SolPEG
Solar Power Expert Group

SolPEG Blendgutachten
Solarpark Linnich

Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage in Linnich in Nordrhein-Westfalen

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

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Inhalt

1 Auftrag 3
1.1 Beauftragung 3
1.2 Hintergrund und Auftragsumfang 3
2 Systembeschreibung 4
2.1 Standort Übersicht 4
3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung 7
3.1 Rechtliche Hinweise 7
3.2 Blendwirkung von PV Modulen 7
3.3 Berechnung der Blendwirkung 9
3.4 Technische Parameter der PV Anlage 10
3.5 Standorte für die Analyse 11
3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren 12
4 Ergebnisse 15
4.1 Ergebnisübersicht 15
5 Zusammenfassung der Ergebnisse 16
6 Schlussbemerkung 16
7 Anhang ..... 17 - 22

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Linnich

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Linnich“ für die Verkehrsteilnehmer der angrenzenden Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie[1], die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Linnich“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der B57 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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 potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle widergegeben, 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.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich nördlich der Ortschaft Linnich in Nordrhein-Westfalen, ca. 10 km östlich von Geilenkirchen. Ca. 60 m südwestlich der Fläche verläuft die B57. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche nördlich der Ortschaft Linnich, ca. 10 km östlich von Geilenkirchen in Nordrhein-Westfalen. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	50.989°N, 6.267°O 60 m ü.N.N.
Abstand zur B57	ca. 60 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 270 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

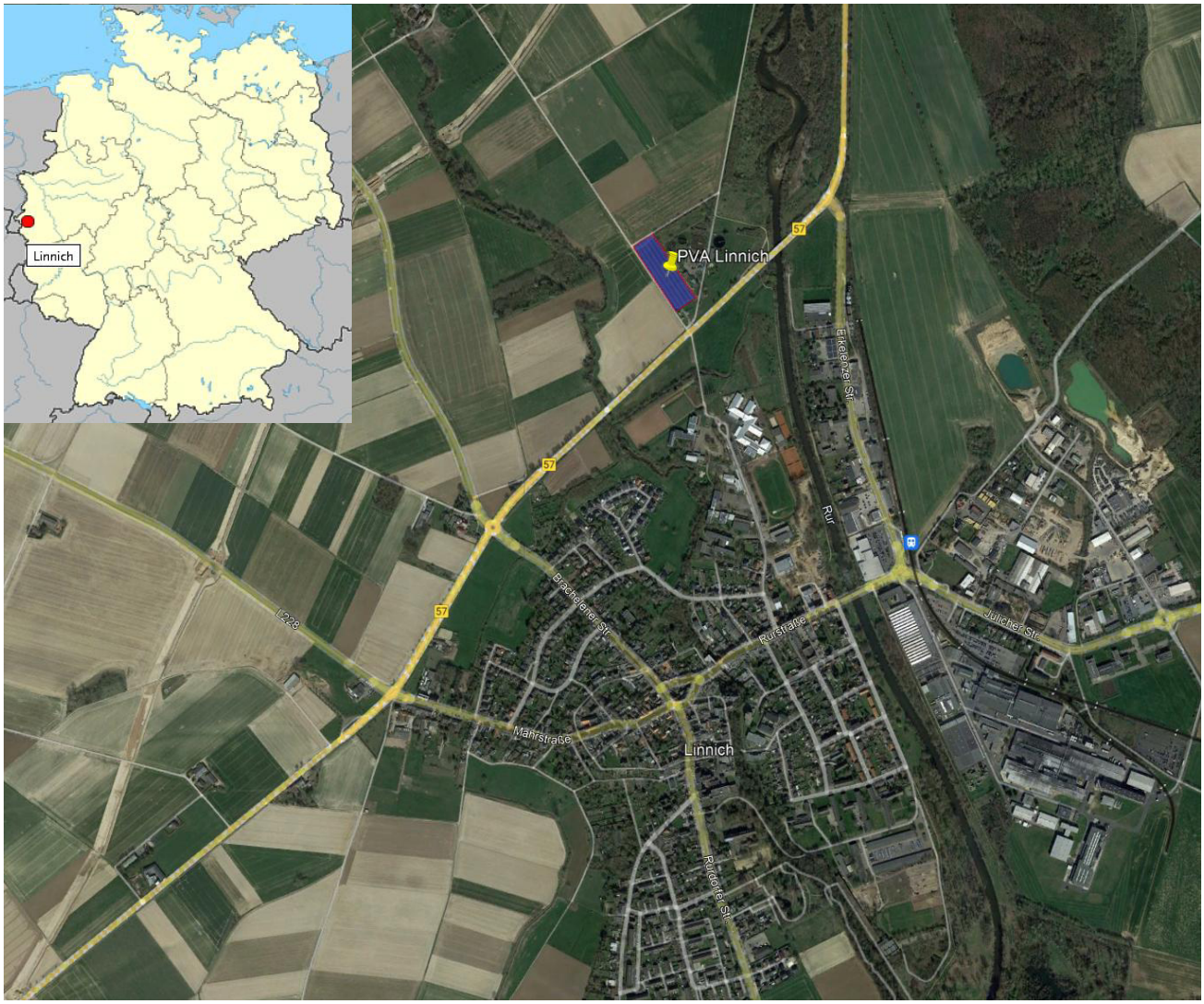


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV Anlage

Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Das folgende Foto zeigt den Blick von der B57 Richtung Norden auf die Fläche der PV Anlage

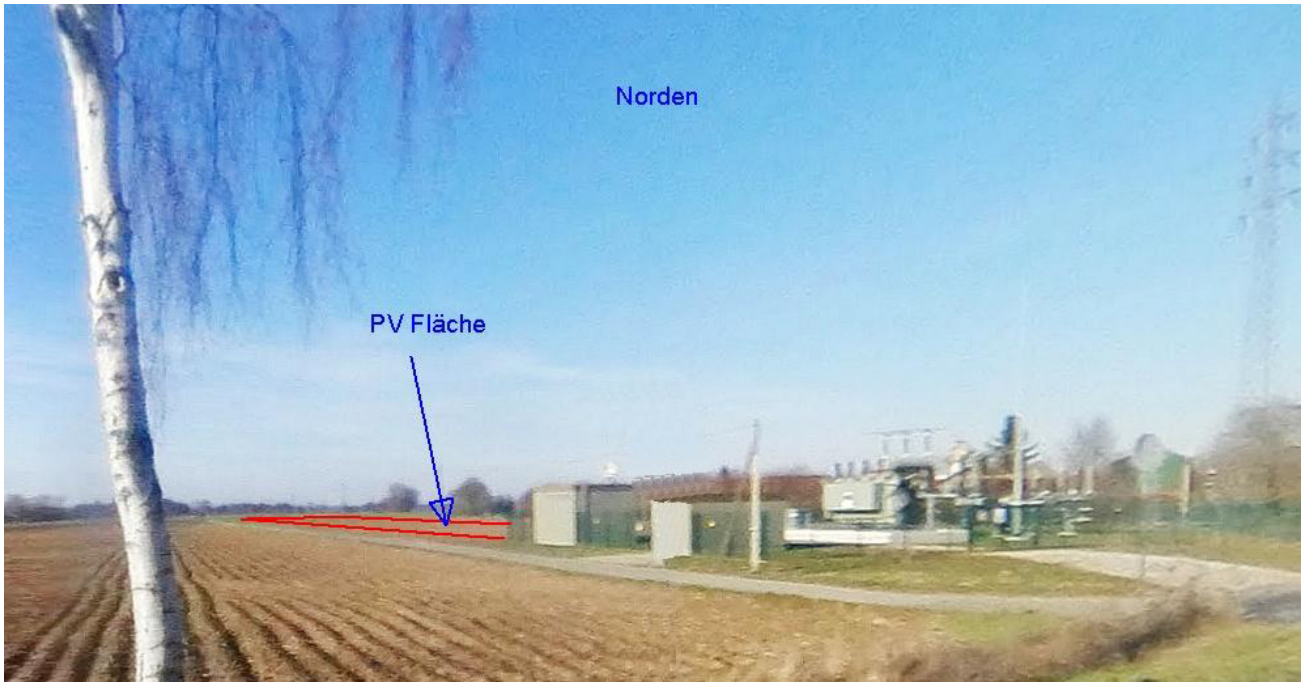


Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: Google StreetView, WMM1966, Ausschnitt)

Das folgende Luftbild (leicht verzerrt) zeigt den Blick Richtung Süden auf die Fläche der PV Anlage. Links im Bild verläuft die B57.

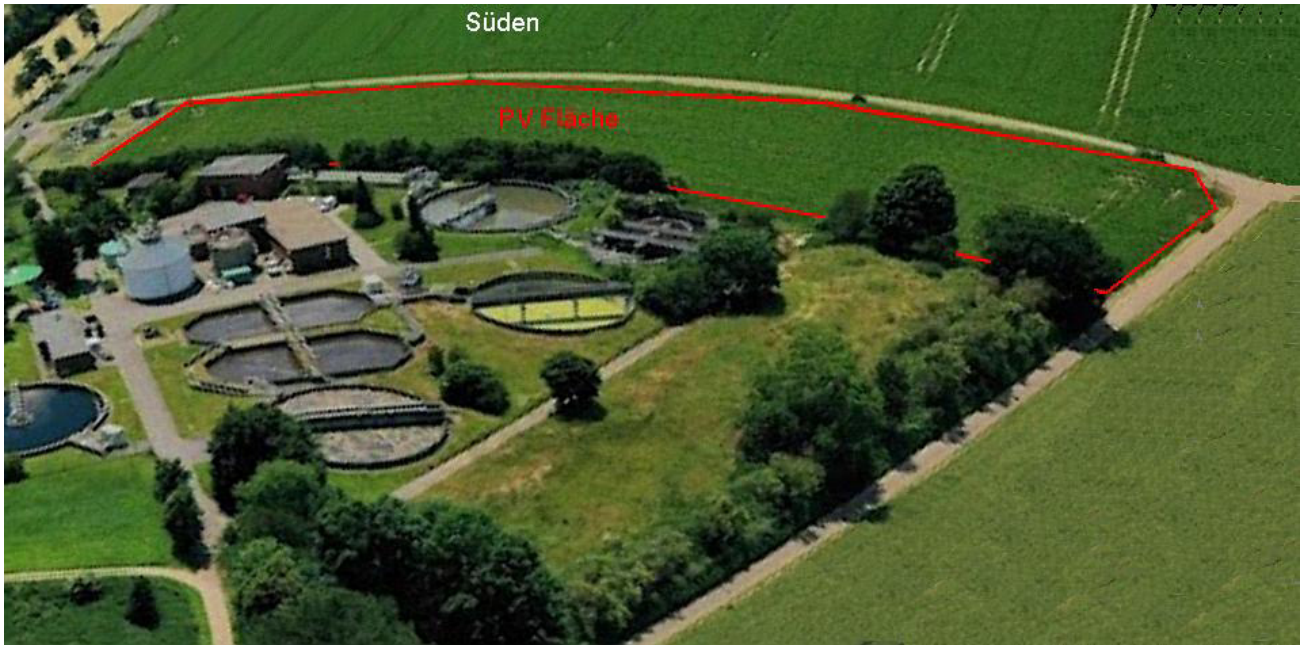


Bild 2.1.5: Luftbild der PV Fläche (Quelle: Luftbild AG, Ausschnitt)

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

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 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

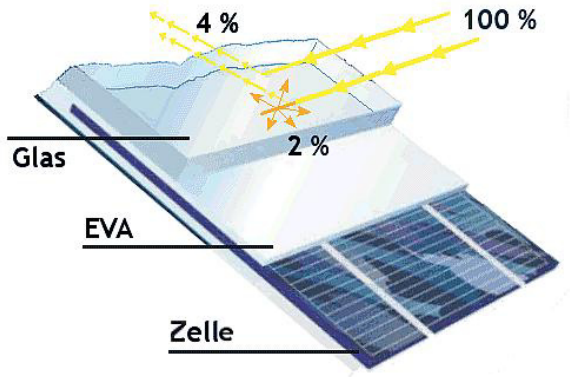


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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:

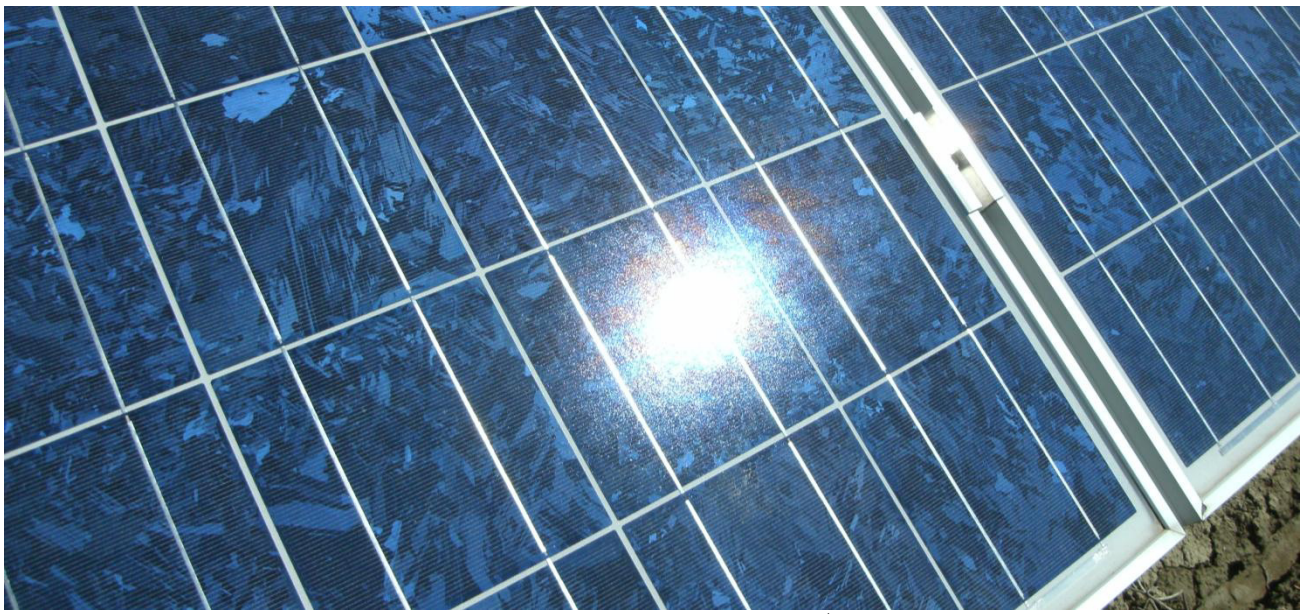


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.

Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

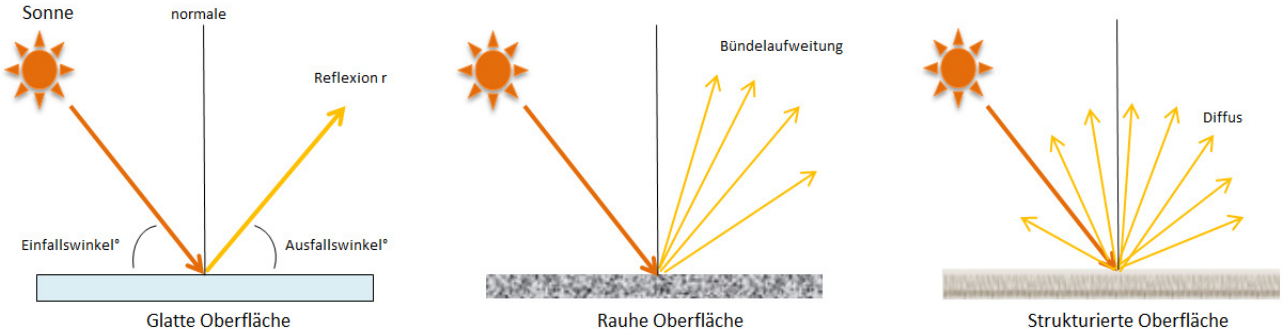


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Astronergy mit extrem eisenarmen Solarglas mit Anti-Reflexbeschichtung zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.
Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Outer dimensions (L x W x H)	2384 x 1303 x 35 mm
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	3.2 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

3.3 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, Lambertsches 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 FAA[2] 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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_P) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

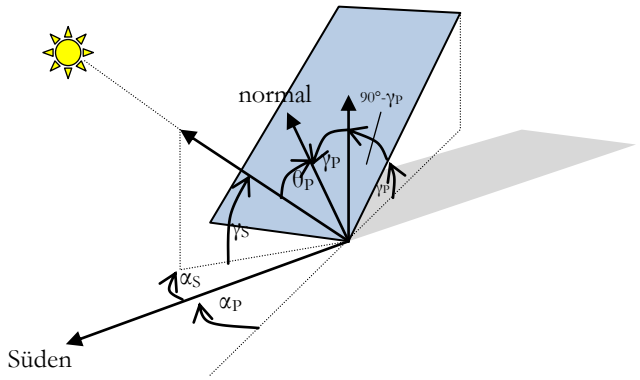


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionsschicht) 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-Leitlinie[3] wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories[4], 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

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

3.4 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. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

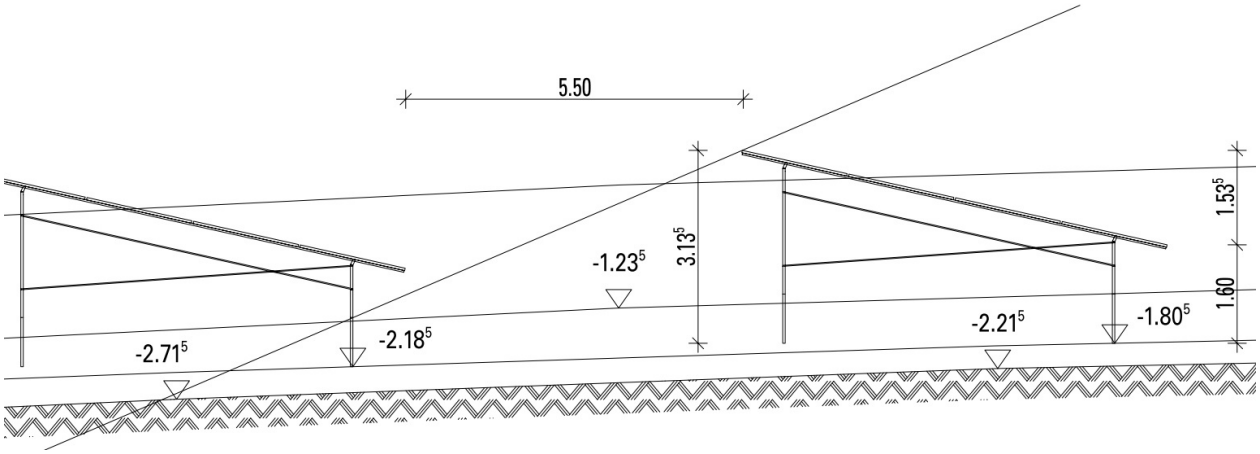


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Astronergy (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander (4P)
Ausrichtung (Azimut)	235° (Süden = 180°)
Modulneigung	10°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,80 m, max. ca. 2,35 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer[5]	Fahrtrichtung +/- 20°

[5] Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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.

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswertem sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur auf Anfrage untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Linnich wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der B57 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die untersuchten Messpunkte:

Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.
Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.
Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.
Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).
Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:
Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:
Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt[6] allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. 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 ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

[6] Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.
Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.
In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY[7]) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung[8] von ca. 78 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.
Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.
Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m^2 beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).
Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Labortories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm^2) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

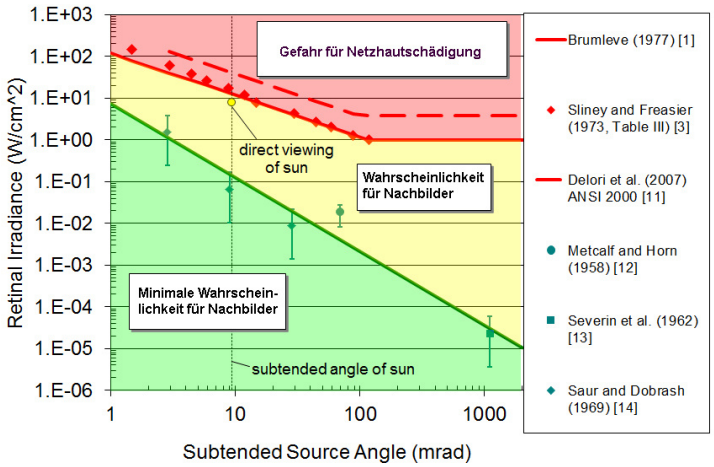


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

[7] Handbuch: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf
[8] DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html
Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Linnich wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die vor 6 Uhr morgens auftreten, sind zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Die Simulation der geplanten PVAnlage mit den entsprechenden Parametern zeigt für die analysierten Immissionsorte keine Ergebnisse. Sowohl für den fließenden Verkehr als auch für die umliegenden Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Weitere Ausführungen sind daher nicht notwendig.

Zu Kontrollzwecken wurde die Simulation mit einer Modulneigung von 15° wiederholt und auch hier sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.

Dem Anlagenerrichter ist esdemnach freigestellt mit welchem Neigungswinkel die Anlage realisiert wird.

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

SolPEG GmbH
Normannenweg 17-21
20537 Hamburg
Germany

+49 40 79 69 59 36
+49 40 79 69 59 38
info@solpeg.com
www.solpeg.com

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

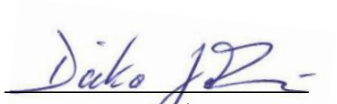
Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Linnich durch den Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.
Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten (Immissionsorten) zeigt sowohl für Verkehrsteilnehmer auf der B57 als auch für Anwohner der südlich gelegenen Gebäude keine Ergebnisse, d.h. sowohl für den fließenden Verkehr als auch für Anwohner der umliegenden Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar.
Eine Beeinträchtigung im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

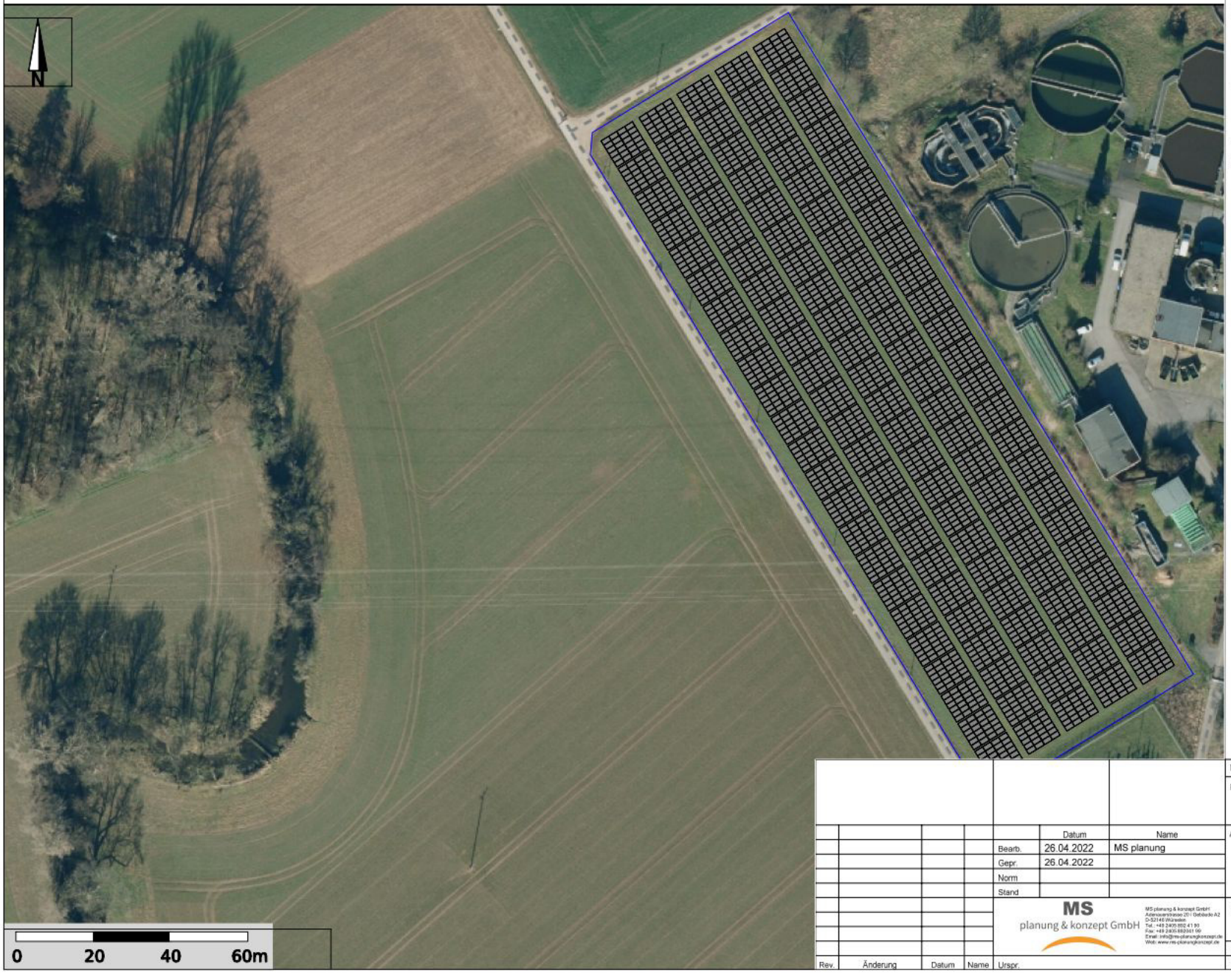
Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen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

Hamburg, den 10.05.2022



Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited



SP Evertz

Gemarkung Linnich
Flur 22 Nr. 93,

Ost-/West Freilandanlage
10° Neigung
Astronergy Astro 6 Semi
2.760 Module x 665 Wp
1.835,40 kWp

Rev.	Änderung	Datum	Name	Urspr.

	Datum	Name
Bearb.	26.04.2022	MS planung
Gepr.	26.04.2022	
Norm		
Stand		

MS planung & konzept GmbH

MS planung & konzept GmbH
Adenauerstrasse 20 | Gebäude A2
D-52146 Würselen
Tel.: +49 2405 852 41 90
Fax: +49 2405 852 041 99
Email: info@ms-planungkonzept.de
Web: www.ms-planungkonzept.de

Maßstab: 1:1000 | Größe: A3

Projekt: 328
SP Evertz

Adresse:
Gemarkung Linnich
Flur 22 Nr. 93

aktuell - Belegungsplan (Astronergy) | Blatt 1/1

Zeichnungsnr.: 328 6010 | Bl.

Ers.f. | Ers.d.

© Copyright Information | Document reference: 20220511-191001D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

ASTRO 6 Semi

Create Sustainable and Efficient Green Energy

ASTRONERGY
A CHNT COMPANY

660W~675W

Monocrystalline PV Module
CHSM66M-HC Series (210)

Tier 1 Bloomberg | Independent by international body | DNV GL 2021 TOP Performance | ctc AAA

KEY FEATURES

+5W — **OUTPUT POSITIVE TOLERANCE**
Guaranteed 0~+5W positive tolerance to ensure power output.

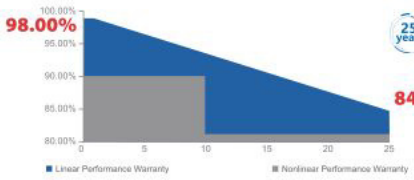
NON-DESTRUCTIVE CUTTING
Higher bending strength of cells and mechanical properties of modules.

HIGH CUSTOMER VALUE
Lower BOS cost and LCOE.

INNOVATIONAL HALF-CUT&MULTI-BUSBAR TECHNOLOGY
Lower risk of microcrack, better shading tolerance, higher reliability.

SUPER PERC+ CELL TECHNOLOGY
Higher module power and module efficiency, lower power degradation.

WARRANTY



12 years — Warranty for Materials and Processing

25 years — Warranty for Extra Linear Power Output
(1st year ≤ 2.0%, 2nd~25th years ≤ 0.55% / year)

Preliminary
Designed for the Australian Market

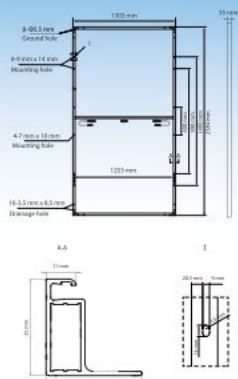
© Copyright Information | Document reference: 20220511.191001DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written noctice prohibited

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

STC rated output (P_{mpp})	660 Wp	665 Wp	670 Wp	675 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at STC	37.85 V	38.05 V	38.23 V	38.42 V
Rated current (I_{mpp}) at STC	17.45 A	17.50 A	17.54 A	17.58 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	45.68 V	45.88 V	46.08 V	46.28 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	18.53 A	18.58 A	18.63 A	18.68 A
Module efficiency	21.2%	21.4%	21.6%	21.7%
Rated output (P_{mpp}) at NMOT	493.2 Wp	497.0 Wp	500.7 Wp	504.4 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at NMOT	35.28 V	35.46 V	35.63 V	35.81 V
Rated current (I_{mpp}) at NMOT	13.99 A	14.03 A	14.06 A	14.10 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NMOT	43.17 V	43.36 V	43.55 V	43.73 V
Short circuit current (I_{sc}) at NMOT	15.03 A	15.07 A	15.11 A	15.15 A
Temperature coefficient (P_{mpp})	- 0.34%/°C			
Temperature coefficient (I_{sc})	+ 0.04%/°C			
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.25%/°C			
Nominal module operating temperature (NMOT)	43±2°C			
Maximum system voltage (IEC/UL)	$1500V_{DC}$			
Number of diodes	3			
Junction box IP rating	IP 68			
Maximum series fuse rating	30 A			

Power Sorting: 0~+5W
* Measurement tolerance +/- 3%
STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5
NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed: 1m/s

MODULE DIMENSION DETAILS

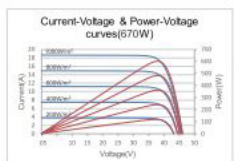


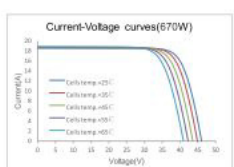
MECHANICAL SPECIFICATIONS

Outer dimensions (L x W x H)	2384 x 1303 x 35 mm
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	3.2 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm² / 12 AWG
[1] Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 4 (UL)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 or PV-KST4-EVO2/XY-UR, PVKBT4-EVO2/XY-UR(optional)

[1] Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

CURVE





PACKING SPECIFICATIONS

[1] Module Weight	34.8 kg
[2] Packing unit	31 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	1119 kg
Number of modules per 40'HQ container	527 pcs

[1] Tolerance +/- 1.0kg
[2] Subject to sales contract

© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation, please contact our company to use the latest version for contract.
http://www.astronergy.com.au

© Copyright Information | Document reference: 20220511_191001D1 | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

ForgeSolar

Linnich

Linnich

Created May 11, 2022
Updated May 11, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Site ID 68918.12183

Project type Basic
Project status: active
Category 500 kW to 1 MW
(1,000 kW / 32,400 m^2 limit)

Misc. Analysis Settings

DNI: **varies (1,000.0 W/m^2 peak)**
Ocular transmission coefficient: **0.5**
Pupil diameter: **0.002 m**
Eye focal length: **0.017 m**
Sun subtended angle: **9.3 mrad**

Analysis Methodologies:
- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

Summary of Results No glare predicted!

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	10.0	235.0	0	0	-

© Copyright Information | Document reference: 20220511.191001DJ | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 11,638 m^2

Name: PV Feld
Footprint area: 11,638 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 235.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	50.989312	6.266175	58.68	1.80	60.48
2	50.989581	6.266867	58.68	1.80	60.48
3	50.988125	6.268460	60.00	1.80	61.80
4	50.987828	6.267730	59.27	1.80	61.07

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	50.986530	6.266902	60.21	2.00	62.21
OP 2	50.987286	6.268147	59.80	2.00	61.80
OP 3	50.988211	6.269703	60.46	2.00	62.46
OP 4	50.985773	6.269488	60.31	2.00	62.31

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	10.0	235.0	0	0	-	

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld no glare found

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	0	0

No glare found

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.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- 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.
- 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.
- 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.)
- 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.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

© Copyright Information | Document reference: 20220511.1910010J | Dieko Jacobi / SolPEG GmbH | Copy, transfer, extract without written notice prohibited