

SolPEG Blendgutachten Solarpark Bönebüttel

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Bönebüttel in Schleswig-Holstein**

SolPEG GmbH

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

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
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
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Technische Parameter der PV Anlage	8
3.4	Berechnung der Blendwirkung.....	9
3.5	Standorte für die Analyse	10
4	Ergebnisse	11
4.1	Allgemeine Hinweise	11
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1.....	13
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2.....	15
4.4	Ergebnisse an Messpunkt P3.....	16
4.5	Ergebnisse an Messpunkt P4.....	18
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	19
5.1	Zusammenfassung	19
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	19
6	Schlussbemerkung	19

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Bönebüttel"

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Enerparc AG beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Bönebüttel“ 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 „Bönebüttel“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Die dabei 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 ca. 1,8 km nördlich der Ortschaft Bönebüttel in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet, ca. 3,3 km nordöstlich von Neumünster in Schleswig-Holstein. Die Anlage befindet sich auf ca. 780 m Länge entlang der momentan stillgelegten, eingleisigen Bahnstrecke Neumünster–Ascheberg². Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche nordöstlich des Ortes Bönebüttel, ca. 3,3 km nordöstlich von Neumünster. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	54.088°N, 10.03°O, 28 m ü.N.N
Entfernung zur Bahnlinie	ca. 15 m - 20 m
Grenzlänge entlang der Bahnlinie	ca. 780 m
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	- (nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage und Bahnlinie Neumünster–Ascheberg (Quelle: Google Earth/SolPEG)

²DB Streckennummer 1041, DB Kursbuchstrecke 148

Das folgende Bild zeigt den westlichen Bereich der geplanten PV Anlage

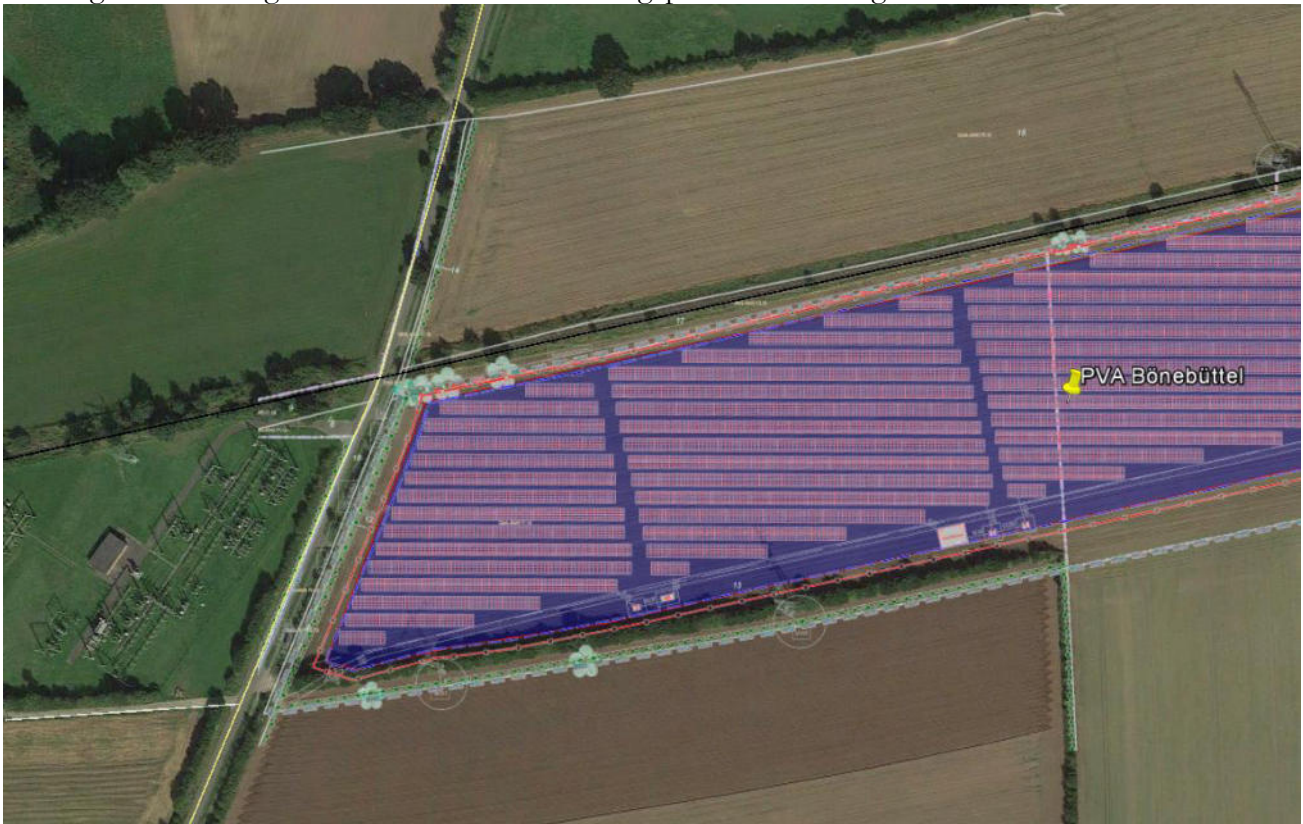


Bild 2.1.2: Detail der der PVA mit Bahnlinie (Quelle: SolPEG)

Das folgende Bild zeigt den östlichen Bereich der geplanten PV Anlage.



Bild 2.1.3: Detail der PVA (Quelle: 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.

Das folgende Bild zeigt Gebäude im Norden bzw. Nordosten der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und daher werden die Standorte nicht weiter analysiert.

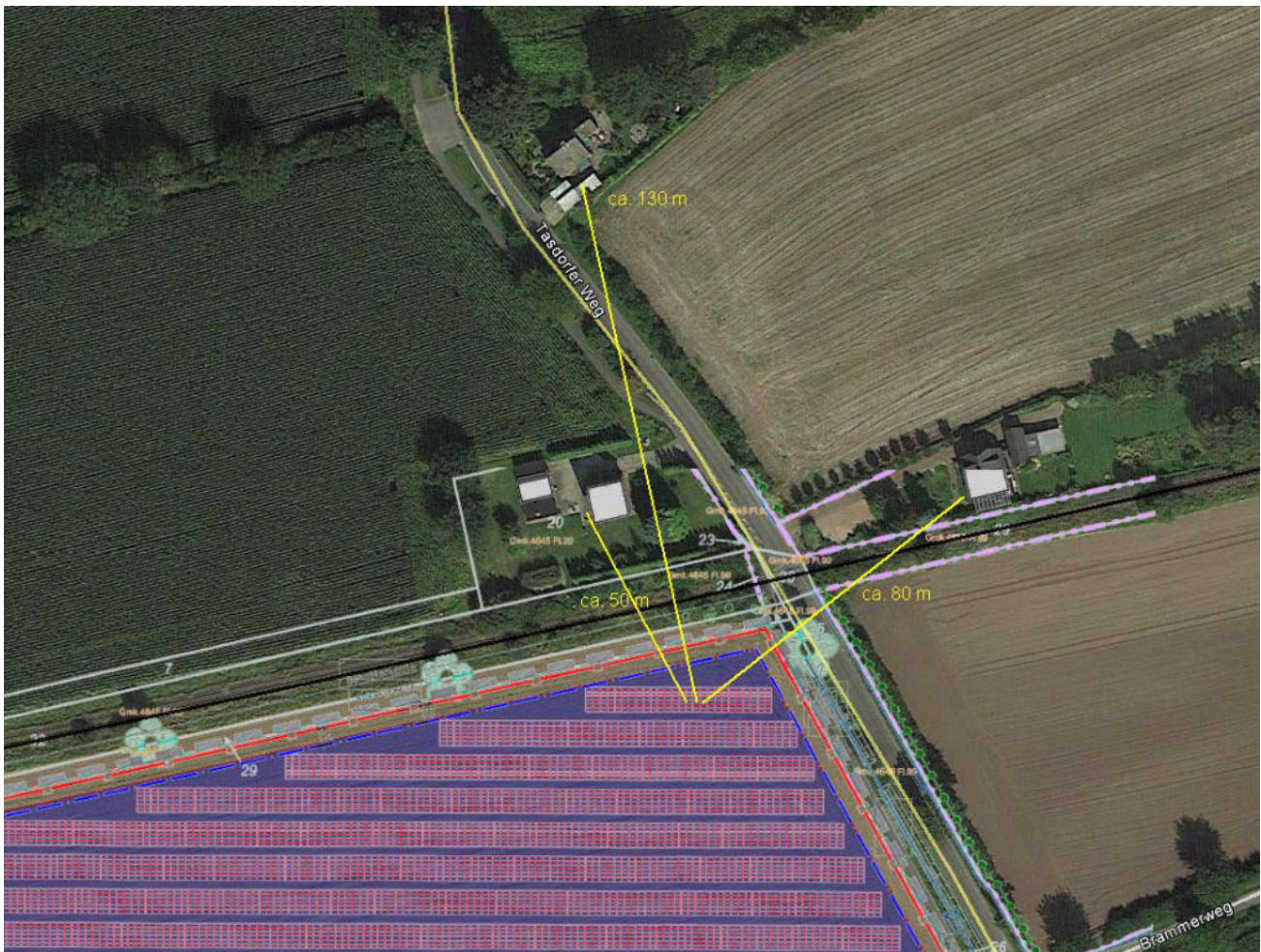


Bild 2.2.1: Gebäude im Norden und Nordwesten der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Weitere 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:

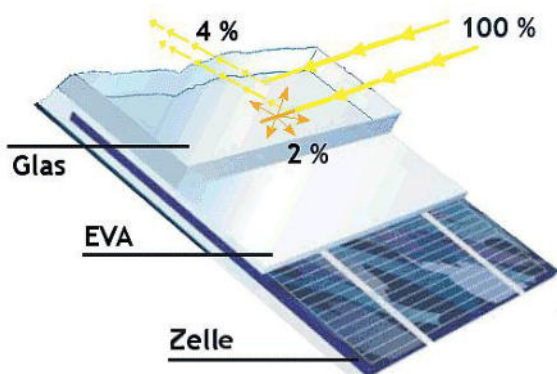


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

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 folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

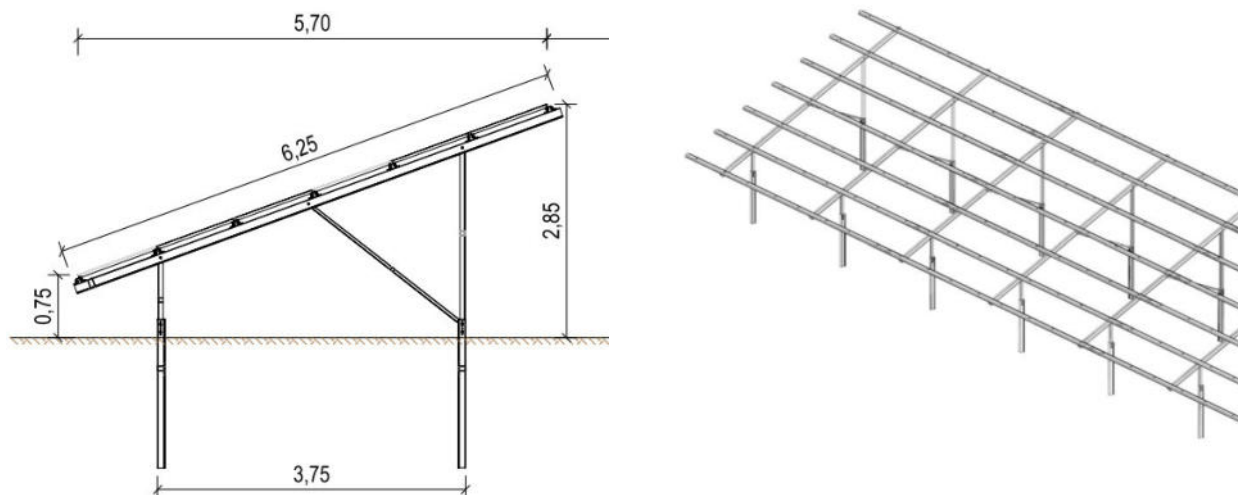


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	REC (oder vergleichbar), Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Azimut Bahnlinie	78° Richtung Nordost
Höhe Messpunkte Zugführer	2,0 m über Boden inkl. Bahndamm
Relevanter Sichtbereich Fahrzeugführer ³	Fahrtrichtung +/- 20°

³ 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.

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 FAA⁴ 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:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

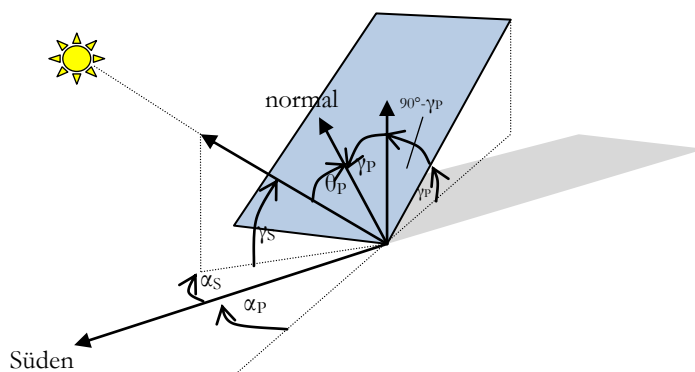


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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 trotz Klimawandel nicht den vorherrschenden Wetterbedingungen in dieser Region. Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten können nicht berechnet werden. Auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Die Entfernung zur Immissionsquelle 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 wird eine Entfernung von 100 m genannt⁵. Aufgrund der genannten Einschränkungen müssen die reinen Simulationsergebnisse entsprechend relativiert beurteilt werden.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Licht-Leitlinie Seite 22ff

⁶ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

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 Erfahrungswerten 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 in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung wurden exemplarisch 2 Messpunkte entlang der Bahnlinie und 2 Messpunkte auf angrenzenden Straßen festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte (P1 – P4):



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte (P1- P4) für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4 Ergebnisse

4.1 Allgemeine Hinweise

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also feste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ 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 Leutdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Aufgrund von fehlenden Richtlinien für den Flug-, Schienen- und Fahrzeugverkehr kommt die eher allgemein gehaltene Empfehlung zur Anwendung, wonach bei Bauvorhaben eine Gefährdung von Verkehrsteilnehmern durch Lichtimmissionen zu vermeiden ist. Da sich die hier berechneten Simulationsergebnisse auf feste Standorte beziehen, werden diese für Verkehrswege entsprechend relativiert betrachtet.

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 Adaptions- und 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 berechnet, die aufgrund des Strahlenverlaufs physikalisch möglich sind. In den Ergebniswerten sind daher auch Reflexionen enthalten, die teilweise weit von der Immissionsquelle entfernt sind. Solche Extremwerte werden entsprechend geringer gewichtet bzw. relativiert bewertet, insbesondere wenn die Immissionsquelle weiter als 100 m entfernt ist.

⁷ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

Wie bereits ausgeführt (Abschnitt 3.4) geht die Simulation der Reflexionen zu jedem Zeitpunkt von clear-sky Bedingungen aus, d.h. klarem Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nur selten 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. Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Sonderfall Zugführer

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu minimieren. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von einigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 4.1.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen derartige Schienenfahrzeuge über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen.



Bild 4.1.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 281, rechts ICE (Quelle: Wikipedia)

Diese Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der relevante Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert ist. Das Simulationsprogramm hingegen ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse sind daher nur bedingt verwendbar.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1

Die Bahnstrecke Neumünster-Ascheberg ist seit September 1985 stillgelegt, eine Freistellung der Grundstücke und somit eine endgültige Entwidmung der Bahnstrecke ist jedoch nicht erfolgt. Im Rahmen der Studie "Deutschland-Takt" des BMVI ist die Bahnstrecke Neumünster-Wankendorf-Plön ausgewiesen und somit könnte auf dieser Strecke in Zukunft theoretisch mit Zugverkehr gerechnet werden. Vor diesem Hintergrund wurden die Messpunkt P1 und P2 im Bereich der Bahnstrecke für die Simulation gewählt.

Die folgenden Bilder vermitteln einen Eindruck zum Stand der Bahnstrecke sowie Bewuchs entlang des Bahndammes. Momentan ist auf der Bahnstrecke eine touristische Nutzung mittels Draisine möglich.



Bild 4.2.1: Bahnstrecke ca. 100m östlich der PV Anlage (Quelle: Youtube, ©Der Nordfilmer, Ausschnitt bearbeitet)



Bild 4.2.2: Stillgelegte Bahnstrecke Neumünster-Ascheberg (Quelle: ©Draisinen Freunde Mittelholstein e.V.)

Am Messpunkt P1 im Bereich des Bahnüberganges nordwestlich der PV Anlage können vor Bereinigung der Rohdaten⁸ nur maximal an 249 Minuten pro Jahr und an maximal 11 Minuten pro Tag in der Zeit zwischen 06:00 Uhr - 06:18 Uhr Reflexionen auftreten.

Auch im Hinblick auf die Empfehlungen der Lichtleitlinie kann eine Beeinträchtigung von möglicherweise in Zukunft verkehrenden Zugführern und auch eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern (z.B. beim Schulterblick entlang der Bahnlinie) mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 dargestellt.

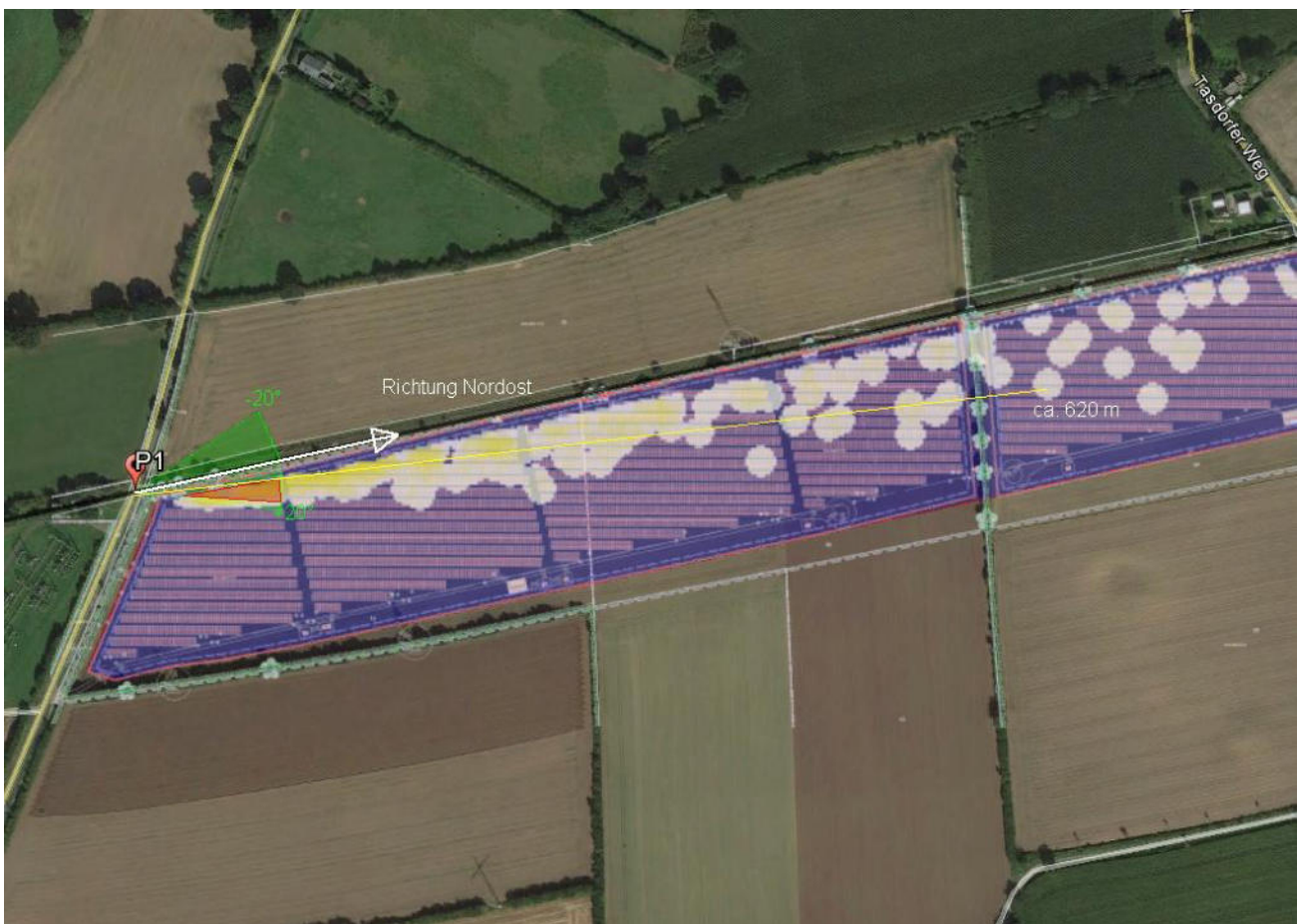


Bild 4.2.3: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich zeigt den relevanten Sichtwinkel bei einer Fahrt Richtung Nordosten bzw. beim Schulterblick (PKW) im Bereich des Bahnüberganges. Potentielle Reflexionen können in den gelb/weiß markierten Flächen auftreten, abgeschwächt teilweise in hoher Entfernung zum Immissionsort.

Der hier gelb/weiß markierte Bereich entspricht den nicht bereinigten Simulationsergebnissen (249 Werte). Nach Bereinigung der Rohdaten um nicht relevante Werte sind keine Reflexionen mehr nachweisbar und die hier dargestellte Skizze wäre entsprechend gänzlich ohne gelbe/weiße Markierungen.

⁸ Als nicht relevante Reflexionen werden Ergebnisse ausgenommen, die in einem Winkel von unter 10° zur Sonne auftreten, da in solchen Situationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke können bei der Fahrt Richtung Nordosten können vor Bereinigung der Rohdaten nur maximal an 506 Minuten pro Jahr und an maximal 16 Minuten pro Tag in der Zeit zwischen 06:13 Uhr - 06:49 Uhr Reflexionen auftreten. Selbst ohne Bereinigung der Rohdaten kann im Hinblick auf die Empfehlungen der Lichtleitlinie eine Beeinträchtigung mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Wie auch bei Messpunkt P1 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen mehr nachweisbar.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P2. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 4.1 ausgeführt sind die theoretischen Maximalwerte für einen ortsfesten Standort berechnet, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang. Die minutengenauen Rohdaten der Berechnungsergebnisse sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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.
- 506 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

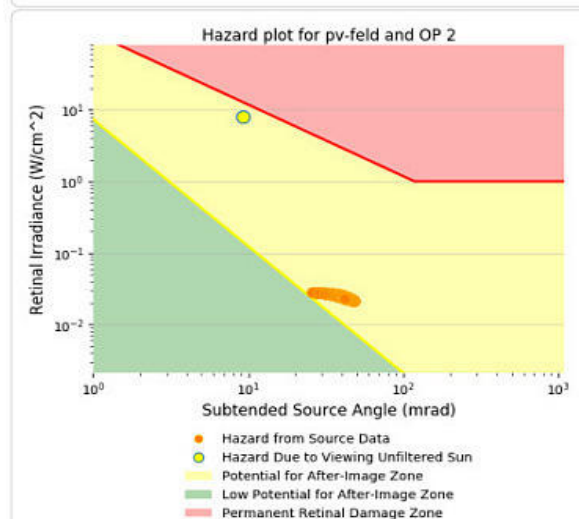
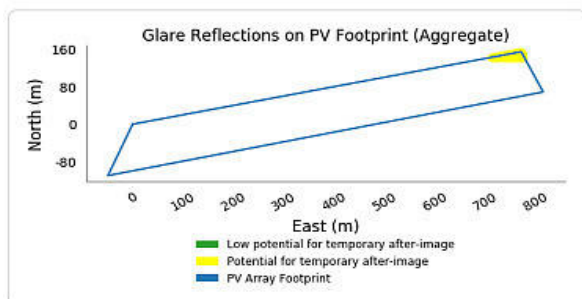
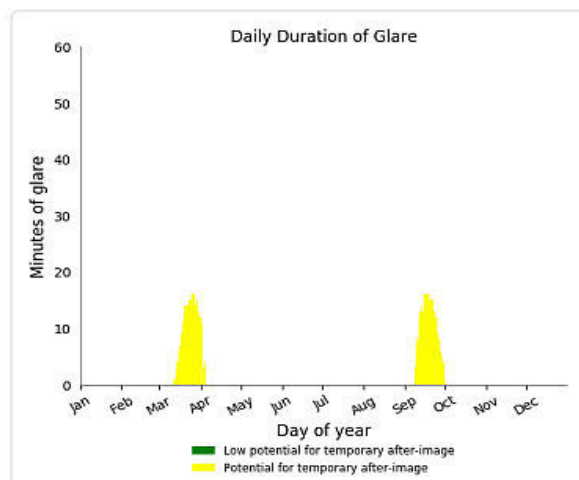
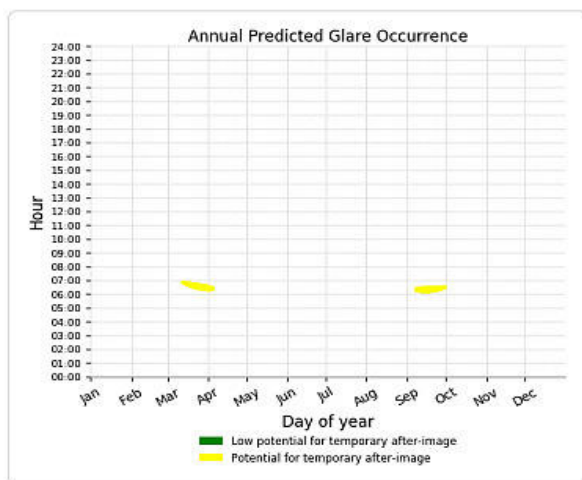


Bild 4.3.1: Ergebnisdetails für Messpunkt P2 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

4.4 Ergebnisse an Messpunkt P3

Am Messpunkt P3 östlich der PV Anlage im Bereich der Einmündung der Straße Brammer Weg (Privatweg?) auf Tasdorfer Weg können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach der Bereinigung der Rohdaten können zwischen dem 24. April - 19. August in der Zeit zwischen 18:13 Uhr - 18:48 Uhr für max. 18 Minuten pro Tag Reflexionen auftreten. Damit liegt der Wert deutlich unter den Empfehlungen der Lichtleitlinie (max. 30 Minuten pro Tag). Die Jahressumme liegt mit 1974 Minuten leicht oberhalb der Empfehlungen.

Hinweis: Aufgrund fehlender Untersuchungen zu Lichtmissionen (Reflexionen) durch PV Anlagen wurden die Empfehlungen aus Untersuchungen zum Schattenwurf von Windenergieanlagen in die Lichtleitlinie übernommen. Bei der Empfehlung von maximal 30 Minuten pro Tag bzw. 1800 Minuten pro Jahr handelt es sich lt. überwiegender Expertenmeinung um unzureichend begründete Zahlen, die durch wissenschaftliche Untersuchungen überprüft und neu bewertet werden sollten. Vor diesem Hintergrund wird ein minutengenaue Grenzwert als nicht plausibel angesehen.

Wie eingangs erwähnt gelten die Empfehlungen für ortsfeste, schutzwürdige Zonen und daher ist es nicht ohne Weiteres möglich die Empfehlungen auf den fließenden Verkehr anzuwenden. Im Bereich der Einmündung könnte man jedoch davon ausgehen, dass ein PKW zum Stehen kommen muss und daher wären die Empfehlungen der Lichtleitlinie u.U. dennoch anwendbar.

Im Hinblick auf die Empfehlungen der Lichtleitlinie kann eine Beeinträchtigung der Verkehrsteilnehmer am Messpunkt P3 mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die gilt ebenfalls für den fließenden Verkehr Richtung Norden, da der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen zwischen -23° bis -67° links (westlich) zur Fahrtrichtung liegt und somit außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$).

Zur Veranschaulichung werden in der folgenden Skizze dennoch die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 dargestellt.

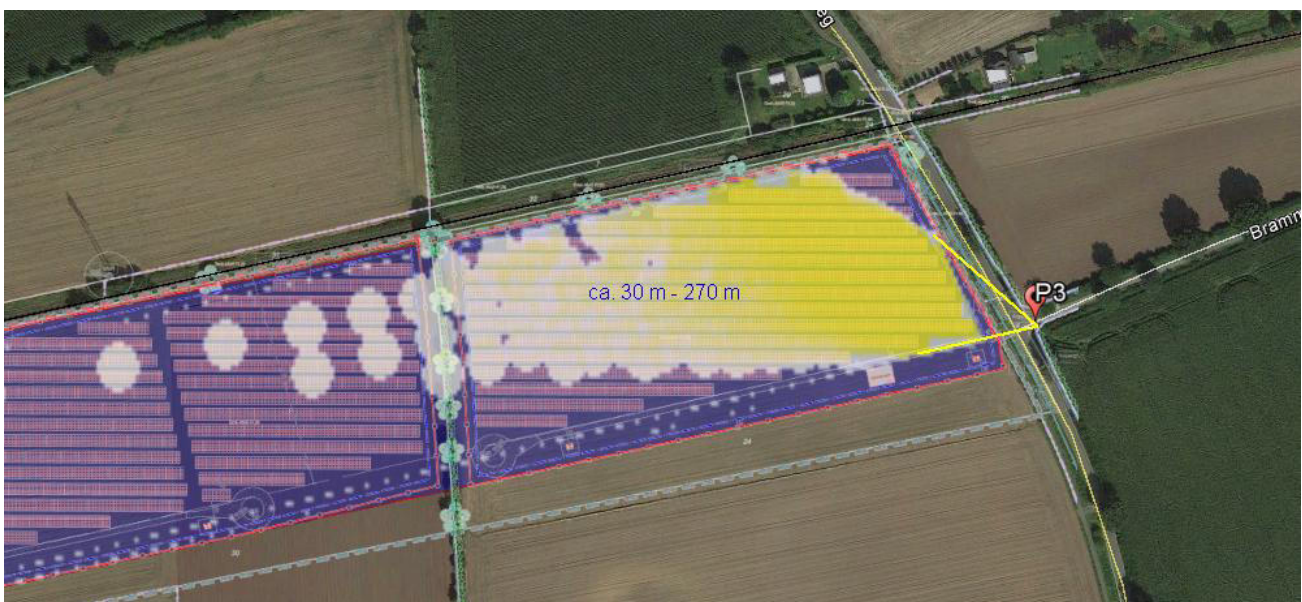


Bild 4.4.1: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der hier gelb/weiß markierte Bereich entspricht den nicht bereinigten Simulationsergebnissen. Nach Bereinigung der Rohdaten um nicht relevante Werte wäre die markierte Fläche um ca. 40% kleiner und somit auch die entsprechenden Einfallswinkel.

Die folgende Skizze (Pseudo-3D) zeigt virtuell die Situation am Messpunkt P3 am 01. Mai um 18:30 Uhr abends.

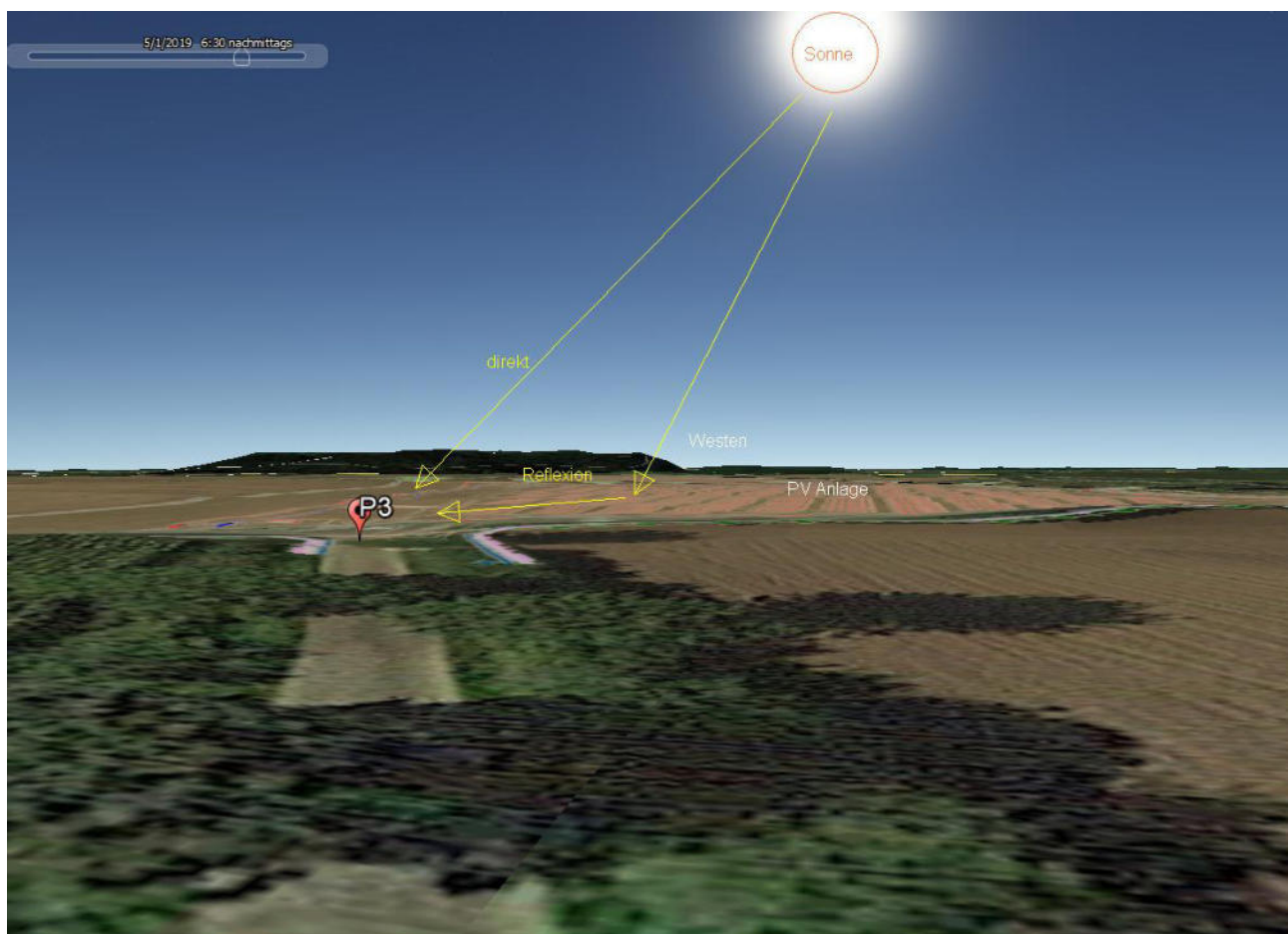


Bild 4.4.2: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die Skizze zeigt den Blick Richtung Westen auf den Tasdorfer Weg. Der Strahlenverlauf des Sonnenlichtes ist durch gelbe Pfeile symbolisiert. Die Skizze soll u.a. verdeutlichen, dass bei tiefen Sonnenständen die Sonne selbst die Ursache für Blendwirkungen darstellt.

4.5 Ergebnisse an Messpunkt P4

Am Messpunkt P4 auf der Straße Aufeld südwestlich der PV Anlage können rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen bei der Fahrt Richtung Norden in einem Bereich zwischen ca. $+37^\circ$ und $+54^\circ$ zur Fahrtrichtung und somit außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). Aber auch aufgrund der Entfernung von teilweise über 700 m zur Immissionsquelle sind Beeinträchtigungen der Fahrzeugführer nicht wahrscheinlich.

Eine weitere Datenaufbereitung der Rohdaten wurde nicht durchgeführt, diese würde die Einschätzung bestärken.

Zur Veranschaulichung werden dennoch in der folgenden Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P4 dargestellt.

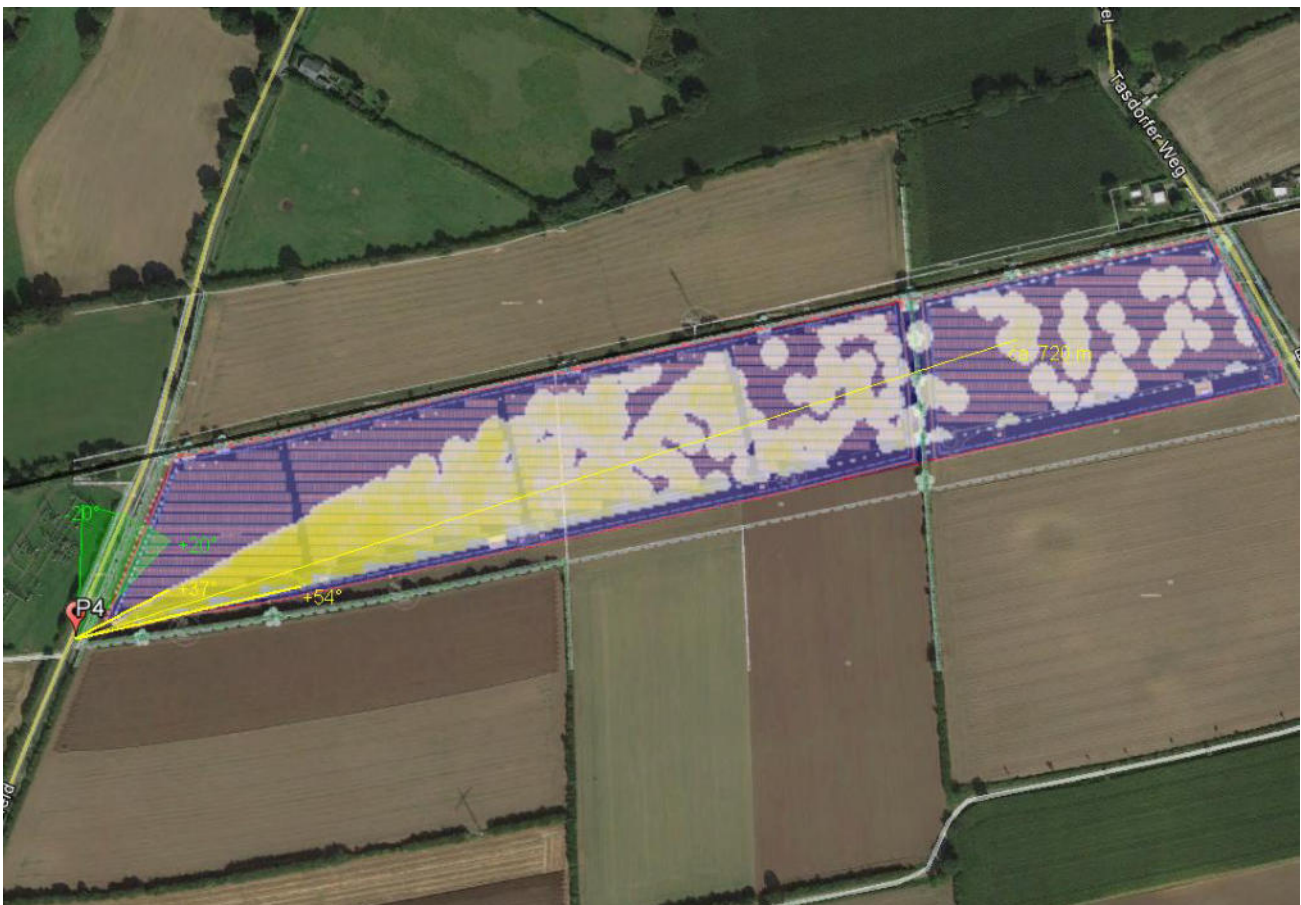


Bild 4.5.1: Potentielle Reflexionen am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Norden den relevanten Blickwinkel. Im gelb/weiß markierten Bereich könnten potentielle Reflexionen wahrgenommen werden. Aufgrund des Einfallswinkels und aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle ist eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern nicht wahrscheinlich.

Selbst wenn der Fahrzeugführer den Blick von der Fahrbahn abwendet und für 10-15 Sekunden direkt in die Reflexionen blicken würde, könnte sich eine Blendwirkung nur in Form von kurzzeitigen Nachbildern bemerkbar machen.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Berechnung der Reflexionen für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte der geplanten PV Anlage „Bönebüttel“ ergibt eine theoretische aber geringfügige und zeitlich begrenzte Blendwirkung durch Reflexionen.

Sofern der Zugverkehr auf der momentan stillgelegten Bahnstrecke Neumünster–Ascheberg wieder aufgenommen werden sollte, kann eine Beeinträchtigung von Zugführern durch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für Verkehrsteilnehmer im Bereich des Bahnüberganges im Nordwesten der PV Anlage. Im Bereich der Einmündung der Straße Brammer Weg auf Tasdorfer Weg im Osten der PV Anlage könnte es zu kurzfristigen Reflexionen durch die PV Anlage kommen, die allerdings aufgrund der zeitlichen Dauer und der Leuchtdichte nicht relevant sind.

Anwohner der umliegenden Gebäude sind aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen betroffen.

Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4 und im Anhang.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Bönebüttel“ kann aufgrund der Dauer und Leuchtdichte als „geringfügig“ klassifiziert werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“.

Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten derartiger Reflexion als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Zugführern und Fahrzeugführern durch Reflexionen der geplanten PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

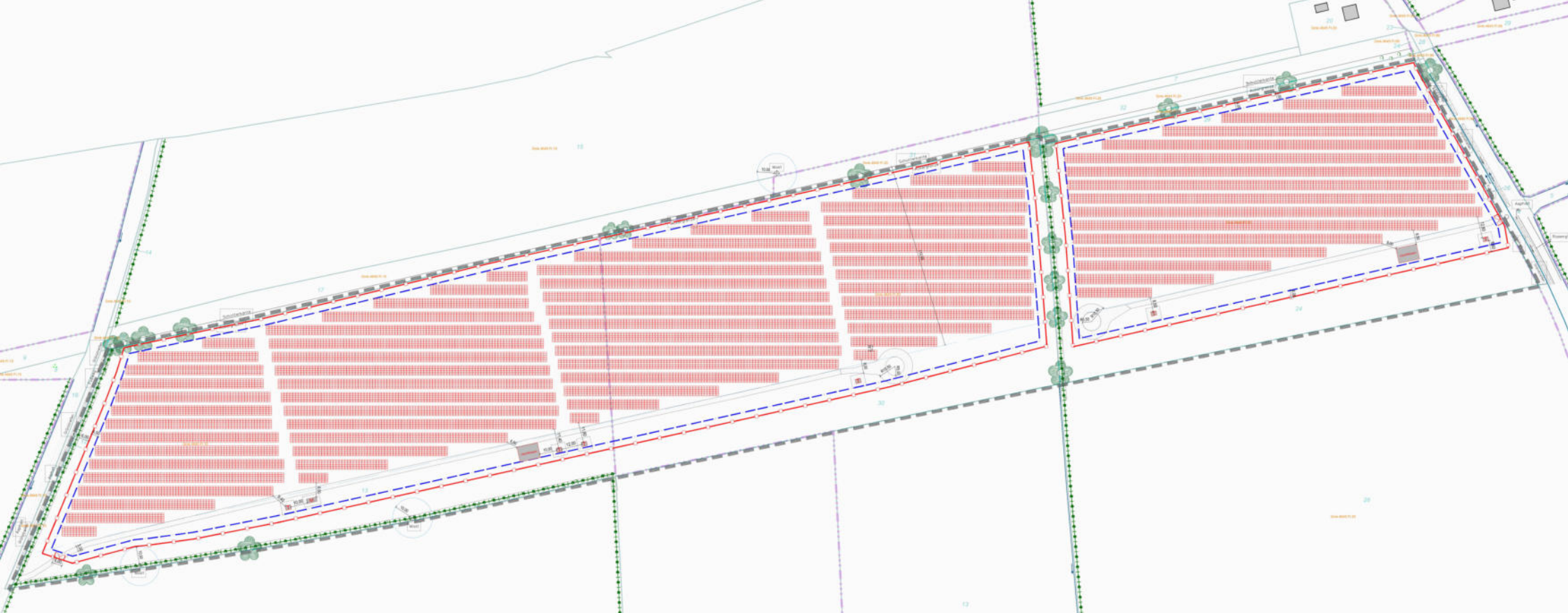
Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten.

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 21.06.2019


Dieko Jacobi



REC TWINPEAK 2 BLK2 SERIE

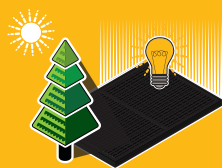
ERSTKLASSIGE HÖCHSTLEISTUNGSMODULE

Die Solarmodule der REC TwinPeak BLK 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 BLK Serie die ideale Lösung für alle ästhetisch anspruchsvolle Anlagen auf privaten und gewerblichen Gebäuden weltweit.



MEHR LEISTUNG
PRO M



HÖHERE ERTRÄGE IM
VERSCHATTUNGSFALL

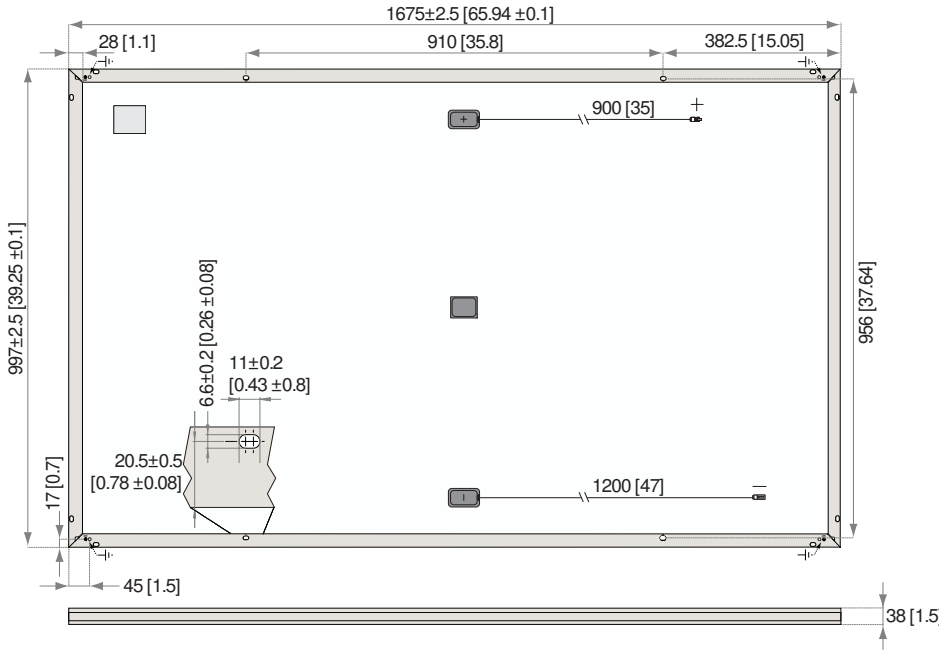


PID FREI



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:	multikristalline PERC Halbzellen Stränge mit Zellen in Serie
Glas:	mm Solarglas mit antireflektiver Oberflächenbehandlung
Rückseitenfolie:	Hochbeständiges Polyester Polyolefin Konstruktion (schwarz)
Rahmen:	Eloxiertes Aluminium (schwarz)
Anschlussdose:	teilig, Bypass Dioden, IP konform konform zu IEC
Kabel:	mm Solarkabel, m+, m konform zu EN
Stecker:	Stäubli MC PV-KBT / PV KST (mm) konform zu IEC, IP beigeschlossenen Steckern
Herkunf:	Hergestellt in Singapur

ELEKTRISCHE DATEN STC

Produktbezeichnung: RECxxxTP BLK

Nennleistung - P_{MPP} (Wp)			
Leistungstoleranz - (W)	/+	/+	/+
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	,	,	,
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	,	,	,
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	,	,	,
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	,	,	,
Modulwirkungsgrad ()	,	,	,

Werte unter Standardmessbedingungen (STC: Lu masse AM, Einstrahlung W/m, Umgebungstemperatur °C), ermittelt über die gesamte Verteilung der Produktion mit einer Toleranz für U_{OC} & I_{SC} von ± innerhalb einer Wa klasse. Bei geringer Einstrahlung von W/m, wird mindestens 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.

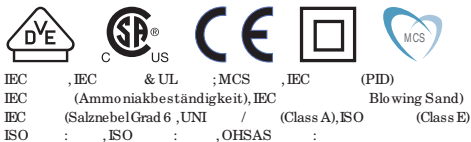
ELEKTRISCHE DATEN NMOT

Produktbezeichnung: RECxxxTP BLK

Nennleistung - P_{MPP} (Wp)			
Nennspannung im MPP - U_{MPP} (U)	,	,	,
Nennstrom im MPP - I_{MPP} (A)	,	,	,
Leerlaufspannung - U_{OC} (U)	,	,	,
Kurzschlussstrom - I_{SC} (A)	,	,	,

Nennbetriebstemperatur des Moduls (NMOT: Lu masse AM, Einstrahlung W/m, Umgebungstemperatur °C, Windgeschw. 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



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

GARANTIE

Jahre Produktgarantie
Jahre lineare Leistungsgarantie
(maximale Leistungsdegression von, p.a.)
Siehe Garantiebedingungen für weitere Details

MAXIMUM RATINGS

Betriebstemperatur:	... + °C
Maximale Systemspannung:	V
Ausgangslast (+): Schnee	kg/m (Pa)*
Maximale Prüflast (+):	kg/m (Pa)
Ausgangslast (-): Wind	kg/m (Pa)*
Maximale Prüflast (-):	kg/m (Pa)
Max. Vorsicherungswert:	A
Max. Rückstrom:	A

TEMPERATUREIGENSCHAFTEN

Nennbetriebstemperatur des Moduls:	, °C (± °C)
Temperaturkoeffizient P_{MPP} :	, /°C
Temperaturkoeffizient U_{OC} :	, /°C
Temperaturkoeffizient I_{SC} :	, /°C

*Die angegebenen Temperaturkoeffizienten sind lineare Werte

MECHANISCHE DATEN

Maße:	x x mm
Fläche:	, m
Gewicht:	, kg

Aus einer Norwegischen Gründung im Jahr 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 Geschäft in Singapur. Mit mehr als Mitarbeitern weltweit produzieren wir jährlich Qualitätsmodule mit, GW.

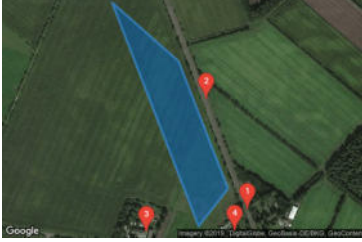


www.recgroup.com



GlareGauge Glare Analysis Results

Site Configuration: Bokel



Created **June 11, 2019 8:26 a.m.**
 Updated **June 11, 2019 8:36 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
 Timezone **UTC1**
 Site Configuration ID: 28755.1215

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

PV name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	0	11,639	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 6.55 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	54.229400	9.805007	16.94	2.00	18.94
2	54.228186	9.807362	17.63	2.00	19.63
3	54.225543	9.809121	17.10	2.00	19.10
4	54.224764	9.808078	16.92	2.00	18.92



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	54.225117	9.809817	19.79	2.00	21.79
OP 2	54.227392	9.808345	17.39	2.00	19.39
OP 3	54.224634	9.806236	19.84	2.00	21.84
OP 4	54.224662	9.809369	19.67	2.00	21.67

PV Array Results

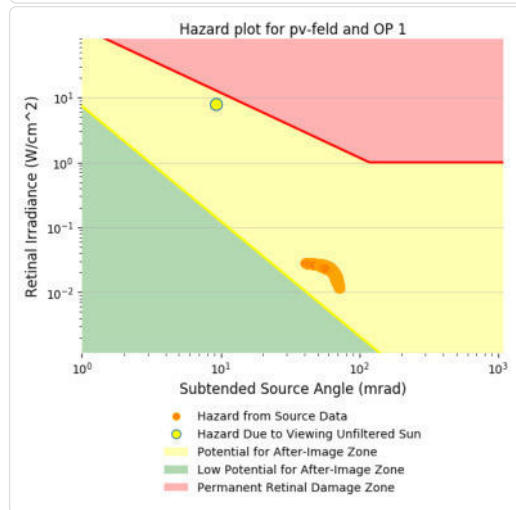
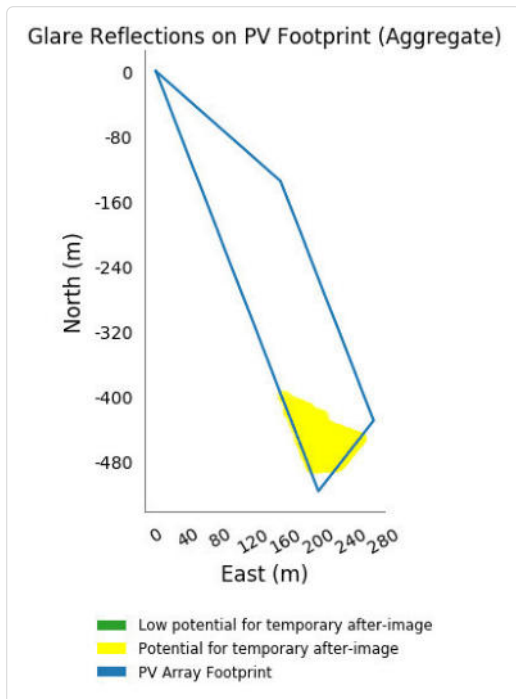
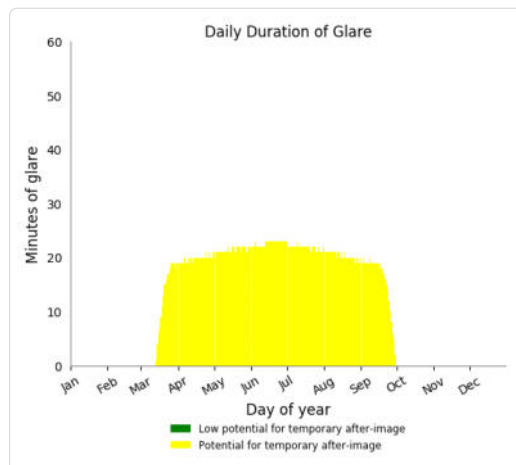
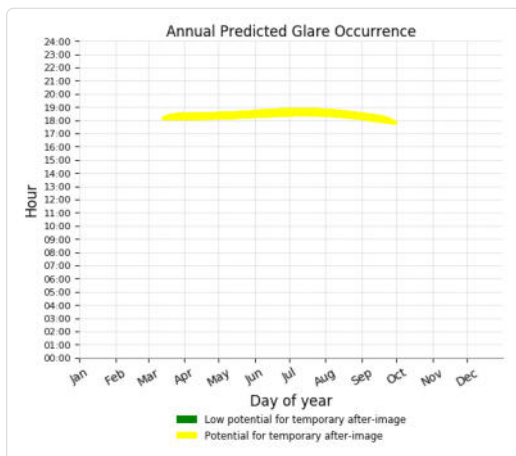
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	3970
OP: OP 2	0	2682
OP: OP 3	0	2346
OP: OP 4	0	2641

PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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

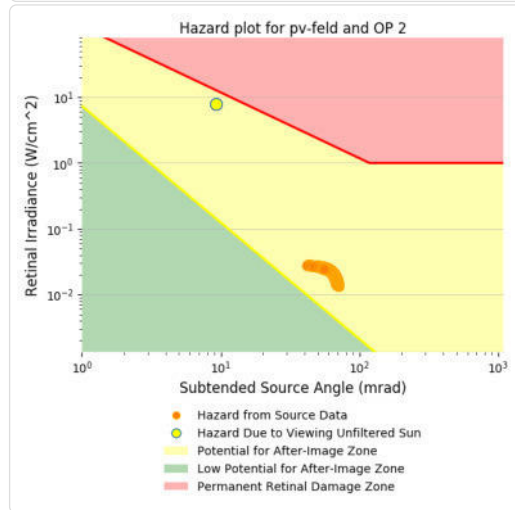
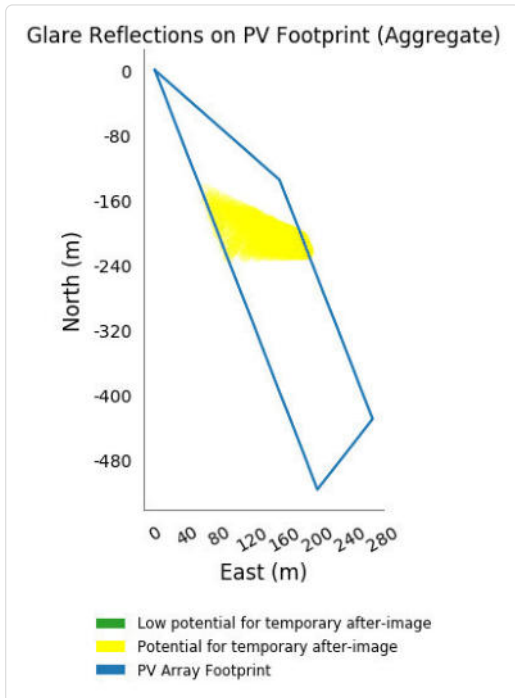
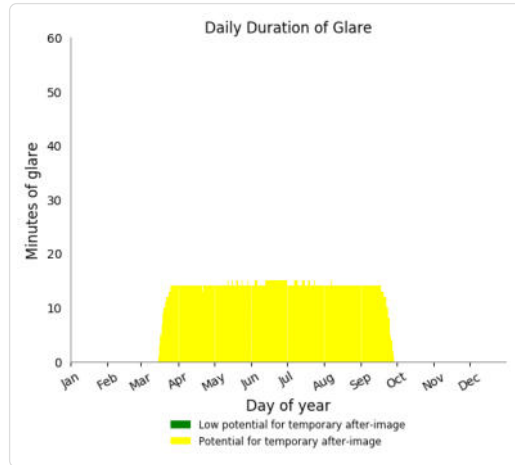
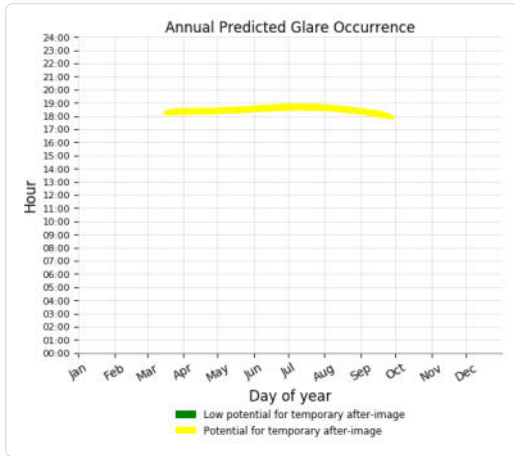
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,970 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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

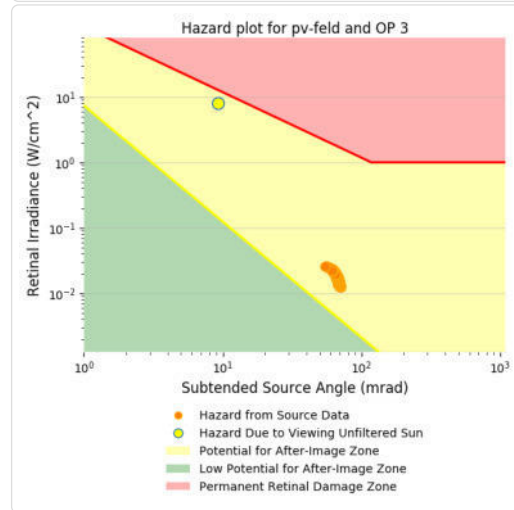
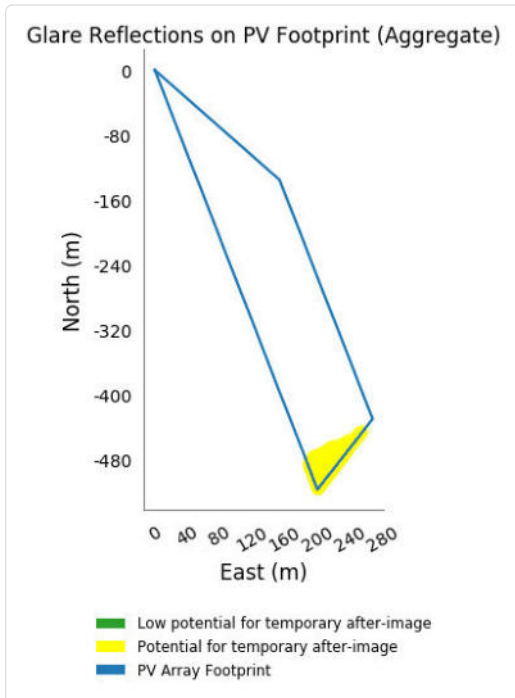
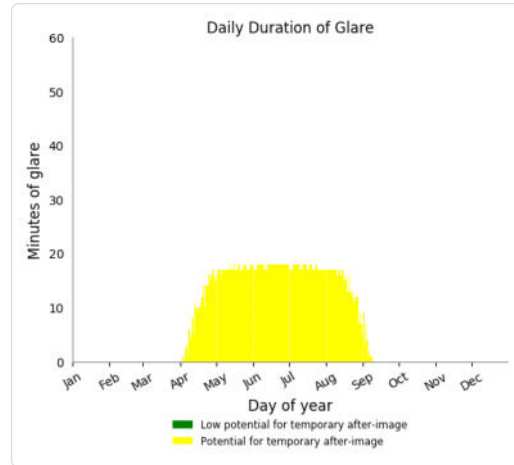
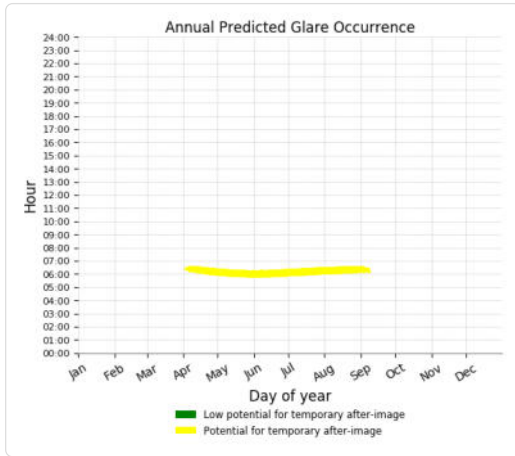
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,682 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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

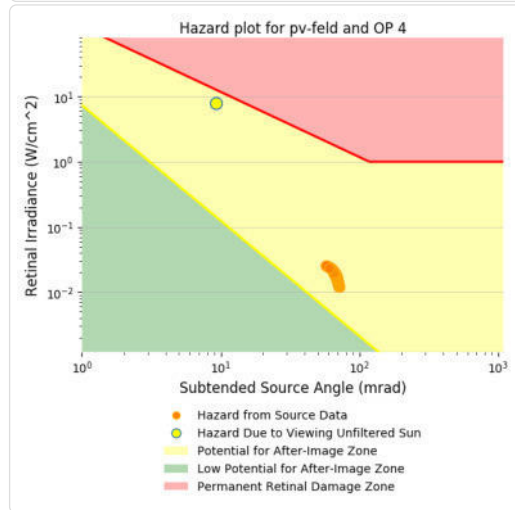
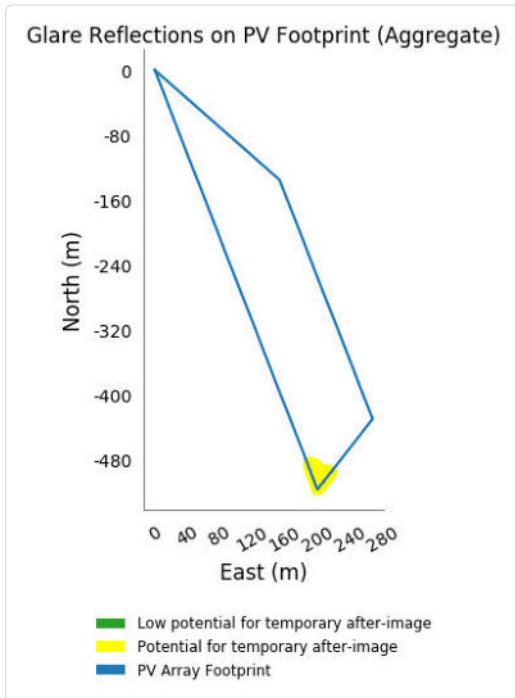
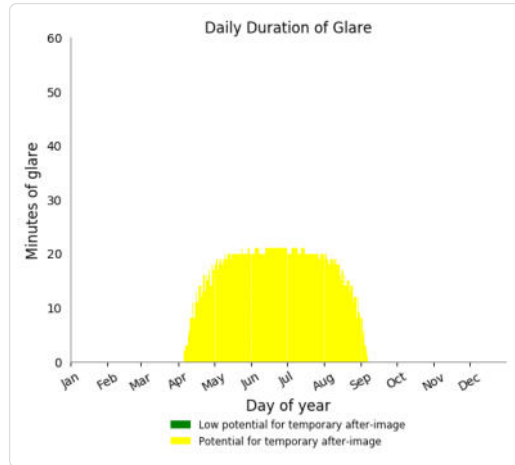
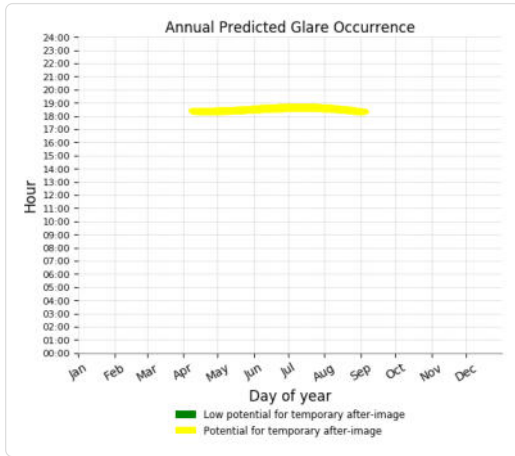
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,346 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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.
- 2,641 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.
- 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.
- Several 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 **User's Manual** for assumptions and limitations not listed here.

ID	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA		AB	AC
																									Min pro Tag	Min pro Jahr		
1		DNI (W/m^2)	Ocular hazard	Retinal irradiance (W/cm^2)	Subtended angle (rad)	Sun azimuth h (deg)	Sun elevation (deg)	Sun position vector (i)	Sun position vector (j)	Sun position vector (k)	Sun reflection vector (i)	Sun reflection vector (j)	Sun reflection vector (k)	Sun/module incidence angle (deg)	Q.F. Datum	Min pro Tag	Min pro Jahr	Erstes Datum	Letztes Datum	Erste Zeit	Letzte Zeit							
2		595,7	2,00	0,460	0,025	0,058	87,200	3,900	0,996	0,049	0,068	-1,00	-0,081	0,021	87,300	1	06:23	21.04.2019	18.08.2019	06:00	06:28							
3		607,3	2,00	0,430	0,023	0,060	86,900	4,700	0,995	0,053	0,082	-1,00	-0,093	0,028	86,600	2	06:22	22.04.2019	18.08.2019	06:00	06:23							
4		615,4	2,00	0,400	0,022	0,062	87,700	5,300	0,995	0,039	0,092	-1,00	-0,089	0,045	85,800	3	06:20	23.04.2019	18.08.2019	06:00	06:22							
5		598,8	2,00	0,480	0,026	0,057	85,500	4,100	0,994	0,079	0,072	-0,99	-0,106	0,005	87,700	5	06:17	24.04.2019	18.08.2019	06:00	06:21							
6		611,0	2,00	0,420	0,023	0,061	86,700	5,000	0,995	0,057	0,087	-1,00	-0,100	0,030	86,400	7	06:15	25.04.2019	18.08.2019	06:00	06:21							
7		623,0	2,00	0,370	0,021	0,063	87,900	5,900	0,994	0,036	0,102	-0,99	-0,094	0,055	85,200	8	06:13	26.04.2019	18.08.2019	06:00	06:20							
8		628,5	2,00	0,360	0,020	0,064	87,900	6,300	0,993	0,037	0,110	-0,99	-0,099	0,061	84,800	10	06:11	27.04.2019	18.08.2019	06:00	06:20							
9		606,3	2,00	0,460	0,025	0,058	85,000	4,800	0,993	0,086	0,083	-0,99	-0,120	0,008	87,200	12	06:09	28.04.2019	18.08.2019	06:00	06:20							
10		612,3	2,00	0,430	0,024	0,060	85,600	5,200	0,993	0,076	0,091	-0,99	-0,116	0,021	86,600	13	06:07	29.04.2019	18.08.2019	06:00	06:19							
11		620,2	2,00	0,390	0,022	0,062	86,400	5,800	0,993	0,062	0,101	-0,99	-0,112	0,037	85,800	14	06:05	30.04.2019	18.08.2019	06:00	06:18							
12		622,2	0,00	0,390	0,022	0,063	86,600	5,900	0,993	0,058	0,103	-0,99	-0,111	0,042	85,600	16	06:03	01.05.2019	18.08.2019	06:00	06:18							
13		624,2	2,00	0,380	0,021	0,063	86,800	6,100	0,993	0,055	0,106	-0,99	-0,110	0,046	85,400	16	06:02	02.05.2019	18.08.2019	06:00	06:17							
14		626,1	0,00	0,370	0,021	0,064	87,000	6,200	0,993	0,051	0,108	-0,99	-0,109	0,050	85,200	17	06:01	03.05.2019	18.08.2019	06:00	06:17							
15		628,1	2,00	0,360	0,020	0,064	87,200	6,400	0,993	0,048	0,111	-0,99	-0,108	0,054	85,000	17	06:01	04.05.2019	18.08.2019	06:00	06:17							
16		630,1	2,00	0,350	0,020	0,064	87,400	6,500	0,993	0,044	0,113	-0,99	-0,107	0,058	84,800	17	06:01	05.05.2019	18.08.2019	06:00	06:17							
17		609,8	2,00	0,460	0,025	0,058	84,600	4,900	0,992	0,094	0,086	-0,99	-0,127	0,006	87,200	17	06:00	06.05.2019	18.08.2019	06:00	06:16							
18		611,8	0,00	0,450	0,025	0,060	84,800	5,100	0,992	0,090	0,088	-0,99	-0,126	0,010	87,000	17	06:00	07.05.2019	18.08.2019	06:00	06:16							
19		613,7	2,00	0,440	0,024	0,060	85,000	5,200	0,992	0,087	0,091	-0,99	-0,125	0,014	86,800	17	06:00	08.05.2019	18.08.2019	06:00	06:16							
20		629,4	2,00	0,370	0,021	0,063	86,600	6,400	0,992	0,059	0,111	-0,99	-0,116	0,047	85,200	15	06:00	09.05.2019	18.08.2019	06:00	06:14							
21		631,4	0,00	0,360	0,021	0,064	86,800	6,500	0,992	0,055	0,114	-0,99	-0,115	0,052	85,000	15	06:00	10.05.2019	18.08.2019	06:00	06:14							
22		633,3	2,00	0,350	0,020	0,064	87,000	6,700	0,992	0,052	0,116	-0,99	-0,114	0,056	84,700	15	06:00	11.05.2019	18.08.2019	06:00	06:14							
23		619,3	2,00	0,420	0,023	0,061	85,000	5,700	0,991	0,087	0,099	-0,99	-0,130	0,020	86,400	15	06:00	12.05.2019	18.08.2019	06:00	06:14							
24		621,2	0,00	0,410	0,023	0,062	85,200	5,800	0,991	0,084	0,101	-0,99	-0,129	0,024	86,200	14	06:00	13.05.2019	18.08.2019	06:00	06:13							
25		623,2	2,00	0,400	0,022	0,062	85,400	6,000	0,991	0,080	0,104	-0,99	-0,128	0,028	86,000	14	06:00	14.05.2019	18.08.2019	06:00	06:13							
26		625,1	0,00	0,390	0,022	0,063	85,600	6,100	0,991	0,077	0,106	-0,99	-0,127	0,032	85,800	14	06:00	15.05.2019	18.08.2019	06:00	06:13							
27		627,1	2,00	0,390	0,022	0,063	85,800	6,300	0,991	0,073	0,109	-0,99	-0,126	0,037	85,600	14	06:00	16.05.2019	18.08.2019	06:00	06:13							
28		629,0	2,00	0,380	0,021	0,063	86,000	6,400	0,991	0,070	0,111	-0,99	-0,125	0,041	85,400	13	06:00	17.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
29		636,7	2,00	0,350	0,020	0,064	86,800	7,000	0,991	0,056	0,122	-0,99	-0,121	0,058	84,500	13	06:00	18.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
30		616,9	2,00	0,440	0,024	0,060	84,100	5,500	0,990	0,102	0,097	-0,99	-0,140	0,009	86,800	13	06:00	19.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
31		618,9	2,00	0,450	0,024	0,060	84,300	5,700	0,990	0,098	0,099	-0,99	-0,139	0,013	86,600	13	06:00	20.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
32		626,6	2,00	0,390	0,022	0,062	85,200	6,300	0,990	0,084	0,109	-0,99	-0,135	0,030	85,800	13	06:00	21.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
33		634,3	2,00	0,360	0,021	0,064	86,000	6,900	0,990	0,070	0,119	-0,99	-0,130	0,047	84,900	13	06:00	22.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
34		636,2	0,00	0,350	0,020	0,065	86,200	7,000	0,990	0,066	0,122	-0,99	-0,129	0,051	84,700	13	06:00	23.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
35		638,1	2,00	0,350	0,020	0,065	86,400	7,100	0,990	0,063	0,124	-0,99	-0,128	0,055	84,500	13	06:00	24.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
36		640,0	2,00	0,340	0,020	0,065	86,600	7,300	0,990	0,059	0,127	-0,99	-0,127	0,059	84,300	13	06:00	25.05.2019	18.08.2019	06:00	06:12							
37		641,9	2,00	0,330	0,019	0,065	86,800	7,400	0,990	0,056	0,129	-0,99	-0,126	0,063	84,100	12	06:00	26.05.2019	18.08.2019	06:00	06:11							
38		643,8	2,00	0,330	0,019	0,065	87,000	7,600	0,990	0,052	0,132	-0,99	-0,125	0,067	83,900	12	06:00	27.05.2019	18.08.2019	06:00	06:11							
39		618,5	2,00	0,440	0,024	0,060	83,700	5,700	0,989	0,109	0,099	-0,99	-0,147	0,006	86,800	12	06:00	28.05.2019	18.08.2019	06:00	06:11							
40		632,0	2,00	0,380	0,021	0,063	85,100	6,700	0,990	0,084	0,117	-0,99	-0,140	0,036	85,300	12	06:00	29.05.2019	18.08.2019	06:00	06:11							
41		637,7	2,00	0,350	0,020	0,064	85,700	7,200	0,989	0,074	0,125	-0,99	-0,137	0,048	84,700	12	06:00	30.05.2019	18.08.2019	06:00	06:11							
42		643,4	2,00	0,320	0,010	0,065	85,300	7,600	0,989	0,063	0,132	-0,99	-0,133	0,051	84,100	13	06:00	31.05.2019	18.08.2019	06:00	06:10							