

Blendg c en

Blend irk ng der PV Anlage Pen ling

Analyse der potent ellen Blendw rkung der PV Anlage
Pentl ng/Po gn n der Oberpfalz (Bayern)

SolPEG GmbH
Solar Power Exper Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
nfo@solpeg.de
<http://www.solpeg.de>

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
2	Systembeschreibung.....	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	6
2.3	Fotos des Standortes	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	9
3.4	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
4	Ergebnisse	12
4.1	Übersicht	12
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1.....	13
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2 - P4	14
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	17
5.1	Zusammenfassung	17
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	17
6	Schlussbemerkung	17

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Pentling/Poign

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Südwerk GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Pentling/Poign“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A93 sowie die Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) bzw. gemäß der daraus resultierenden sog. Licht-Leitlinie¹ sind technische Anlagen, die das Sonnenlicht reflektieren, so auszuführen, dass es bei Anwohnern und Verkehrsteilnehmern nicht zu erheblichen Störungen kommt. Die Licht-Leitlinie wurde durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und dient als Basis für Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Pentling/Poign“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Anwohner der umliegenden Gebäude und Verkehrsteilnehmer der Bundesautobahn A93.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage, eine Analyse der Blendwirkung vor Ort ist nicht Bestandteil des Auftrags.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.cost-lonne.eu/wp-content/uploads/2015/11/LAI_RL_Licht_09_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem Waldgebiet ca. 2 km südlich der Ortschaft Pentling in Oberpfalz (Bayern), ca. 10 km nordwestlich von Hof. Die Anlage ist in zwei separate Teilflächen unterteilt, die sich auf einer Länge von ca. 390 m entlang der Autobahn A93 befinden. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A93 sowie zu Gas- und Benzinleitungen berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerflächen ca. 3 km östlich des Ortes Bad Abbach, ca. 10 km südlich von Regensburg (Oberpfalz). Die Flächen sind überwiegend eben, Südfläche mit Gefälle nach West
Koordinaten (Anlagenteil Nord)	48.932°N, 12.091°O 387 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der A93	ca. 390 m (140 m + 250 m)
Abstand zur Fahrbahn A93	ca. 50 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 700 m

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (Abschnitt Nord und Süd, schematisch)



Bild S1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansichten



Bild S2: Detailansicht der PV Anlage Nord (Quelle: Google Earth/SolPEG)

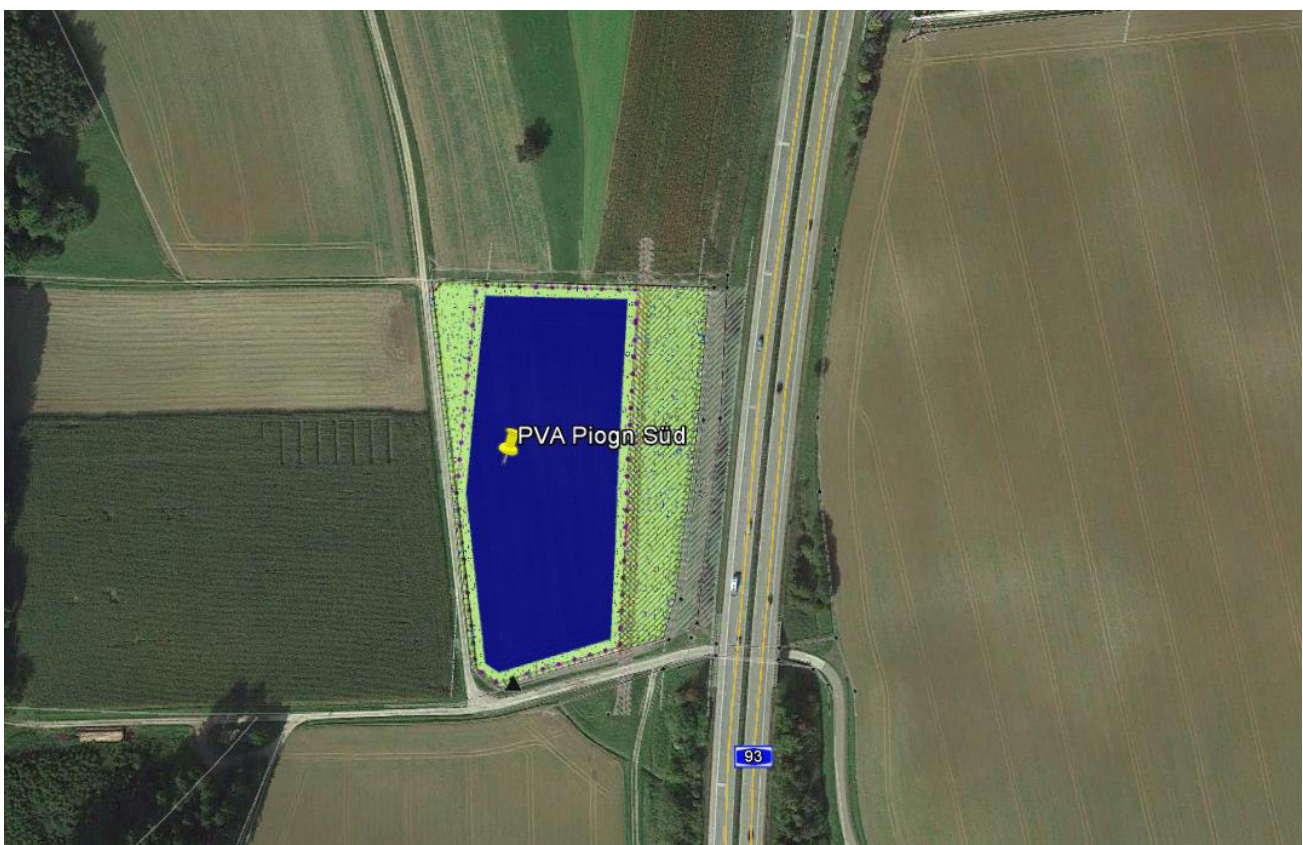


Bild S3: Detailansicht der PV Anlage Süd (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die vorwiegend südlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der Autobahn A93 sowie Gebäude der Ortschaft Poign östlich der geplanten PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude nicht von einer potentiellen Reflexion durch den Anlagenteil Nord erreicht werden. Aufgrund der Entfernung von über 600 m und des Geländeverlaufs sind die Gebäude von potentiellen Reflexion durch den Anlagenteil Süd nicht beeinträchtigt. Vor diesem Hintergrund wird der Standort der Poign nicht weiter analysiert.



Bild S4: Gebäude der Ortschaft Poign im Osten der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.3 Fotos des Standortes

Die folgenden Bilder sollen einen Eindruck von den Gegebenheiten vor Ort vermitteln.



Bild S5: Blick vom Anlagenteil Nord Richtung West (A93) (Quelle: Auftraggeber)



Bild S6: Blick vom Anlagenteil Süd Richtung Norden (Quelle: Auftraggeber)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des reflektierten Lichtes auf 2-6 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau:

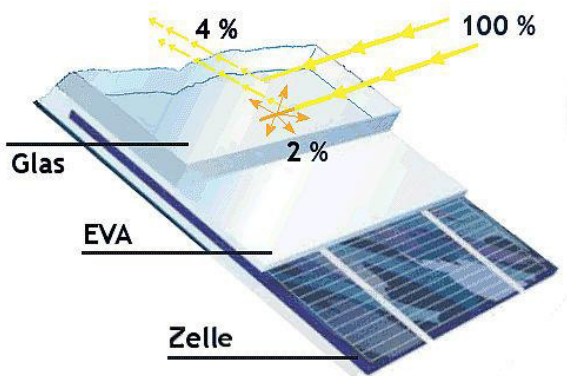


Bild S7: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild S8: Diffuse Reflexion von direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

3.3 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Die folgenden Skizzen verdeutlichen die Konstruktion der Modulinstallation.

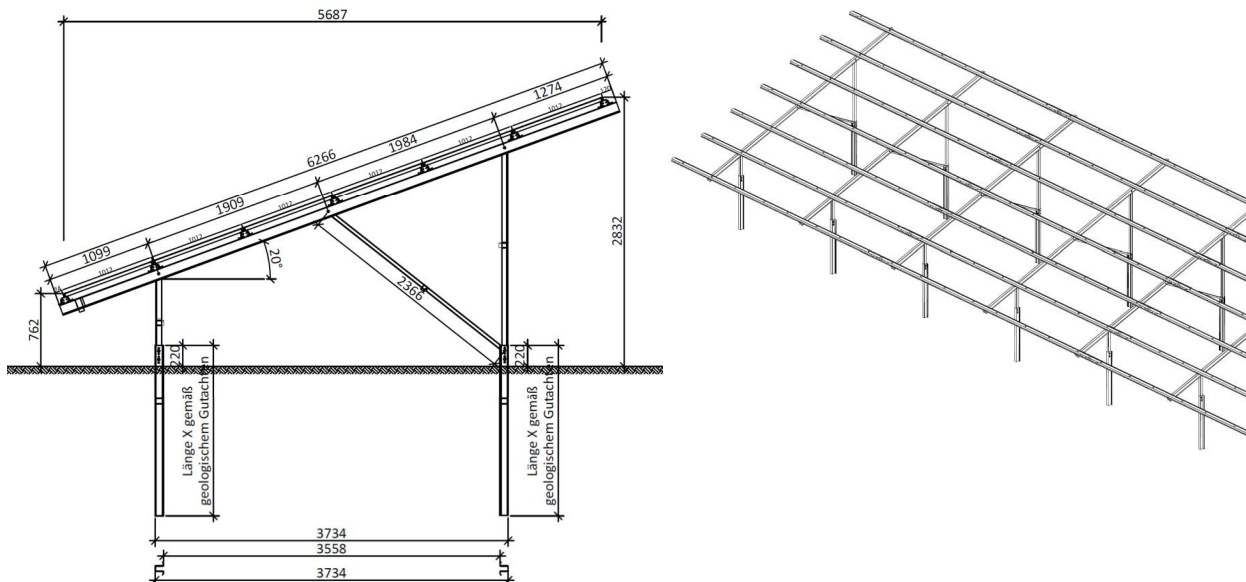


Bild S9: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

Die für die Untersuchung der Reflexion wesentlichen Parameter der PV Anlage sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	REC, Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module horizontal übereinander
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,76 m, max. 2,83 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Messpunkte an der A93 P1-P4	4 Messpunkte (siehe Skizze S11)
Messpunkte an Gebäuden Poign	nicht relevant
Höhe Messpunkte	2 m (über Boden)
Mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer	2 m (über Boden)

3.4 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA² zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_P , Azimut α_P) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_P) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

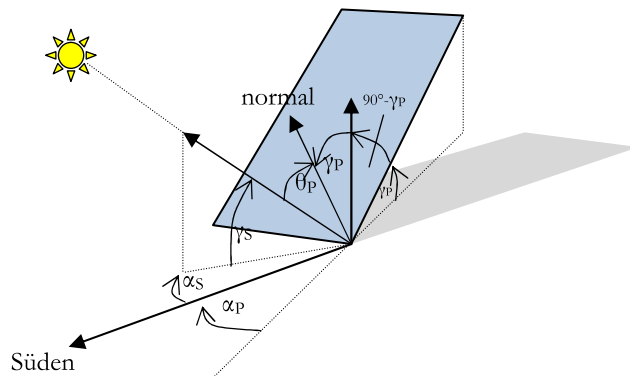


Bild S10: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus wirtschaftlichen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. In der Regel werden exemplarisch 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Auswahl der Messpunkte erfolgt anhand der Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz von potentiellen Reflexionen nicht erreicht werden.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Pentling/Poign wurden insgesamt 4 exemplarische Messpunkte im Verlauf der A93 bzw. R30 festgelegt. Für die jeweiligen Standorte wurden die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt.

Umliegende Gebäude wurden nicht weiter untersucht da aufgrund der Distanz zur Immissionsquelle die Wahrnehmung von Reflexionen sehr unwahrscheinlich ist.

Die folgende Übersicht zeigt die beiden PV Felder und die 4 gewählten Messpunkte P1-P4:



Bild S11: Übersicht über die beiden PV Felder und die gewählten Messpunkte P1–P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4 Ergebnisse

4.1 Übersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage „Pentling/Poign“ wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Die folgende Tabelle zeigt die potentielle Blendwirkung durch beide Teilfelder der PV Anlage an den jeweiligen Messpunkten. Die Einstufung „Gering“ bzw. „Minimal“ entspricht den Berechnungsergebnissen zur Leuchtdichte und -dauer, und wird im Anhang auch farblich dargestellt.

- „Minimal“, Minimales Potential für temporäre Nachbilder
- „Gering“, Potential für temporäre Nachbilder
- „Vorhanden“, Potential für Augenschädigung

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung der PV Teilflächen auf die jeweiligen Messpunkte

Messpunkt	Potentielle Blendwirkung durch PV Fläche 1 (Nord)	Potentielle Blendwirkung durch PV Fläche 2 (Süd)
P1 Einmündung auf R30	Minimal*	Keine
P2 Autobahn A93	Minimal*	Keine
P3 Autobahn A93	Minimal*	Keine
P4 Autobahn A93	Keine	Gering*

* Reflexion kann vom Fahrzeugführer nur wahrgenommen werden, wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet und in Richtung der auf- bzw. untergehenden Sonne gerichtet wird.

Wie bereits in Abschnitt 3.4 dargelegt, kann der Sichtschutz durch umliegende Bäume nicht berechnet werden. Daher wird die in der Tabelle als „Gering“ eingestufte Blendwirkung in der Praxis üblicherweise noch geringer ausfallen.

Die Licht-Leitlinie und auch die Fachliteratur enthalten keine einheitlichen Empfehlungen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht. Auch unter den Experten gibt es keine einheitliche Meinung ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Da in der Blendanalyse der Blickwinkel an einzelnen Messpunkten mit 360° definiert ist, sind Reflexionen am Messpunkt P2-P4 im Verlauf der A93 aufgeführt, obwohl die Reflexion aus einer Richtung kommt, die für den Fahrzeugführer nicht relevant ist.

Die Angabe der Dauer der Blendwirkung mit Minuten pro Tag bzw. pro Jahr⁵ ist diesem Fall nicht plausibel, daher wird hier lediglich die Kategorie der Blendwirkung ausgewiesen. Weitere Details befinden sich im Anhang.

⁵ Lt. BImSchG sollte die Blenddauer maximal 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr betragen.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1

Am Messpunkt P1 auf der R30 kann es bei der Fahrt Richtung Westen gemäß Strahlenverlauf lt. Reflexionsgesetz theoretisch an 6 Minuten pro Jahr zu Reflexionen durch die PV Anlage Poign Nord kommen. Aufgrund der zeitlichen Kürze sowie der Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 190 m kann eine Blendwirkung durch die PV Anlage nahezu ausgeschlossen werden. Aufgrund des tiefen Sonnenstandes könnte eine Blendwirkung eher durch den direkten Blick in die untergehende Sonne hervorgerufen werden. Die Ergebnisse sind im Anhang aufgeführt, auf eine weitere Analyse und Ausführungen kann an dieser Stelle verzichtet werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am 21. September bei der Fahrt auf der R30 Richtung Westen (Bad Abbach). Die Abzweigung für links (Süden) auf die Staatsstraße 2143 (St 2143) Richtung Poign. Im Hintergrund die PVA Poign Nord.

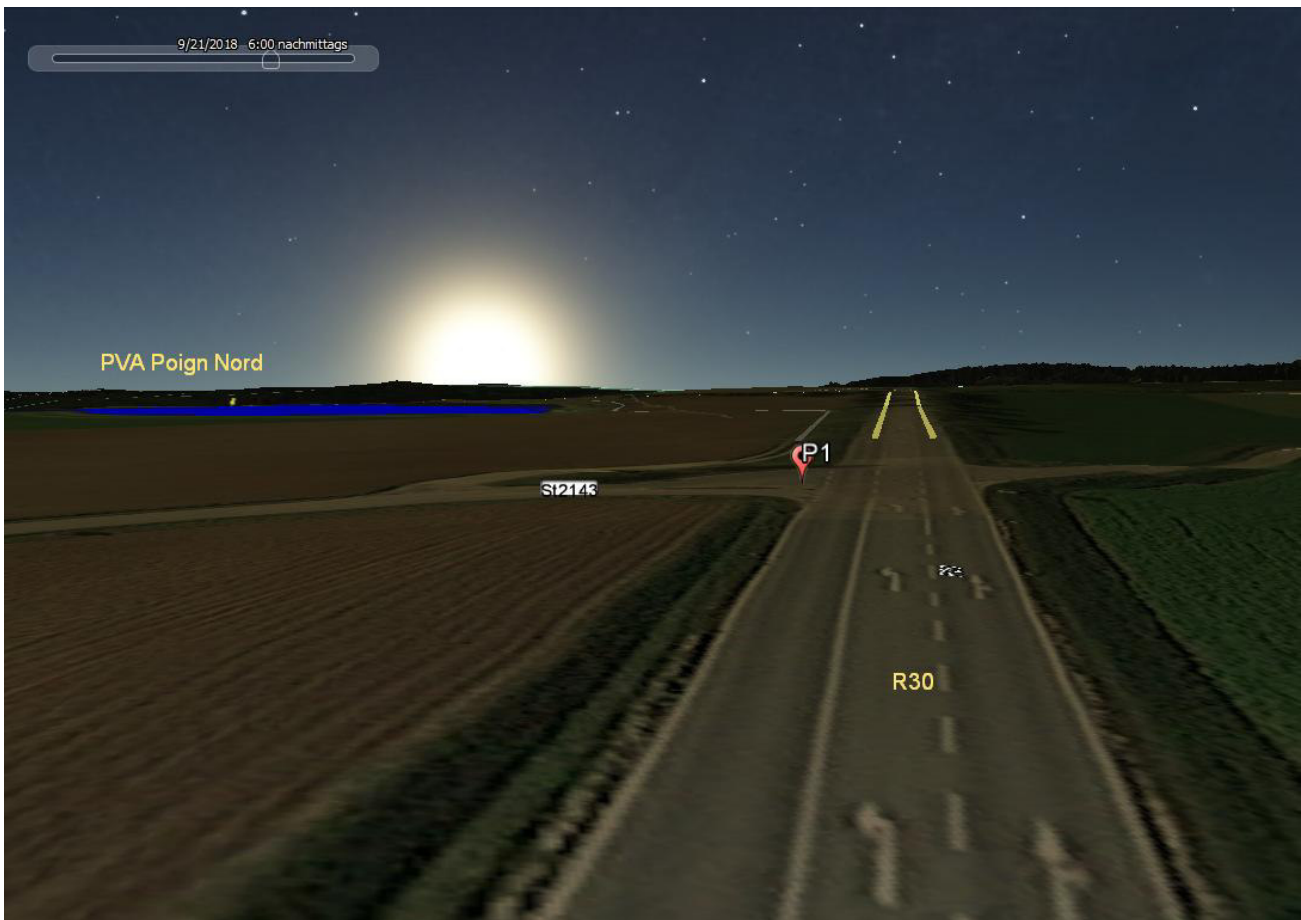


Bild S12: Abzweigung von der R30 auf die St2143 Richtung Poign (Simulation) (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2 - P4

Wie in Abschnitt 4.1 dargelegt kann es für die Messpunkte P2 - P4 auf der Autobahn A93 zu keinen Beeinträchtigungen durch Reflexionen durch die PV Anlage kommen, da diese in einem Blickwinkel auftreten, der für Fahrzeugführer nicht relevant ist (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$).

Zur Veranschaulichung wird im Folgenden dennoch die potentielle Blendwirkung für die Messpunkte dargestellt. Da die Höhenunterschiede zwischen der Autobahn und den PV Flächen nicht vollständig simuliert werden können, ist der Strahlenverlauf eher als theoretisch anzusehen.

Messpunkt P2, Fahrt Richtung Norden (Pentling):



Bild S13: Ausschnitt für Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die grüne Linie im Bild S11 symbolisiert die Fahrtrichtung (Norden). Die beiden blauen Linien stellen den Bereich dar in dem potentielle Reflexionen wahrgenommen werden könnten. Dieser liegt zwischen $+68^\circ$ und $+88^\circ$ östlich zur Fahrtrichtung und ist somit für den Fahrzeugführer nicht relevant.

Theoretisch können am Messpunkt P2 zwischen Mitte März bis Mitte Mai sowie Ende Juli bis Mitte September in einem Zeitfenster von jeweils ca. 3-20 Minuten pro Tag zwischen 05:40 Uhr und 06:30 Uhr potentiell Reflexionen wahrgenommen werden. Eine Blendwirkung ist auch aufgrund der Leuchtdichte unwahrscheinlich und wäre nur möglich wenn der Fahrzeugführer den Blick von der Fahrbahn abwendet und länger als 10-15 Sekunden direkt Richtung Osten blickt.

Skizze für Messpunkt P3, Fahrt Richtung Norden (Pentling):



Bild S14: Ausschnitt für Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die grüne Linie im Bild S12 symbolisiert die Fahrtrichtung (Norden). Die blauen Linien stellen den Bereich dar in dem potentiell Reflexionen wahrgenommen werden könnten. Dieser Bereich liegt zwischen $+65^\circ$ und $+94^\circ$ östlich der Fahrtrichtung und ist somit für den Fahrzeugführer nicht relevant.

Am Messpunkt P3 können zwischen Mitte März und Ende September in einem Zeitfenster von jeweils ca. 3-28 Minuten pro Tag zwischen 05:30 Uhr und 06:30 Uhr potentiell Reflexionen östlich der Fahrtrichtung wahrgenommen werden. Eine Blendwirkung ist auch aufgrund der Leuchtdichte unwahrscheinlich und wäre nur möglich wenn der Fahrzeugführer den Blick von der Fahrbahn abwendet und länger als 10-15 Sekunden direkt Richtung Osten blickt.

Skizze für Messpunkt P4, Fahrt Richtung Norden (Pentling):

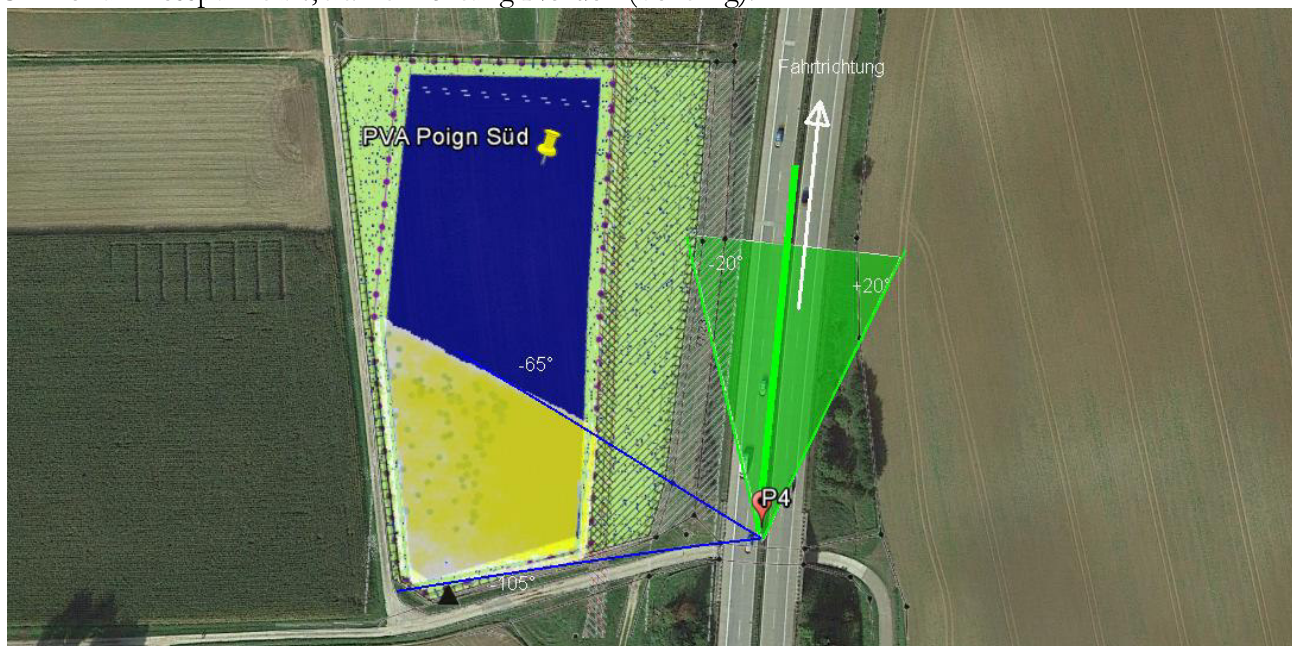


Bild S15: Ausschnitt für Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die grüne Linie im Bild S13 symbolisiert die Fahrtrichtung (Norden). Die blauen Linien stellen den Bereich dar in dem potentiell Reflexionen wahrgenommen werden könnten. Dieser Bereich liegt zwischen -65° und -105° westlich der Fahrtrichtung und ist somit für den Fahrzeugführer nicht relevant.

Am Messpunkt P4 können zwischen Ende Februar und Ende Oktober in einem Zeitfenster von jeweils ca. 6-36 Minuten pro Tag zwischen 16:55 Uhr und 17:30 Uhr potentiell Reflexionen westlich der Fahrtrichtung wahrgenommen werden. Eine Blendwirkung ist unwahrscheinlich und wäre nur möglich wenn der Fahrzeugführer den Blick von der Fahrbahn abwendet und länger als 10-15 Sekunden direkt Richtung Westen blickt. Darüber hinaus ist das Gelände Richtung Westen ca. 10% abfallend, sodass der Einfallswinkel gemäß Reflexionsgesetz zu einem geringeren Ausmaß der Reflexionen führt. Die folgende Skizze verdeutlicht den Verlauf des Geländes westlich des Messpunktes P4.

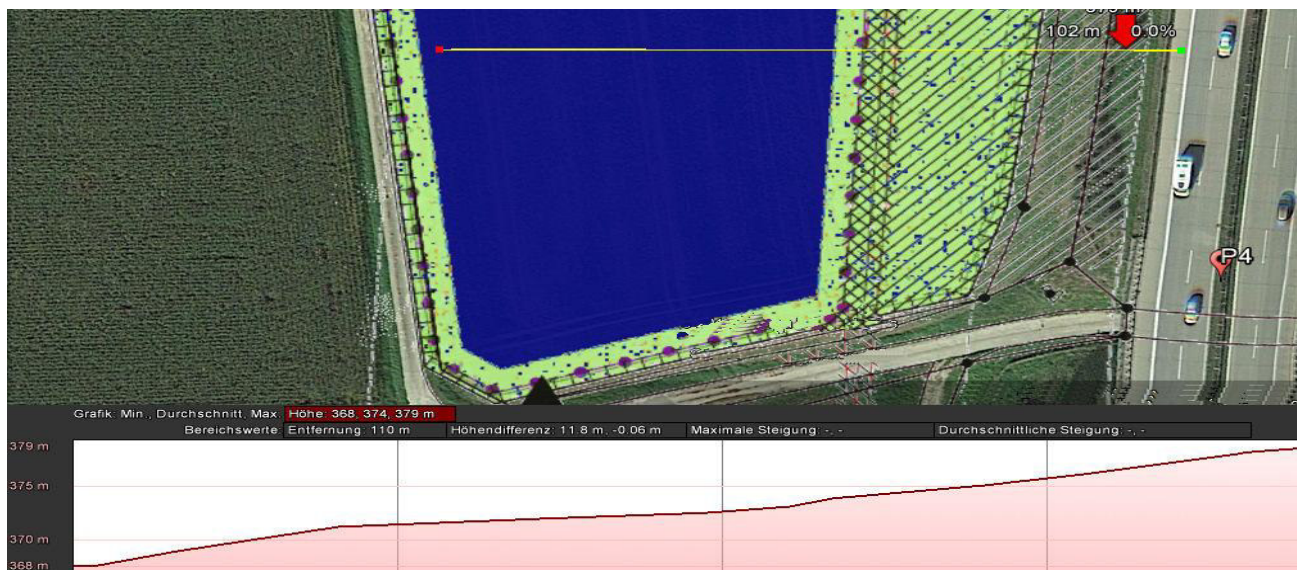


Bild S16: Ausschnitt für Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten in der Nähe der geplanten PV Anlage Pentling/Poign ergibt eine theoretische aber geringfügige und zeitlich begrenzte Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Reflexionen können nur in jeweils kurzen Zeitfenstern in den frühen Morgenstunden bzw. abends bei klaren Wetterbedingungen auftreten. Sie können nur wahrgenommen werden wenn der Fahrzeugführer den Blick von der Fahrbahn abwendet und direkt Richtung Osten bzw.- Westen blickt. Selbst im Extremfall und ohne natürliche Gegenmaßnahmen wie Augen abwenden, Augen schließen bzw. Sonnenschutz, Sonnenbrille o.ä. könnte sich eine Blendwirkung bei direktem Blick in die Reflexion über einen Zeitraum von 10-15 Sekunden nur in Form von kurzzeitigen Nachbildern bemerkbar machen.

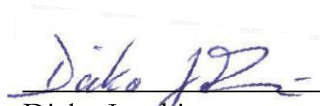
5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Pentling/Poign“ kann als „geringfügig“ klassifiziert werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Anwohner und Fahrzeugführer werden nicht beeinträchtigt. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten. Diese Einschätzung sollte ggf. nach Fertigstellung der Baumaßnahmen geprüft werden.

6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 31.01.2018


Dieko Jacobi

REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE

ERSTKLASSIGE HÖCHSTLEISTUNGSMODULE

Die Solarmodule der REC TwinPeak 2 BLK2 Serie kombinieren eine innovative Zellentechnologie für ein komplett schwarzes Moduldesign mit hoher Effizienz und hohem Ertrag. So nutzen Kunden die für die Solaranlage verfügbare Fläche bestmöglich aus.

Durch die Kombination von branchenführender Qualität und der Verlässlichkeit einer starken und etablierten Marke sind die Solarmodule der REC TwinPeak 2 BLK2 Serie die ideale Lösung für alle ästhetisch anspruchsvolle Anlagen auf privaten und gewerblichen Gebäuden weltweit.



MEHR LEISTUNG
PRO M²



HÖHERE ERTRÄGE IM
VERSCHATTUNGSFALL

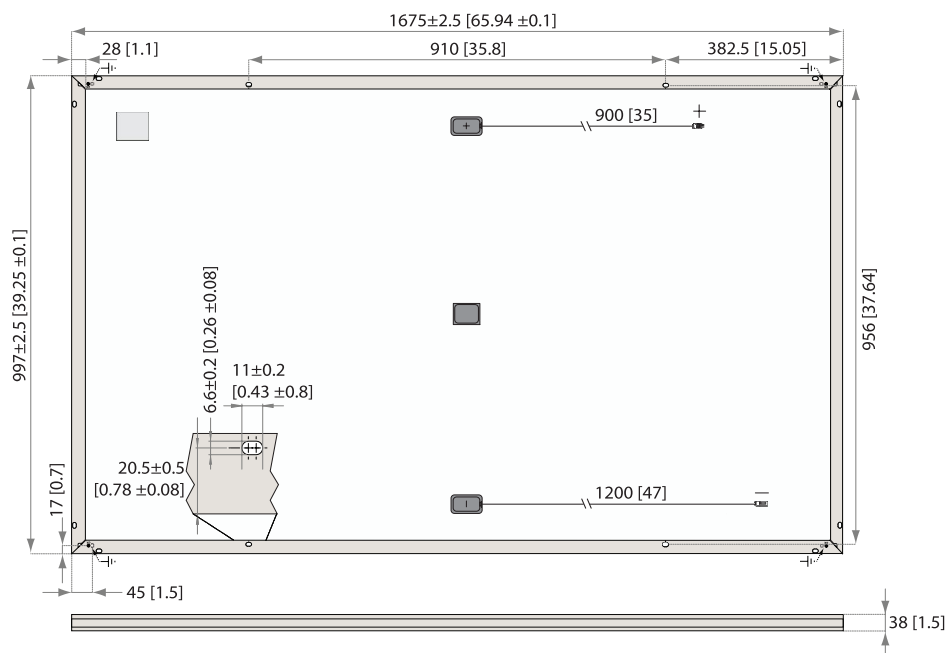


100%
PID FREI



KOMPLETT SCHWARZES MODULE FÜR
EINE HERAUSRAGENDE ERSCHEINUNG

REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE



Abmessungen in mm [in]

17,1% EFFIZIENZ

10 JAHRE PRODUKTGARANTIE

25 JAHRE LINEARE LEISTUNGSGARANTIE

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Zelltyp:	120 multikristalline PERC Halbzellen 6 Stränge mit 20 Zellen in Serie
Glas:	3,2 mm Solarglas mit antireflektiver Oberflächenbehandlung
Rückseitenfolie:	Hochbeständiges Polyester Polyolefin Konstruktion (schwarz)
Rahmen:	Eloxiertes Aluminium (schwarz)
Anschlussdose:	3-teilig, 3 Bypass Dioden, IP67 konform konform zu IEC 62790
Kabel:	4 mm ² Solarkabel, 0,9 m + 1,2 m konform zu EN 50618
Stecker:	Stäubli MC4 PV-KBT4/PV-KST4 (4 mm ²) konform zu IEC 62852, IP68 bei geschlossenen Steckern
Herkunft:	Hergestellt in Singapore

ELEKTRISCHE DATEN @ STC

Produktbezeichnung*: RECxxxTP2 BLK2

Nennleistung - P_{MPP} (Wp)	275	280	285
Leistungstoleranz - (W)	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	31,6	31,8	32,0
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	8,71	8,82	8,92
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	38,2	38,4	38,6
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	9,28	9,39	9,49
Modulwirkungsgrad (%)	16,5	16,8	17,1

Werte unter Standardmessbedingungen (STC: Luftmasse AM1,5, Einstrahlung 1000 W/m², Umgebungstemperatur 25°C), ermittelt über die gesamte Verteilung der Produktion mit einer Toleranz für U_{OC} & I_{SC} von ±3% innerhalb einer Wattklasse. Bei geringer Einstrahlung von 200 W/m, wird mindestens 95% der STC Moduleffizienz erreicht.

*xxx bezieht sich auf die angegebene Leistung (P_{MPP})@STC, und wird durch den Buchstaben BLK für Module mit schwarzem Rahmen ergänzt.

ELEKTRISCHE DATEN @ NMOT

Produktbezeichnung*: RECxxxTP2 BLK2

Nennleistung - P_{MPP} (Wp)	207	211	215
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	29,3	29,4	29,6
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	7,08	7,17	7,25
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	35,4	35,6	35,7
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	7,54	7,63	7,72

Nennbetriebstemperatur des Moduls (NMOT: Luftmasse AM1,5, Einstrahlung 800 W/m², Umgebungstemperatur 20°C, Windgeschw. 1 m/s).

*xxx bezieht sich auf die angegebene Leistung (P_{MPP})@STC, und wird durch den Buchstaben BLK für Module mit schwarzem Rahmen ergänzt.

ZERTIFIZIERUNGEN



IEC 61215, IEC 61730 & UL 1703; MCS 005, IEC 62804 (PID)
IEC 62716 (Ammoniakbeständigkeit), IEC 60068-2-68 (Blowing Sand)
IEC 61701 (Salznebel Grad 6), UNI 8457/9174 (Class A), ISO 11925-2 (Class E)
ISO 9001: 2015, ISO 14001: 2004, OHSAS 18001: 2007

takeaway Recyclingpartnerschaft Konform zur WEEE-Richtlinie:
WEEE-Reg.Nr. DE 28924578

GARANTIE

10 Jahre Produktgarantie
25 Jahre lineare Leistungsgarantie
(maximale Leistungsdegression von 0,7% p.a.)
Siehe Garantiebedingungen für weitere Details

MAXIMUM RATINGS

Betriebstemperatur:	-40 ... +85°C
Maximale Systemspannung:	1000 V
Auslegungslast (+): Schnee	367 kg/m ² (3600 Pa)*
Maximale Prüflast (+):	550 kg/m ² (5400 Pa)
Auslegungslast (-): Wind	163 kg/m ² (1600 Pa)*
Maximale Prüflast (-):	244 kg/m ² (2400 Pa)
Max. Vorsicherungswert:	25 A
Max. Rückstrom:	25 A

*Sicherheitsbeiwert 1.5

TEMPERATUREIGENSCHAFTEN*

Nennbetriebstemperatur des Moduls:	44,6°C (±2°C)
Temperaturkoeffizient P_{MPP} :	-0,36 %/°C
Temperaturkoeffizient U_{OC} :	-0,30 %/°C
Temperaturkoeffizient I_{SC} :	0,066 %/°C

*Die angegebenen Temperaturkoeffizienten sind lineare Werte

MECHANISCHE DATEN

Maße:	1675 x 997 x 38 mm
Fläche:	1,67 m ²
Gewicht:	18,5 kg

Aus einer Norwegischen Gründung im Jahr 1996 heraus hat sich REC zu einer führenden, vertikal integrierten Solarenergiefirma entwickelt. Mit der eigenen Herstellung von Silizium, Wafern, Zellen und Modulen versorgt REC die Welt verlässlich mit sauberer Energie. Dank unserer bekannten Produktqualität erfreuen wir uns einer der niedrigsten Reklamationsraten in der Industrie. REC gehört zu Bluestar Elkem mit Hauptsitz in Norwegen und operativen Geschäftssitz in Singapur. Mit mehr als 2.000 Mitarbeitern weltweit produzieren wir jährlich Qualitätsmodule mit 1,4 GW.



www.recgroup.com



GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Pentling

Project site configuration details and results.



Created **Jan. 31, 2018 9:53 a.m.**
 Updated **Jan. 31, 2018 10:02 a.m.**
 DNI varies and peaks at **1,000.0 W/m²**
 Analyze every **1 minute(s)**
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
 Site Configuration ID: 14593.1215

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

PV name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh
Nord	20.0	180.0	5,430	6	-
Sued	20.0	180.0	90	8,162	-

Component Data

PV Array(s)

Name: Nord
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.930459	12.089617	385.05	2.00	387.05
2	48.932426	12.090100	387.71	2.00	389.71
3	48.932644	12.091076	388.43	2.00	390.43
4	48.933159	12.091559	388.33	2.00	390.33
5	48.933053	12.092814	386.26	2.00	388.26
6	48.932433	12.092364	385.50	2.00	387.50
7	48.931954	12.091699	385.28	2.00	387.28
8	48.931714	12.091012	385.61	2.00	387.61
9	48.930530	12.090776	383.67	2.00	385.67



Name: Sued
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.16 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.929336	12.086742	368.45	2.00	370.45
2	48.929286	12.087697	375.26	2.00	377.26
3	48.927982	12.087547	368.37	2.00	370.37
4	48.927862	12.086838	366.34	2.00	368.34
5	48.928666	12.086688	367.32	2.00	369.32



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.933112	12.095218	382.88	2.00	384.88
OP 2	48.932694	12.089392	386.80	2.00	388.80
OP 3	48.930615	12.088813	383.03	2.00	385.03
OP 4	48.928106	12.088319	378.02	2.00	380.02

PV Array Results

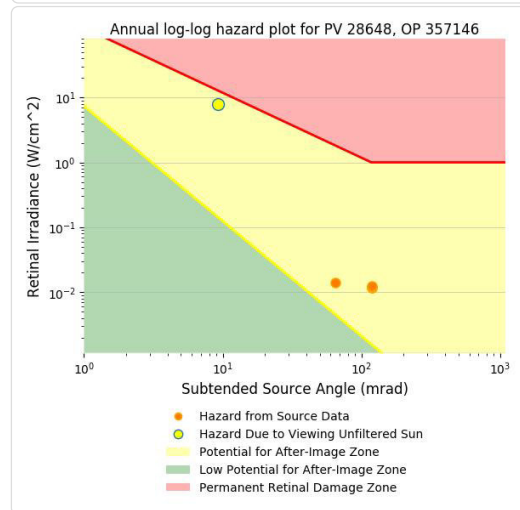
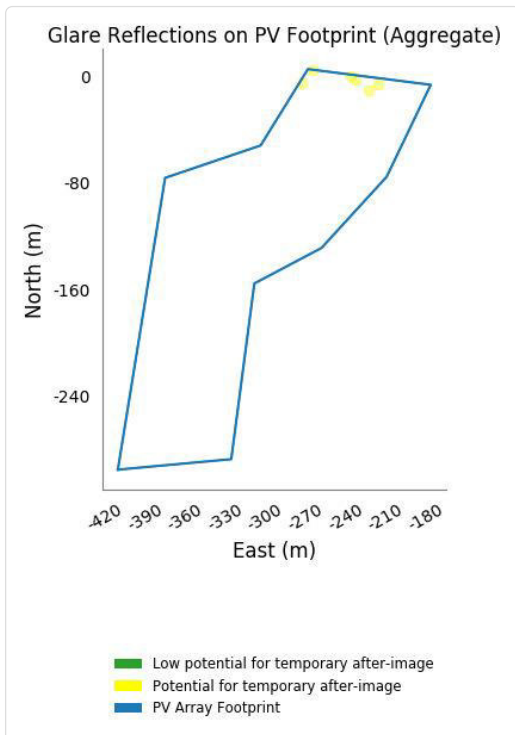
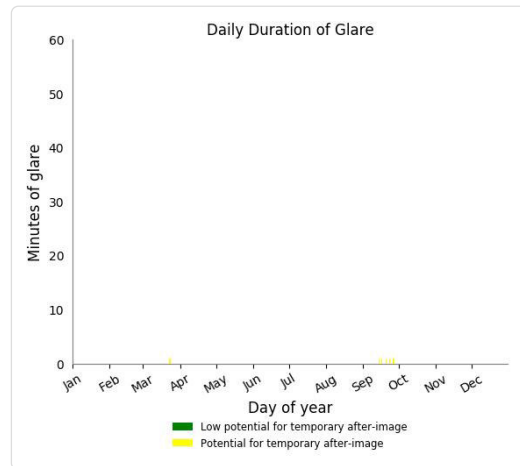
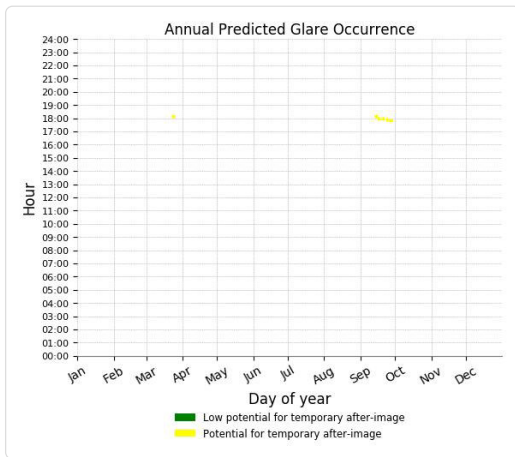
Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	6
OP: OP 2	1282	0
OP: OP 3	4148	0
OP: OP 4	0	0

Nord - OP Receptor (OP 1)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

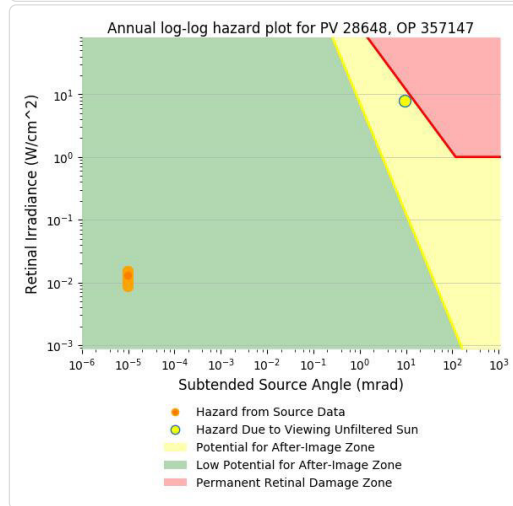
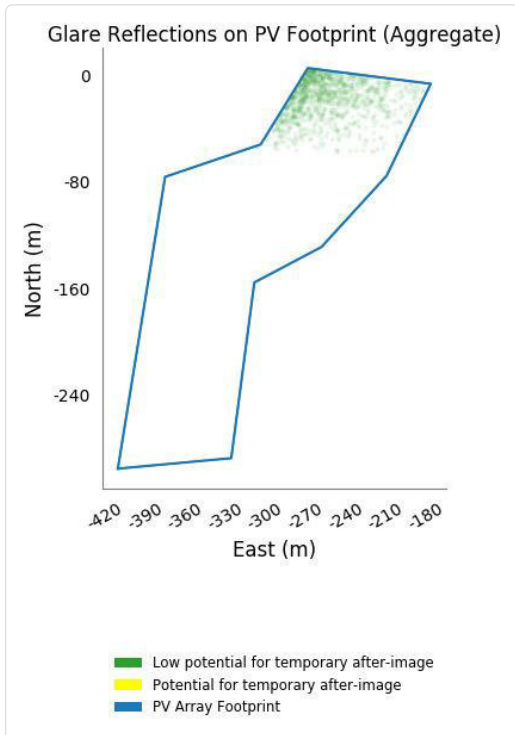
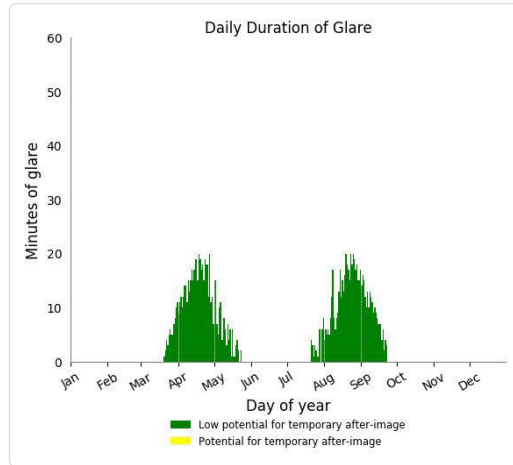
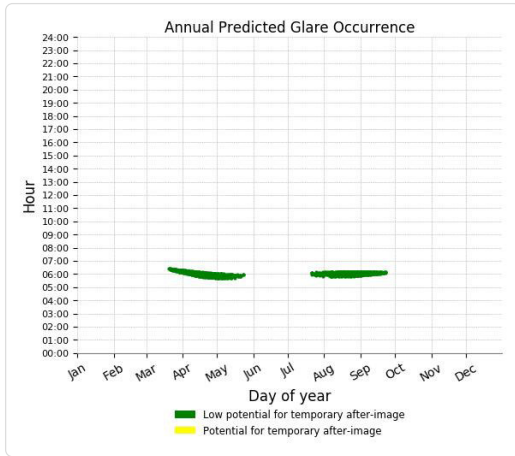
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 6 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Nord - OP Receptor (OP 2)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

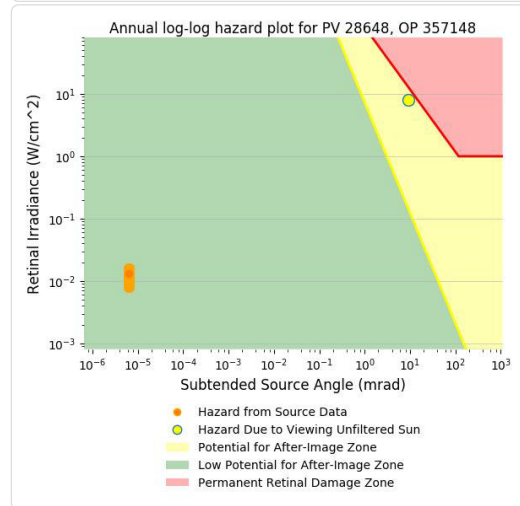
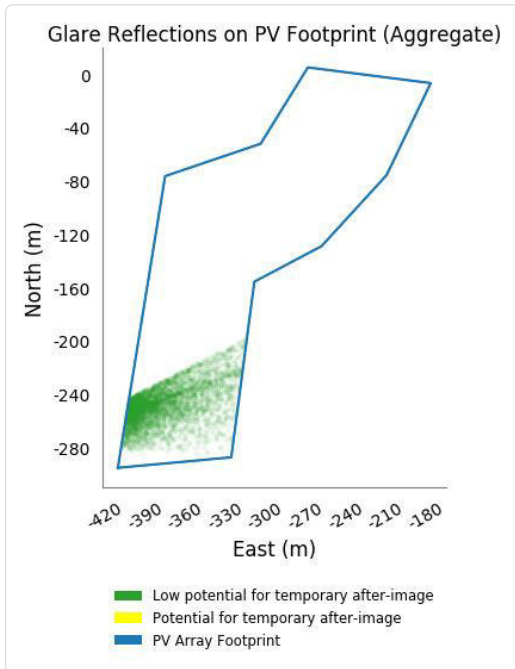
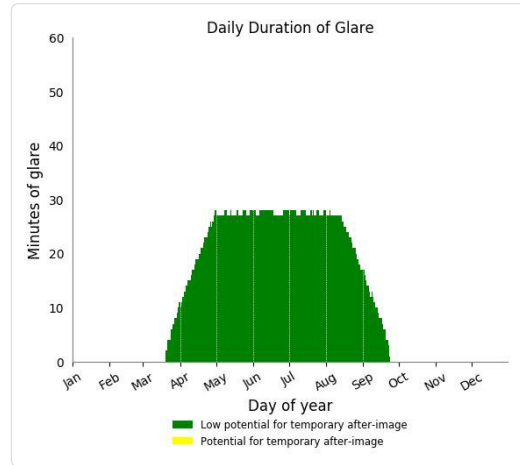
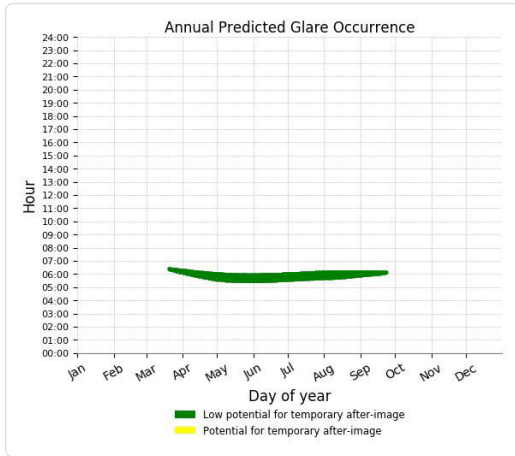
- 1,282 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Nord - OP Receptor (OP 3)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 4,148 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Nord - OP Receptor (OP 4)

No glare found

Sued potential temporary after-image

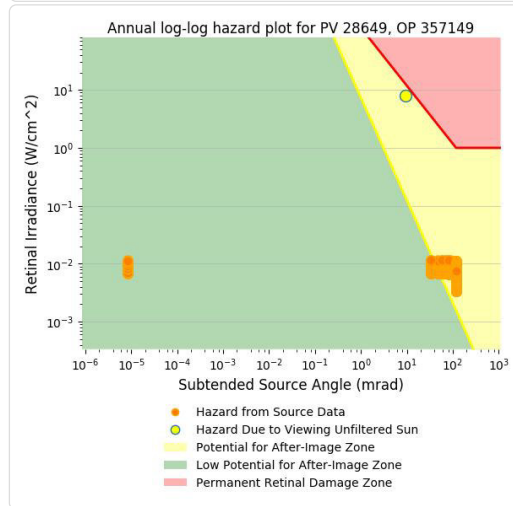
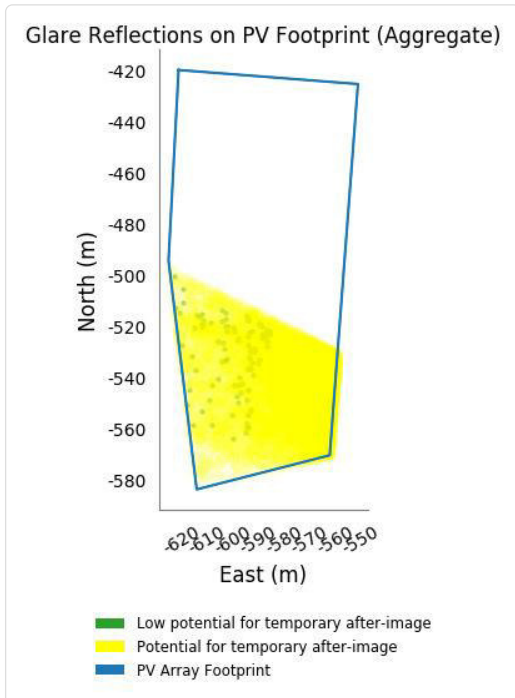
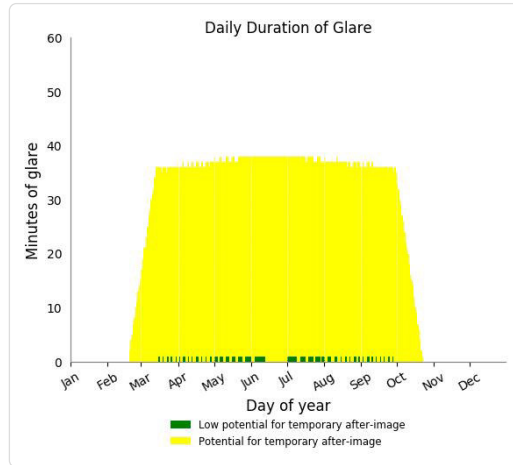
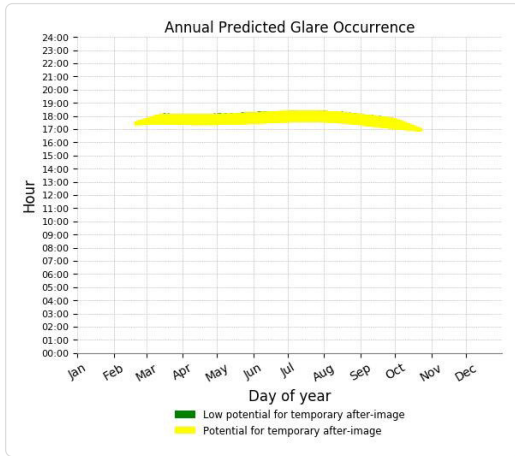
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	90	8162

Sued - OP Receptor (OP 1)*No glare found***Sued - OP Receptor (OP 2)***No glare found***Sued - OP Receptor (OP 3)***No glare found*

Sued - OP Receptor (OP 4)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 90 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 8,162 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values may differ.
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.