20	47.243170	15.985545	360.89	1.50	362.39

# Route Receptors

Name: Oberbuch

Path type: Two-way

Observer view angle: 30.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	47.246812	15.982966	369.82	2.50	372.32
2	47.246120	15.983245	368.85	2.50	371.35
3	47.245378	15.983631	368.83	2.50	371.33
4	47.244966	15.983985	367.75	2.50	370.25
5	47.244034	15.984876	365.11	2.50	367.61
6	47.242970	15.985941	360.20	2.50	362.70
7	47.241911	15.987094	353.80	2.50	356.30
8	47.241288	15.987808	351.58	2.50	354.08
9	47.240923	15.988259	350.40	2.50	352.90
10	47.240608	15.988839	348.54	2.50	351.04
11	47.240328	15.989702	345.05	2.50	347.55
12	47.240200	15.990030	344.84	2.50	347.34

# Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array 1	15.0	230.0	9	0.1	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
Oberbuch	9	0.1	0	0.0

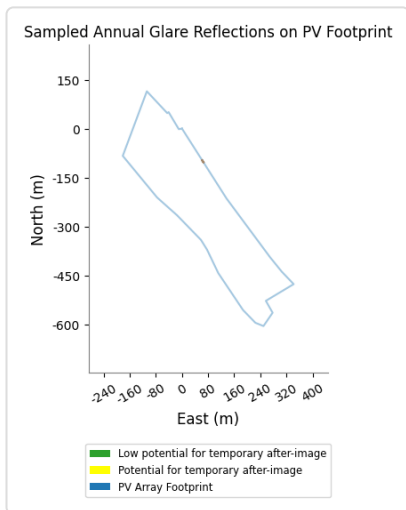
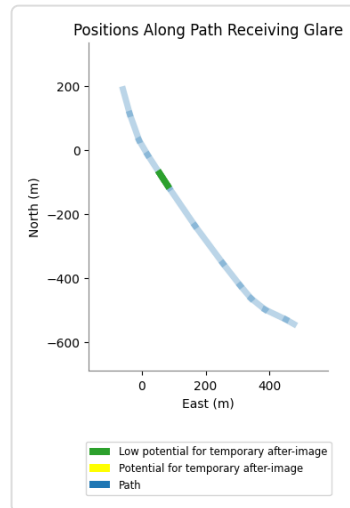
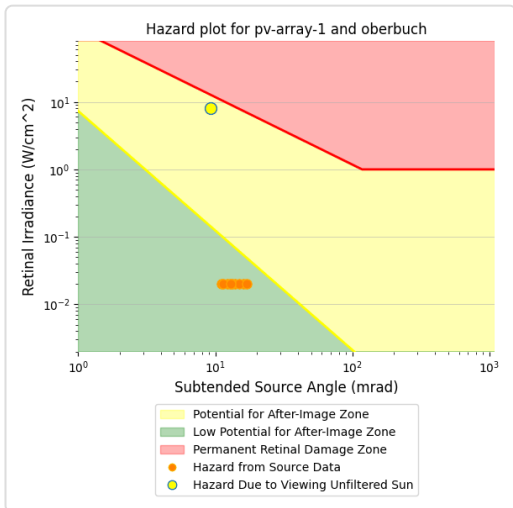
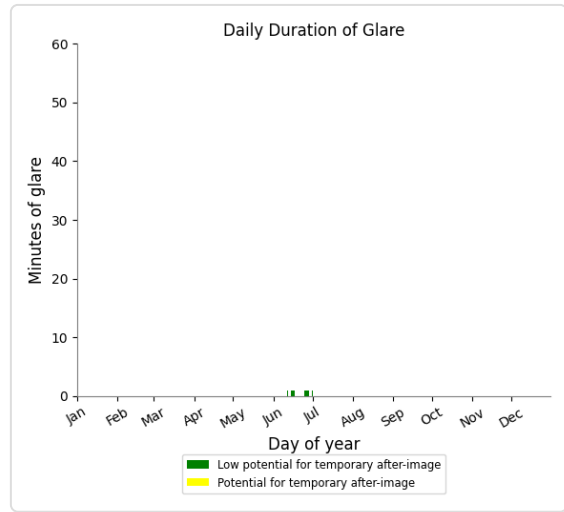
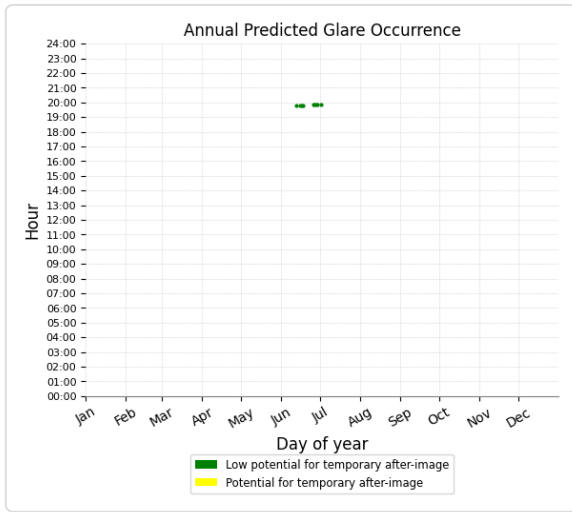
## PV: PV array 1 low potential for temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Oberbuch	9	0.1	0	0.0

# PV array 1 and Oberbuch

Receptor type: Route  
 0 minutes of yellow glare  
 9 minutes of green glare



# Assumptions

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **PV-Buch-St Magdalena**

Site configuration: **PV-Buch-St\_Magdalena-tracker\_Rest10**

Created 17 Nov, 2022

Updated 17 Nov, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 79607.13754

Category 5 MW to 10 MW

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

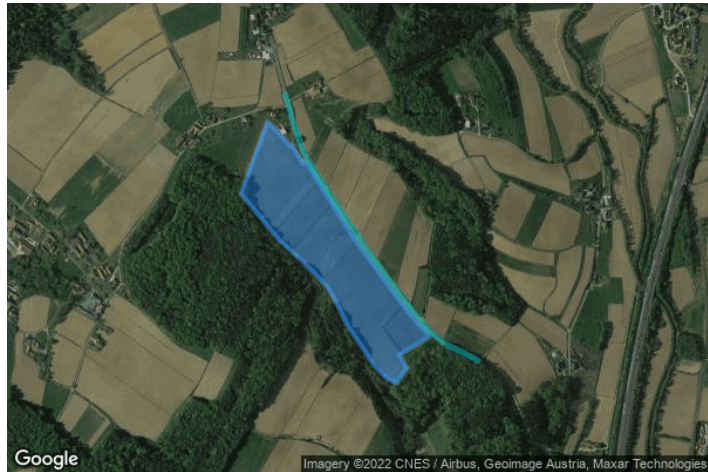
Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

Methodology V2



## Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
			min	hr	min	hr	
PV Oberbuch	SA tracking	SA tracking	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
Oberbuch	0	0.0	0	0.0



# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV Oberbuch

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Backtracking:** Shade

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Max tracking angle:** 50.0°

**Resting angle:** 10.0°

**Ground Coverage Ratio:** 0.5

**Rated power:** -

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

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	47.245099	15.983741	368.10	2.15	370.25
2	47.245084	15.983609	368.06	2.15	370.21
3	47.245554	15.983198	370.31	2.15	372.46
4	47.245527	15.983143	370.20	2.15	372.35
5	47.246128	15.982317	372.34	2.15	374.49
6	47.244347	15.981342	372.75	2.15	374.90
7	47.243200	15.982732	360.28	2.15	362.43
8	47.242708	15.983542	357.62	2.15	359.77
9	47.242031	15.984507	353.67	2.15	355.82
10	47.241762	15.984754	351.93	2.15	354.08
11	47.241115	15.985209	349.96	2.15	352.11
12	47.240095	15.986212	342.97	2.15	345.12
13	47.239746	15.986711	340.70	2.15	342.85
14	47.239655	15.987039	343.60	2.15	345.75
15	47.240022	15.987409	352.37	2.15	354.52
16	47.240350	15.987135	352.40	2.15	354.55
17	47.240811	15.988262	351.12	2.15	353.27
18	47.241157	15.987776	352.38	2.15	354.53
19	47.241554	15.987304	354.05	2.15	356.20
20	47.243170	15.985545	360.89	2.15	363.04

# Route Receptors

**Name:** Oberbuch  
**Path type:** Two-way  
**Observer view angle:** 30.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	47.246812	15.982966	369.82	2.50	372.32
2	47.246120	15.983245	368.85	2.50	371.35
3	47.245378	15.983631	368.83	2.50	371.33
4	47.244966	15.983985	367.75	2.50	370.25
5	47.244034	15.984876	365.11	2.50	367.61
6	47.242970	15.985941	360.20	2.50	362.70
7	47.241911	15.987094	353.80	2.50	356.30
8	47.241288	15.987808	351.58	2.50	354.08
9	47.240923	15.988259	350.40	2.50	352.90
10	47.240608	15.988839	348.54	2.50	351.04
11	47.240328	15.989702	345.05	2.50	347.55
12	47.240200	15.990030	344.84	2.50	347.34

# 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 Oberbuch	SA tracking	SA tracking	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
Oberbuch	0	0.0	0	0.0

## PV: PV Oberbuch no glare found

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
Oberbuch	0	0.0	0	0.0

## PV Oberbuch and Oberbuch

Receptor type: Route

No glare found

# Assumptions

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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