



## BLENDGUTACHTEN

Auftrag Nr. 3181529  
Projekt Nr. 2018-3164

KUNDE: Anumar GmbH  
Frühlingstraße 31  
85055 Ingolstadt

BAUMAßNAHME: Solarpark Kipfenberg

GEGENSTAND: Reflexions-/Lichtgutachten

ORT, DATUM: Deggendorf, den 23.01.2019

---

Dieser Bericht umfasst 19 Seiten, 2 Tabellen, 1 Anlage und 6 Abbildungen.  
Die Veröffentlichung, auch auszugsweise, ist ohne unsere Zustimmung nicht zulässig.



**Inhaltsverzeichnis:**

<b>1 ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>4</b>
<b>2 VORGANG UND AUFTRAG.....</b>	<b>4</b>
<b>3 BEURTEILUNGSGRUNDLAGEN.....</b>	<b>4</b>
<b>4 METHODIK DER ANGEWANDTEN BERECHNUNG .....</b>	<b>6</b>
<b>5 BERECHNUNGSPARAMETER.....</b>	<b>13</b>
5.1 Allgemeine Berechnungsparameter .....	13
5.2 Standortspezifische Berechnungsparameter .....	14
5.2.1 Emissionsbereich.....	14
5.2.2 Immissionsbereich .....	15
<b>6 BERECHNUNGSERGEBNISSE.....</b>	<b>16</b>
<b>7 BEURTEILUNG DER BERECHNUNGSERGEBNISSE .....</b>	<b>17</b>
7.1 Blendwirkungen auf die „BAB A 9“ .....	17
7.2 Fazit.....	17
<b>8 SCHLUSSBEMERKUNGEN.....</b>	<b>18</b>
<b>9 LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>19</b>



## Tabellen

Tabelle 1:	Auszug Berechnungstabelle für Sonnenstrahlen	12
Tabelle 2:	Anzahl der Einzelblendungen an dem maßgeblichen Immissionsort	16

## Abbildungen

Abbildung 1:	Eingabemaske zur Berechnung von Sonnenlichtreflexionen	7
Abbildung 2:	Winkelangaben der Ausrichtung	8
Abbildung 3:	Koordinatensystem des Horizonts (Quelle: Wikipedia)	10
Abbildung 4:	Höhenwinkel (Quelle: Wikipedia)	11
Abbildung 5:	Darstellung der Berechnungsergebnisse von reflektierter Sonnenstrahlung (Abbildung betrifft nicht das Untersuchungsgebiet)	13
Abbildung 6:	Darstellung des Anlagenstandortes sowie des Immissionsbereiches	15

## Anlage

Anlage 1:	Darstellung der Emissions- und Immissionsorte	
-----------	---	--



## **1 ZUSAMMENFASSUNG**

Mit den im vorliegenden Gutachten durchgeführten Berechnungen für die Photovoltaik-Freiflächenanlage „Solarpark Kipfenberg“, wurden mittels Spezialsoftware die durch die Anlage potentiell verursachten Lichtreflexionen für alle Jahres- und Tageszeiten für den Immissionsbereich „BAB A 9“ ermittelt und eingestuft. Die gutachterliche Bewertung bzw. Abwägung erfolgte ohne rechtliche Wertung.

Nach gutachterlicher Abwägung ist die geplante PV-Anlage unter den genannten Aspekten und bei Würdigung der speziellen Standortbedingungen als **genehmigungsfähig** einzustufen (vgl. Kapitel 7).

## **2 VORGANG UND AUFTRAG**

Die Anumar GmbH beauftragte die IFB Eigenschenk GmbH mit der Erstellung eines Reflexionsgutachtens für den geplanten Solarpark Kipfenberg, welcher auf den Grundstücken der Flur-Nr. 239, 242, 243 (Gemarkung Irlahüll) und der Flur-Nr. 156 (Gemarkung Buch) errichtet werden soll. Grundlage der Auftragserteilung ist das Angebot Nr. 2183839 vom 14.12.2018.

Aufgrund von nicht auszuschließenden störenden Lichtreflexionen soll die Blendwirkung der Photovoltaik-Freiflächenanlage auf die unmittelbar südlich/westlich angrenzenden Verkehrsflächen der „BAB A 9“ untersucht werden.

## **3 BEURTEILUNGSGRUNDLAGEN**

In der Fachliteratur sind hinsichtlich der Beurteilung von Blendeinwirkungen noch keine belastungsfähigen Beurteilungskriterien validiert und festgelegt. Als Grundlage werden von verschiedenen Verwaltungsbehörden Kriterien, wie Entfernung zwischen Photovoltaikanlage und Immissionspunkt sowie die Dauer der Reflexionen und Einwirkungen, genannt.

Für die Beurteilung der Blendungen auf Gebäude und anschließenden Außenflächen wird in Fachkreisen die von der Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) veröffentlichte Richtlinie „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ [1] vom 08.10.2012 herangezogen.



Die Auswirkung einer Blendung auf die Nachbarschaft kann demnach wie der periodische Schattenwurf von Windenergieanlagen betrachtet werden. Schwellenwerte für eine entsprechende Einwirkdauer der Blendungen auf Gebäude und anschließende Außenflächen werden entsprechend der WEA-Schattenwurf-Hinweise [3] festgelegt. Als maßgebliche Immissionsorte, die als schutzbedürftig gesehen werden, gelten nach [1]:

- Wohnräume, Schlafräume
- Unterrichtsräume, Büroräume, etc.
- anschließende Außenflächen, wie z. B. Terrasse und Balkone
- unbebaute Flächen in einer Bezugshöhe von 2 m über Grund (betroffene Fläche, an denen Gebäude mit schutzwürdigen Räumen zugelassen sind)

Kritische Immissionsorte liegen meist (süd)westlich und (süd)östlich einer PV-Anlage und in einem Umkreis von maximal 100 m zur PV-Anlage. Dahingegen brauchen Immissionsorte, die vorwiegend südlich einer PV-Anlage gelegen sind, i. d. R. nicht berücksichtigt werden (Ausnahme: Photovoltaik-Fassaden). Nördlich einer PV-Anlage gelegene Immissionsorte sind i. d. R. ebenfalls als unproblematisch zu werten.

In Anlehnung an die WEA-Schattenwurf-Hinweise liegt eine erhebliche Belästigung durch Blendung im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) an den vorstehend genannten schutzwürdigen Nutzungen erst dann vor, wenn eine tägliche Blenddauer von 30 Minuten sowie eine jährliche Blenddauer von 30 Stunden überschritten werden.

Hinsichtlich der Straßen-, Bahn- und Flugverkehrsflächen bestehen keine Normen, Vorschriften oder Richtlinien. Aus Verkehrssicherheitsgründen muss in der Regel jegliche Beeinträchtigung durch Blendung vermieden werden.

Als Grundlage zur Beurteilung wurde ferner der „Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen bei der Planung von PV-Freiflächenanlagen“ [2] herangezogen. Aus dem Leitfaden geht hervor, dass bei einer nach Süden ausgerichteten Photovoltaikanlage, bei tief stehender Sonne (d. h. abends und morgens) bedingt durch den geringen Einfallswinkel größere Anteile des Sonnenlichtes reflektiert werden. Reflexblendungen können somit im westlichen und östlichen Bereich der PV-Freiflächenanlage auftreten, die allerdings durch die in selber Richtung tiefstehenden Sonne überlagert werden.

Gemäß [1] werden nur solche Blendungen als zusätzliche Blendungen gewertet, bei denen der Reflexionsstrahl und die natürliche Sonneneinstrahlung um mehr als 10° voneinander abweichen.



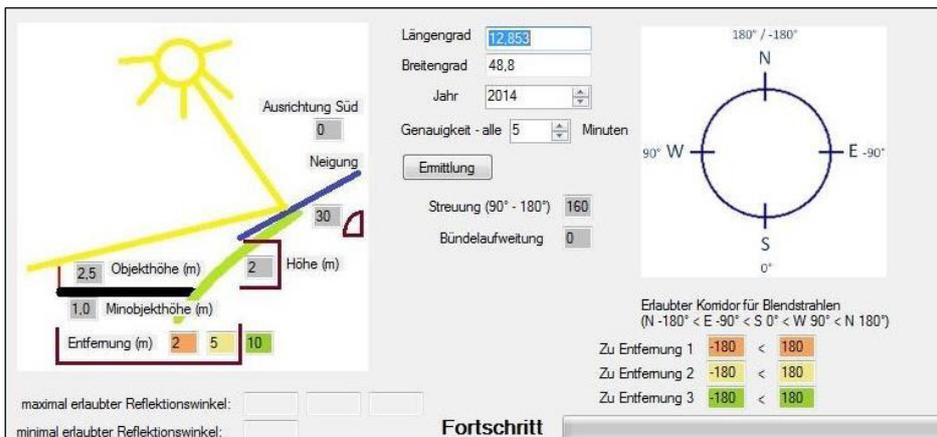
Es werden also nur solche Konstellationen berücksichtigt, in denen sich die Blickrichtung zur Sonne und auf das Modul um mehr als  $10^\circ$  unterscheidet. Eine geringere Abweichung als  $10^\circ$  bedeutet, dass die direkte Sonneneinstrahlung der tiefstehenden Sonne aus der gleichen Richtung wie der Reflexionsstrahl auftrifft. Diese natürliche Sonneneinstrahlung ist signifikant größer als die Reflexionswirkung der PV-Anlage. Kritisch sind daher Blendungen, die in einem Winkel von  $\leq 10^\circ$  auf Personen auftreffen. Das bedeutet, dass die Blendungen mit einem kritischen Blendwinkel direkt auf das menschliche Gebrauchsblickfeld für Sehaufgaben auftreffen. Der Fahrer hat dann keine Möglichkeit mehr, diese kritischen Blendungen durch ein leichtes Wegschauen auszublenzen.

Neben den vorstehend beschriebenen dominierenden Blendungen durch die direkte Sonneneinstrahlung können bei Verkehrsflächen auch jene anlagenbedingte Reflexionen unberücksichtigt bleiben, bei denen der Reflexionsstrahl um mehr als  $30^\circ$  von der Fahrtblickrichtung des Fahrzeugführers abweicht. Der Reflexionsstrahl wird bei einer Abweichung von mehr als  $30^\circ$  von der Fahrtblickrichtung nur peripher am Rande des Sichtfeldes wahrgenommen und bedingt i. d. R. keine störende oder gar gefährdende Blendung des Fahrzeugführers.

Bei freiem Sichtfeld auf die reflektierenden Solarmodule werden ferner meist nur solche Blendungen als störend eingeschätzt, die sich in wenigen 100 m Abstand zur Reflektionsfläche befinden. [3]

#### **4 METHODIK DER ANGEWANDTEN BERECHNUNG**

Zur Berechnung von Lichtreflexionen durch Photovoltaikanlagen wurde durch die IFB Eigenschenk GmbH ein eigenes Softwareprogramm „Sunflex“ entwickelt.



The screenshot shows a software interface for calculating solar light reflections. It features a diagram on the left with a sun, a solar panel, and a building. The diagram labels include 'Ausrichtung Süd' (Orientation South) with a value of 0, 'Neigung' (Tilt) with a value of 30, 'Objekthöhe (m)' (Object height) with a value of 2.5, 'Höhe (m)' (Height) with a value of 2, and 'Minobjekthöhe (m)' (Minimum object height) with a value of 1.0. Below the diagram are input fields for 'Entfernung (m)' (Distance) with values 2, 5, and 10. The central control panel includes fields for 'Längengrad' (Longitude) 12.353, 'Breitengrad' (Latitude) 48.8, 'Jahr' (Year) 2014, 'Genauigkeit - alle' (Accuracy) 5, 'Minuten' (Minutes), 'Streuung (90° - 180°)' (Scatter) 160, and 'Bündelaufweitung' (Beam spread) 0. A 'Ermittlung' (Calculation) button is present. To the right is a circular orientation diagram with 'N' (North) at 0°, 'S' (South) at 180°, 'W' (West) at 90°, and 'E' (East) at -90°. Below the diagram is a table for 'Erlaubter Korridor für Blendstrahlen' (Permitted corridor for glare rays) with the formula  $(N - 180^\circ < E - 90^\circ < S 0^\circ < W 90^\circ < N 180^\circ)$ . The table shows three rows for 'Zu Entfernung 1', 'Zu Entfernung 2', and 'Zu Entfernung 3', each with values -180 and 180. At the bottom, there are fields for 'maximal erlaubter Reflektionswinkel' (maximum allowed reflection angle) and 'minimal erlaubter Reflektionswinkel' (minimum allowed reflection angle), and a 'Fortschritt' (Progress) bar.

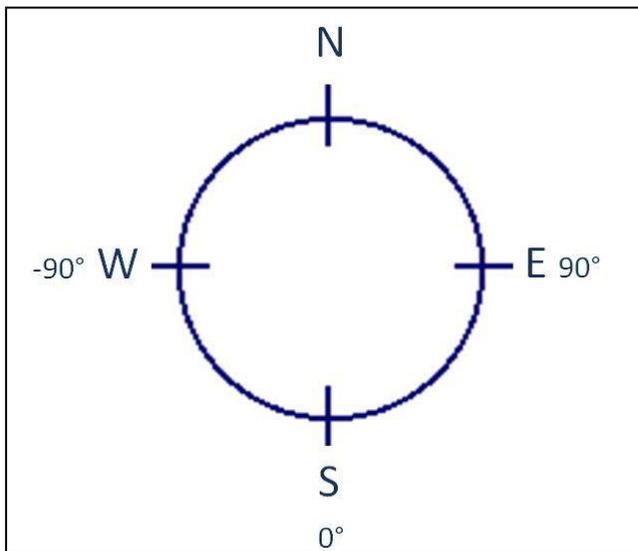
**Abbildung 1: Eingabemaske zur Berechnung von Sonnenlichtreflexionen**

Aufgabe und Fragestellung der Softwareentwicklung war die Erfassung aller möglichen Reflexionen durch natürliche Lichteinstrahlung und hier insbesondere durch Sonneneinstrahlung. Darüber hinaus können Fremdeinwirkungen, wie Verkehr, berücksichtigt und bewertet werden.

Durch die Eingabe der geographischen **Länge** und **Breite** wird ein Punkt des Standortes der Solaranlage festgelegt.

Eine Reflexionsberechnung erfolgt hierbei stets für ein ganzes **Jahr**, welches auch festgelegt wird.

Die **Ausrichtung Süd** gibt die Auslenkung der Solarplatte an. Als Ausgangspunkt der Berechnungen wird eine nach Süden ausgerichtete Solarplatte verwendet. Somit geben negative Winkel die Auslenkung zwischen Süden und Westen an und die positiven Winkel die Auslenkung zwischen Süden und Osten. Eine nach Westen ausgerichtete Solarplatte hätte somit eine Auslenkung von  $-90^\circ$ . Bei einer nach Osten ausgerichteten Solarplatte beträgt die Auslenkung  $90^\circ$ .



**Abbildung 2: Winkelangaben der Ausrichtung**

Die **Neigung** wird durch den Höhenwinkel festgelegt. Hier wird der Winkel zwischen Solarplatte und der Horizontalebene angegeben.

Die **Höhe (m)** gibt die senkrechte Strecke zwischen der Solarplatte und der Geländeoberkante an.

Die **Objekthöhe (m)** gibt die maximale Höhe an, auf welcher am Immissionsort eine Blendung auftritt.

Die **Minobjekthöhe (m)** gibt die minimale Höhe an, auf welcher am Immissionsort eine Blendung auftritt.

Die **Entfernung (m)** gibt die Strecke zwischen dem definierten Punkt der Solarplatte und dem Immissionsort an. Das Programm erlaubt die Eingabe von drei Entfernungen, welche in einem Programmablauf durchgerechnet werden.

Mit der **Bündelaufweitung** wird die Aufweitung des reflektierten Sonnenstrahls berücksichtigt. So wird beispielsweise bei der Angabe von 1 bei dem reflektierten Sonnenstrahl die Aufweitung um  $1^\circ$  als Aufschlag bzw. Differenz berücksichtigt.

Mit der **Streuung ( $90^\circ - 180^\circ$ )** wird der Bereich der Sonnenstrahlen definiert. Eingaben größer  $90^\circ$  beinhalten Sonnenstrahlen hinter der Solarplatte.



Mit **erlaubter Korridor für Blendstrahlen** wird durch die Angabe von zwei Ausrichtungen der Bereich des Immissionsortes festgelegt.

Die Software wurde in der objektorientierten Programmiersprache C# implementiert, welche auf der von Microsoft entwickelten .NET-Plattform und der Common Language Runtime basiert. Alle nachfolgenden Berechnungen wurden mit eigenen Methoden und Funktionen realisiert. Der Vorteil dieser Implementierung liegt in erster Linie in der Kompaktheit des Quelltextes. Dadurch resultiert eine leichtere Instandhaltung und Erweiterbarkeit. Die IFB Eigenschenk GmbH ist daher stets in der Lage, neue Programmroutinen und Berechnungs-Methoden zu implementieren.

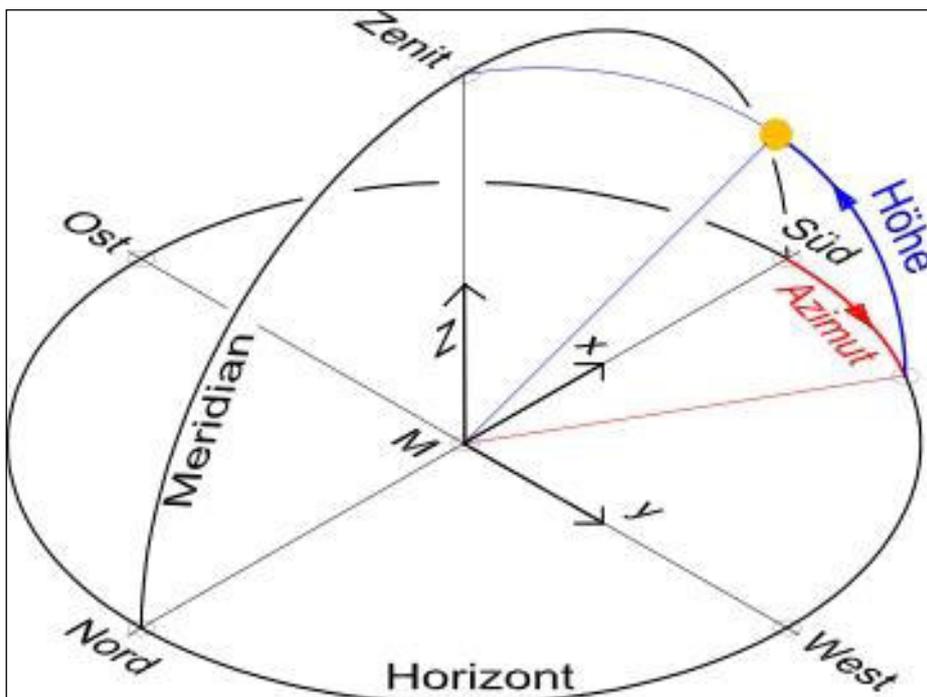
Aufgrund der großen Distanz zwischen Erde und Sonne dient ein, von der Sonne gerichteter, Lichtstrahl als Berechnungsgrundlage. Die Arithmetik der Software überprüft, ob bei der Reflexion an der Photovoltaikanlage eine Blendwirkung an einem Wohngebäude auftritt. Mögliche Blendungen von Autofahrern auf Straßen und Autobahnen, sowie Triebfahrzeugführern auf dem Schienennetz oder Flugzeuge können mit der vorliegenden mathematischen Grundlage ebenso ermittelt werden.

Die Simulationsberechnung dient der Ermittlung der direkten Reflexion eines Lichtstrahls. Das reflektierende Medium wird wie ein Spiegel betrachtet. Einer möglichen Diffusion des Lichtstrahls kann im Zuge der Simulationsberechnung nicht Rechnung getragen werden.

Von einer Abnahme der Intensität des Lichtstrahls (z. B. durch Bewölkung) wird für die Berechnung im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung abgesehen.

Die Berechnung des Sonnenstandes wird nach den Formeln in Anlehnung an die Planetentheorie VSOP87 vorgenommen. Mit diesen Formeln erhält man den Sonnenstand eines beliebigen Lichtpunktes auf einer beliebig langen Zeitachse an einem beliebigen Ort auf der Erde. Für die Berechnung und Beurteilung von Blendungen wird in einem 5-Minuten-Rhythmus der Sonnenstand in einem ganzen Jahr ermittelt. Somit ergeben sich also 105.120 Sonnenstände für ein Jahr.

Der Sonnenstand für einen definierten Zeitpunkt wird durch den Azimut (Himmelsrichtung) und dem Höhenwinkel bestimmt. Positive Winkel geben die Ausrichtung des Azimuts von Süden nach Westen an und negative Winkel geben die Ausrichtung von Süden nach Osten an. Der Höhenwinkel bestimmt das Winkelmaß zwischen dem Horizont und der Sonne.



**Abbildung 3: Koordinatensystem des Horizonts (Quelle: Wikipedia)**

Die Berechnung der eigentlichen Reflexion wird mit Hilfe von Vektoren und Kugelkoordinaten berechnet. Um die Plattenneigung und Auslenkung der Photovoltaikanlage mit einzu beziehen, wird eine mathematische Ebene in der Berechnung ergänzt, welche durch zwei Richtungsvektoren aus diesen Winkeln aufgespannt wird. Die Berechnung der Sonnenstandsvektoren erfolgt für das ganze Jahr im 5-Minuten-Rhythmus. Daher wird jeder Wert zeitabhängig ermittelt. Aus dem Sonnenstand zum Zeitpunkt „t“ wird mithilfe der Kugelkoordinaten ein Sonnenstandsvektor ermittelt.

Unter Berücksichtigung der zuvor aufgespannten Ebene wird deren Normalenvektor ermittelt. Der Winkel zwischen den beiden Vektoren wird mit einem Skalarprodukt errechnet. Somit kann der Normalenvektor orthogonal zum Distanzvektor der Moduloberfläche gestellt werden. Schlussendlich berechnet sich aus dem Distanz-, dem Sonnenstands-, und dem angepassten Normalenvektor, der reflektierte Vektor zum Zeitpunkt „t“ als Ergebnis.

Ausgehend davon und unter Berücksichtigung der Bauhöhe des Immissionsortes werden potentiell blendende Austrittswinkel vorgegeben. Soweit ein Reflexionsstrahl unter diesen definierten Austrittswinkel fällt und zusätzlich die Richtung des Austrittsstrahls innerhalb des festgelegten Korridors für Blendstrahlen liegt, wird er als blendend eingestuft.

Nach Abschluss der Kernrechnung werden die zuvor markierten Daten in eine Tabelle exportiert und zusätzlich eine „kml-Datei“ erstellt.

Die Blendungstabelle enthält Werte zur festen Definition des Reflexionsstrahls: einen Azimut (Himmelsrichtung) und den zugehörigen Höhenwinkel. Positive Winkel des Azimuts vom Reflexionsstrahl geben die Ausrichtung von Süden nach Westen an und negative Winkel geben die Ausrichtung von Süden nach Osten an. Der Höhenwinkel bestimmt das Winkelmaß zwischen dem Horizont und dem Reflexionsstrahl.

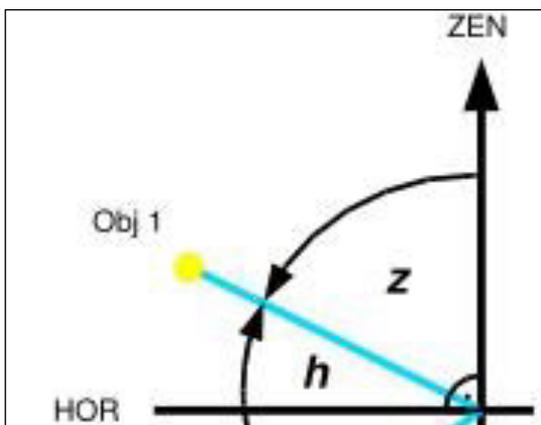


Abbildung 4: Höhenwinkel (Quelle: Wikipedia)

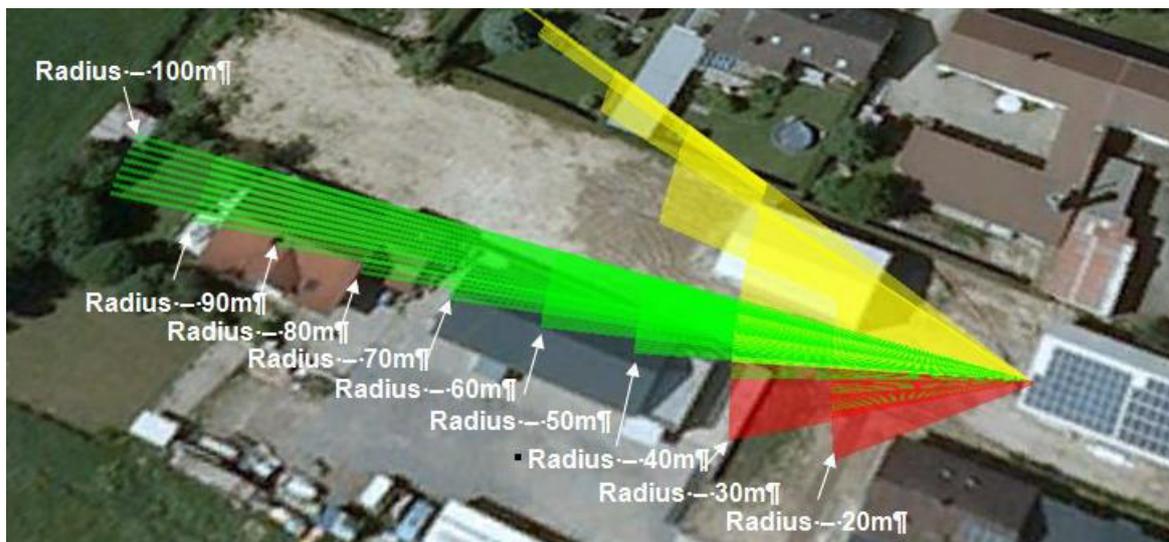


Tabelle 1: Auszug Berechnungstabelle für Sonnenstrahlen

Datum	Uhrzeit in UTC	Sonnenwinkel		Reflexionsstrahl	
		Azimut	Höhenwinkel	Azimut	Höhenwinkel
05.04.2014	17:50	98,609	1,058	-80,840	0,378
06.04.2014	17:50	98,891	1,321	-80,454	0,386
07.04.2014	17:50	99,171	1,584	-80,070	0,394
08.04.2014	17:50	99,449	1,846	-79,688	0,402

Bei der „kml-Datei“ handelt es sich um ein spezielles Dateiformat, welches auf XML-Dateien basiert. In der Datei können Punkte, Linien und viele weitere geometrische Formen gespeichert werden. Bei der exportierten Datei werden die reflektierten Strahlen in Abhängigkeit der Jahreszeit und der geographischen Lage angezeigt. Die Jahreszeiten werden, wie z. B. in der Meteorologie üblich, wie folgt eingeteilt:

- Grün:** Frühling (März, April, Mai)
- Rot:** Sommer (Juni, Juli, August)
- Gelb:** Herbst (September, Oktober, November)
- Blau:** Winter (Dezember, Januar, Februar)



**Abbildung 5:** Darstellung der Berechnungsergebnisse von reflektierter Sonnenstrahlung (Abbildung betrifft nicht das Untersuchungsgebiet)

## 5 BERECHNUNGSPARAMETER

### 5.1 Allgemeine Berechnungsparameter

Grundsätzlich ändert sich der Sonnenstand jederzeit. Um eine aussagekräftige Bewertung abzugeben, wird das Berechnungsintervall im 5-Minuten-Rhythmus durchgeführt. Für die Berechnungen werden alle Hindernisse (Zäune, Bepflanzung, Mauern etc.) zwischen der Photovoltaikanlage und dem Immissionsbereich ignoriert, bei der Beurteilung werden die vorherrschenden Ortselemente jedoch berücksichtigt (falls relevant). Blendungen durch direkte Sonnenstrahlen (also keine Reflexionsstrahlen) werden bei der Beurteilung nicht berücksichtigt, da diese bereits zum gegenwärtigen Zustand vorhanden sind.

Als Anforderungen für die Berechnung wurden die Rahmenbedingungen der LAI-2012-Richtlinie [1] herangezogen. Das heißt, dass bei der Ermittlung der Immissionen von folgenden idealisierten Annahmen ausgegangen wird:

- Die Sonne ist punktförmig.
- Das Modul ist ideal verspiegelt, d. h. es kann das Reflexionsgesetz „Einfallswinkel gleich Ausfallswinkel“ (keine Streublendung) angewendet werden.



- Die Sonne blendet von Aufgang bis Untergang, d. h. die Berechnung liefert die astronomisch maximal möglichen Immissionszeiträume.
- Mindestwinkel von 10° zwischen Reflexions- und Sonnenstrahl.

## **5.2 Standortspezifische Berechnungsparameter**

### **5.2.1 Emissionsbereich**

Die zu untersuchende Photovoltaik-Freiflächenanlage Kipfenberg soll auf den derzeit noch landwirtschaftlich genutzten Grundstücken Flur-Nrn. 239, 242, 243 (Gemarkung Irlahüll) und der Flur-Nr. 156 (Gemarkung Buch) errichtet werden. Die Gesamtleistung der Anlage, bestehend aus 26 Modulreihen mit insgesamt 35.796 Einzelmodulen, beträgt 10,2 MW<sub>p</sub>. Der Anlagenstandort mit einer Fläche von etwa 10,12 ha befindet sich etwa 680 m nördlich des Ortsteils Irlahüll, unmittelbar südlich/westlich verläuft die „BAB A 9“ (vgl. Anlage 1.1).

Die PV-Anlage erstreckt sich auf Höhen von ca. 507 bis maximal 524 m ü. NN<sup>1</sup>. Die Module sind genau nach Süden (180°) ausgerichtet. Die Neigung der Module beträgt 15°, die Höhe der Aufständering 0,9 m bis 2,5 m [5].

Nordwestlich zwischen dem Anlagenstandort und der Fahrbahn der BAB A 9 befindet sich ein mäßig dicht bepflanzter Bereich, welcher einen gewissen Sichtschutz darstellt, in vorliegendem Gutachten jedoch nicht als relevante Abschirmung betrachtet wird (Pessimalebetrachtung).

<sup>1)</sup> Alle geodätischen Höhenangaben wurden aus Google Earth übernommen

### 5.2.2 Immissionsbereich

Als Immissionsort für mögliche Blendungen durch die geplante PV-Anlage wird auftragsgemäß die unmittelbar südlich/westlich des Anlagenstandortes verlaufende „BAB A 9“ betrachtet (siehe Abbildung 6). Der für die Begutachtung maßgebliche Abschnitt der Fahrbahn erstreckt sich auf Höhen von ca. 511 bis 518 m ü. NN.



**Abbildung 6: Darstellung des Anlagenstandortes sowie des Immissionsbereiches**

Nachfolgend werden lediglich jene Blendungen untersucht, welche auf der Fahrbahn „Fahrtrichtung Süden“ auftreten. In Fahrtrichtung Norden treffen die Reflektionsstrahlen ausgehend von dem PV-Modul mit einem von der Fahrtblickrichtung abweichenden Einfallswinkel von mehr als 90° auf den Fahrzeugführer. Eine Blendwirkung im relevanten Sichtfeld des Fahrers kann somit ausgeschlossen werden.



Die kürzeste Entfernung der PV-Freiflächenanlage zum Immissionsort „Fahrtrichtung Süd“ auf der „BAB A 9“ wurde mit 30 m festgelegt (Entfernung Modulfläche zu Fahrbahn). Die weiteste Entfernung Photovoltaikanlage/Immissionsort beträgt 510 m. Für die vorliegenden Berechnungsgänge wurden demnach die Blendungen für einen Entfernungsbereich zwischen 35 m und 510 m berechnet und für die Beurteilung herangezogen.

Für den Berechnungsgang wird der Bereich zwischen 1 m und 2,5 m über der geodätischen Höhe des jeweiligen Immissionspunktes (= Sichtfeld des Fahrzeugführers von Pkw bzw. Lkw) als Immissionsbereich festgelegt.

## 6 BERECHUNGSERGEBNISSE

In nachfolgender Tabelle werden die Anzahl der mit der Spezialsoftware „Sunflex“ im 5-Minuten-Zyklus prognostizierten Einzelblendungen sowie die maximale Blenddauer je Tag für den betrachteten Immissionsort „BAB A 9“ dargestellt. Die aufgeführten Blendungen beziehen sich auf eine mögliche Blendwirkung, bei dem festgelegten Winkelbereich der Ausrichtung, in der definierten Objekthöhe des Immissionsortes.

Tabelle 2: Anzahl der Einzelblendungen an dem maßgeblichen Immissionsort

Immissionsort	Einzelblendungen im Jahr	Max. Blenddauer je Tag
	[Anzahl]	[Minuten]
BAB A 9 - Fahrtrichtung Süd	1.542	50
BAB A 9 - Fahrtrichtung Nord	Keine relevanten Blendungen, da Blendwinkel > 90°	

Die am Immissionsort „BAB A 9“ in Fahrtrichtung Süd prognostizierten Blendungen sind von Anfang März bis Anfang Oktober vorwiegend morgens (ca. 04:25 bis 05:55 UTC) bei tief einfallenden Sonnenstrahlen aus Richtung Osten zu erwarten. Hierbei ist zu beachten, dass während der Berechnung dauerhafter Sonnenschein angenommen wird. Eine mögliche Bewölkung wird an dieser Stelle - ebenso wie sonstige standortspezifische Beurteilungskriterien - noch nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 7).



## **7 BEURTEILUNG DER BERECHNUNGSERGEBNISSE**

### **7.1 Blendwirkungen auf die „BAB A 9“**

Wie im vorherigen Kapitel erläutert, kann es am Immissionsort „BAB A 9“ in Fahrtrichtung Süd im Jahr zu 1.542 Einzelblendungen kommen, dies entspricht einer Gesamt-Blenddauer von rund 128,5 Stunden im Jahr. Die maximale Blenddauer je Tag beträgt 50 Minuten.

Bei den Berechnungen wurde der standortspezifische Bewölkungsgrad vernachlässigt. Tatsächlich ist laut Klimaanalyse für den Immissionsbereich [4] von einem Bedeckungsgrad von mindestens 60 % auszugehen. Somit ist unter realistischen Bedingungen von jährlich 617 Einzelblendungen, entsprechend einer Gesamt-Blenddauer von 51,42 Stunden im Jahr, auszugehen.

Bei Würdigung der prognostizierten Blendungen ist zwingend zu beachten, dass diese ausschließlich bei Blickrichtungen auftreten, die mindestens 49° von der Hauptblickrichtung des Fahrzeugführers abweichen. Diese Blendungen werden zwar im peripheren Sichtfeld wahrgenommen, sind für die Sicherheit der Verkehrsteilnehmer auf der „BAB B 9“ jedoch von untergeordneter Bedeutung (vgl. hierzu Kapitel 3).

**Die vorliegenden Blendungen sind daher aufgrund des hohen Abweichwinkels von der Hauptblickrichtung aus fachgutachterlicher Sicht als nicht störende Blendungen zu werten.**

Um die Abschirmung aller möglichen Blendungen zu gewährleisten, ist als Blendschutzmaßnahme ein Blendschutzzaun zu errichten.

### **7.2 Fazit**

Das Vorliegen erheblicher Belästigung durch Blendungen i. S. des § 5 BImSchG kann bei dem untersuchten Immissionsort „BAB A 9“ ausgeschlossen werden, die PV-Anlage ist aus fachgutachterlicher Sicht als genehmigungsfähig einzustufen. Die letztendliche Entscheidung über die Genehmigungsfähigkeit der Anlage obliegt der Genehmigungsbehörde.



## 8 SCHLUSSBEMERKUNGEN

Das vorliegende Gutachten wurde auf Basis der zur Verfügung gestellten Unterlagen und Informationen mit Stand Dezember 2018 erstellt.

Im Zuge von detaillierten softwaretechnischen Berechnungen zur Ermittlung von Lichtreflexionen im Besonderen im Zusammenhang mit der geplanten Photovoltaik-Freiflächenanlage können auf Grundlage vorliegender Planung/Unterlagen und der aktuellen Situation vor Ort, Reflexionen an dem betrachteten Immissionsort „BAB A 9“ festgestellt werden. Aufgrund der erheblichen Abweichung von  $> 40^\circ$  zur Hauptblickrichtung sind diese Blendungen aus fachgutachterlicher Sicht jedoch als nicht störend zu werten. Es sollte von amtlicher Seite ein Abwägungsverfahren durchgeführt werden, welches aus gutachterlicher Sicht, bei Würdigung der in Kapitel 7 erläuterten Einzelfallkriterien, positiv bewertet werden kann.

Die IFB Eigenschenk GmbH ist zu verständigen, sofern sich Abweichungen von der derzeitigen Planung oder örtliche Änderungen ergeben.

  
**IFB Eigenschenk GmbH**  
Dr.-Ing. Bernd Köck<sup>2) 3) 4) 5) 6) 7) 8)</sup>  
Geschäftsführer (CEO)  
Unternehmensleitung

  
Dr.-Ing.  
Bernd Köck  
BaylkaBau  
Mitglied  
35500

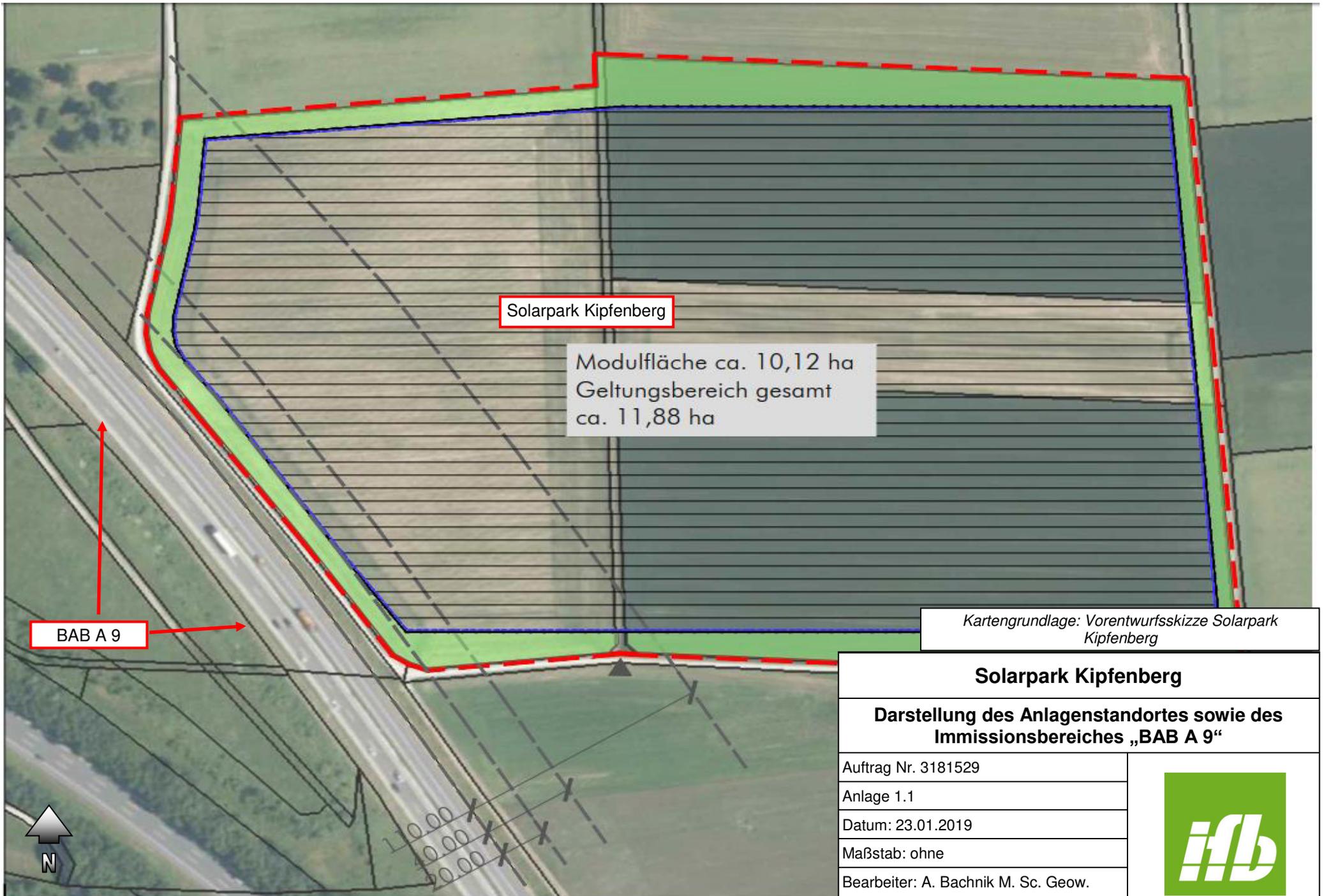
  
i. A. Poschelt  
Alexander Bachnik M. Sc. Geow.  
Sachbearbeiter

- 2) Von der Industrie- und Handelskammer für Niederbayern in Passau öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger für Historische Bauten
- 3) Nachweisberechtigter für Standsicherheit nach Art. 62 BayBO
- 4) Bauvorlageberechtigter nach Art. 61 BayBO
- 5) Fachkundige Person für wiederkehrende Bauwerksprüfungen nach Verfahrensordnung BaylKa
- 6) Zertifizierter Tragwerksplaner in der Denkmalpflege, Propstei Johannesberg gGmbH
- 7) Zertifizierter Fachplaner für Bauwerksinstandsetzung nach WTA, EIPOS Dresden
- 8) Lehrbeauftragter und Modulverantwortlicher der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg für das Modul Denkmal und Ingenieurtechnik (M2a-12), Masterstudiengang Bauen im Bestand



## **9 LITERATURVERZEICHNIS**

- [1] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“; Stand: 08.10.2012.
- [2] Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) „Lichtimmissionen durch Sonnenlichtreflexionen – Blendwirkung von Photovoltaikanlagen“; Stand: 17.10.2012
- [3] Länderausschuss für Immissionsschutz „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ (WEA-Schattenwurf-Hinweise); Stand: Mai 2002
- [4] Wetterdaten der Messstation Gelbensee, Deutscher Wetterdienst (DWD)
- [5] Planunterlagen „Solarpark Kipfenberg“, Übersichtsplan vom 30.08.2018, Modullayout (M 1 : 600) vom 13.12.2018, Vorentwurfsskizze Solarpark Kipfenberg vom 10.10.2018; erhalten per E-Mail am 13.12.2018
- [6] Ergänzende Informationen des Auftraggebers zur geplanten PV-Anlage; erhalten per E-Mail am 13.12.2018



Solarpark Kipfenberg

Modulfläche ca. 10,12 ha  
 Geltungsbereich gesamt  
 ca. 11,88 ha

BAB A 9

Kartengrundlage: Vorentwurfsskizze Solarpark Kipfenberg

**Solarpark Kipfenberg**

**Darstellung des Anlagenstandortes sowie des Immissionsbereiches „BAB A 9“**

Auftrag Nr. 3181529  
 Anlage 1.1  
 Datum: 23.01.2019  
 Maßstab: ohne  
 Bearbeiter: A. Bachnik M. Sc. Geow.





Kartengrundlage: Modullayout Solarpark Kipfenberg

## Solarpark Kipfenberg

### Modulflächenplan

Auftrag Nr. 3181529

Anlage 1.2

Datum: 23.01.2019

Maßstab: ohne

Bearbeiter: A. Bachnik M. Sc. Geow.

