

Dr. Hans Meseberg
LSC Lichttechnik und Straßenausstattung Consult
Fährstr. 10
D-13503 Berlin
Tel.: 030/82707832
Mobil: 0177/3733744
Email: hmeseberg@t-online.de

Berlin, den 11. 1. 2023

G u t a c h t e n
G51/2022
zur Frage der eventuellen Blend- und Störfwirkung von Straßennutzern
und Anwohnern/Beschäftigten in Gewerbegebäuden durch eine bei Merxleben
zu installierende Photovoltaikanlage

(Dieses Gutachten besteht aus 13 Seiten
und einem Anhang mit weiteren 5 Seiten)

1 Auftraggeber

Den Auftrag zur Erarbeitung des Gutachtens erteilte die PIN Grünstrom 65 GmbH & Co. KG, Zielstattstraße 44 in 81379 München.

Auftragsdatum: 16. 11. 2022

2 Auftragsache

Die PIN Grünstrom 65 GmbH & Co. KG plant die Errichtung einer Freiflächen-Photovoltaikanlage in der Nähe von Merxleben, Ortsteil der Stadt Bad Langensalza. Es stellt sich die Frage, ob Nutzer der an der PV-Anlage vorbeiführenden Bundesstraße 84 sowie Bewohner nahegelegener Wohn- und Gewerbegebäude (Immissionsorte) durch die PV-Anlage in unzumutbarer Weise geblendet oder belästigt werden könnten. Dieses Gutachten dient der Untersuchung der Frage, ob und mit welcher Häufigkeit solche Situationen entstehen können und falls ja, welche Abhilfemöglichkeiten bestehen.

3 Definitionen

Es werden folgende Winkel verwendet:

Sonnenhöhenwinkel (vertikaler Sonnenwinkel)	γ
Azimut (horizontaler Sonnenwinkel) bzw. momentane Fahrtrichtung eines Kfz; Richtung Nord: $\alpha = 0^\circ$; der Winkel steigt mit dem Uhrzeigersinn, d.h. Richtung Ost $\alpha = 90^\circ$, Süd $\alpha = 180^\circ$ usw.	α
Orientierung der Modultischreihen; Ausrichtung West-Ost: $\nu = 0^\circ$; auch hier steigt der Winkel im Uhrzeigersinn	ν
vertikaler Winkel des von den Solarmodulen reflektierten Lichts	δ
Neigung der PV-Module gegen Süd	ε
vertikaler Blickwinkel Kraftfahrer - vor ihm liegende Fahrbahn	σ

im Raum liegender Blickwinkel (gebildet durch die Blickrichtung eines Kraftfahrers - Richtung reflektiertes Sonnenlicht)	θ
horizontaler Blickwinkel Kraftfahrer/ Mitte Fensterfläche - PV-Anlage	τ
Differenz $\alpha - \tau$ (horizontale Blickrichtung Kraftfahrer/Anwohner - PV-Anlage)	ψ
vertikaler Blickwinkel Kraftfahrer/Anwohner - PV-Anlage	λ

4 Informationen zur Photovoltaik-Anlage

Die topografischen Daten und die Beschreibung der Anlage beruhen auf folgenden Informationen, die von der PIN Grünstrom 65 GmbH & Co. KG zur Verfügung gestellt wurden:

- Modullayout
- Modultischquerschnitt
- Höhenplan
- Fotos

Die Geländehöhen der PV-Anlage und der B 84 wurden dem Höhenplan entnommen. Die Entfernungen, horizontalen Winkel und die Geländehöhen der Immissionsorte wurden mit google earth ermittelt. Der monatliche Sonnenstand für Merxleben (Sonnenhöhe und -azimut) wurde mit der Website www.stadtklima-stuttgart.de bestimmt. Die Berechnung der Winkel des reflektierten Sonnenlichts erfolgte mit eigenen Excel-Programmen.

5 Beschreibung der PV-Anlage Merxleben und topografische Daten

5.1 Die PV-Anlage

Die PV-Anlage wird auf einem bisher unbebauten Gelände errichtet, s. Bild 1a im Anhang. Die Gesamtfläche beträgt ca. 3,3 ha. Die PV-Anlagenfläche ist unregelmäßig und steigt von Süd nach Nord von ca. 181 m über Normalhöhennull (NHN) auf 194 m an. Die geplante Leistung beträgt 3,37 MW_{peak}. Der Modultyp steht noch nicht fest; da aber alle Standard-Solarmodule etwa die gleiche Reflexionscharakteristik besitzen, hat der gewählte Modultyp keinen Einfluss auf ein evtl. Blendrisiko.

Die Module werden auf sogenannten Modultischreihen montiert, deren maximale Länge der jeweils verfügbaren Breite des PV-Anlagengeländes entspricht. Die Ausrichtung der Modultischreihen erfolgt gemäß aktueller Planung in Ost-West-Richtung (Orientierung $\nu = 0^\circ$) mit einer Modulneigung gegen Süd ε von 15° . Die Moduloberkante befindet in einer Höhe von 2,20 m über Geländeoberkante (GOK), die Höhe der Modulunterkante über GOK beträgt 0,60 m.

Baulich gesehen, besteht die PV-Anlage aus zwei Teilflächen; wie die nachfolgenden Untersuchungen zeigen, ist es aber sinnvoll, die südliche, zusammenhängende Teilfläche in zwei Teilflächen aufzuteilen. Die so entstehenden Teilflächen sind in Bild 1a mit TF N (Nord), TF M (Mitte) und TF S (Süd) bezeichnet. Die Abmessungen von TF S sind in Bild 1a eingetragen.

5.2 Die untersuchte Bundesstraße 84

Die B 84 führt östlich an der PV-Anlage vorbei. Nördlich der Wohnbebauung beträgt der Abstand der B 84 von der PV-Anlage mindestens 20 m. Von Norden kommend, beträgt die Fahrtrichtung zunächst ca. 190° bei Markierung A (s. Bild 1a) und dreht bis zum Erreichen der Wohnbebauung bei Markierung B auf ca. 207°. Die Fahrbahnoberkante der Straße fällt von Nord nach Süd von ca. 195 m bei Markierung A auf ca. 188 m bei Markierung B.

5.3 Die untersuchten Immissionsorte

Es wurden folgende in Bild 1a markierte potentielle Immissionsorte identifiziert:

Immissionsort 1: Zwei zweigeschossige Wohngebäude, die Höhe der Fenstermitte über Grund (ca. 181 m) beträgt ca. 2,50 m.

Immissionsort 2: Ein dreigeschossiges Wohngebäude mit einer Höhe der Fenstermitte über Grund (ca. 184 m) von ca. 7,50 m. Vor dem Wohnhaus, in Richtung PV-Anlage gesehen, befinden sich Garagen, die den Blick auf die PV-Module am östlichen Rand der PV-Anlage geringfügig einschränken.

Immissionsort 3: Zwei eingeschossige Wohngebäude mit Fenstern in Richtung PV-Anlage; die Höhe der Fenstermitte über Grund (185 m) beträgt ca. 2,50 m. Der Blick auf die PV-Anlage ist bei diesem Immissionsort durch eine immergrüne Hecke und zwei Nadelbäume verdeckt.

Immissionsorte 4 und 5: Zwei zweigeschossige Wohngebäude mit einer Höhe der Fenstermitte über Grund (184,5 m bzw. 186,5 m) von ca. 5,80 m.

Immissionsort 6: Ein zweigeschossiges Wohngebäude mit einer Höhe der Fenstermitte über Grund (188 m) der nach Norden und Süden zeigende Giebelfenster von ca. 5 m. An der Westseite des Hauses sind nur Erdgeschossfenster vorhanden, von denen aus ist ein Einblick zur PV-Anlage wegen eines davorstehenden, fensterlosen kleineren Gebäudes nicht möglich.

Immissionsort 7: Eingeschossiges Betriebsgebäude der Ulrich Heß GmbH mit Fenstern nur an der Nordfassade mit einer Höhe der Fenstermitte über Grund (187 m) von ca. 2 m bzw. maximal 2,5 m. Vor der Fassade befindet sich eine Betonmauer von ca. 1,5 m Höhe, so dass die PV-Anlage nur für in den Räumen des Immissionsortes stehende Personen sichtbar ist.

6 Beschreibung der eventuell von PV-Anlagen ausgehenden Blend- und Störwirkungen für Kraftfahrer

Unter Blendung versteht man eine vorübergehende Funktionsstörung des Auges, die, ganz allgemein ausgedrückt, durch ein Übermaß an Licht hervorgerufen wird. Liegt eine messbare Beeinträchtigung der Sehleistung vor, spricht man von **physiologischer Blendung**, wird die Blendwirkung dagegen subjektiv als unangenehm, störend oder ablenkend empfunden, ohne dass eine messbare Beeinträchtigung der Sehleistung vorhanden ist, liegt **psychologische Blendung** vor. Sind die Leucht-

dichten des Umfeldes so groß, dass das visuelle System nicht mehr in der Lage ist, auf diese zu adaptieren, handelt es sich um **Absolutblendung**, sonst um **Adaptationsblendung**. Weiterhin differenziert man zwischen **direkter Blendung**, die durch eine Lichtquelle selbst ausgelöst wird, und **indirekter Blendung**, die durch das Reflexbild einer Lichtquelle erzeugt wird.

Die bei Tageslicht am häufigsten auftretende Blendung wird von der Sonne verursacht. Befindet sich die Sonne im zentralen Gesichtsfeld eines Beobachters, tritt Absolutblendung auf, bei der man nicht mehr in der Lage wäre, z.B. ein Kfz sicher zu führen, da im Gesichtsfeld des Autofahrers keine Kontraste mehr erkennbar sind. Dieser sehr gefährlichen Situation entzieht man sich, indem die Sonne gegenüber dem Auge durch eine Sonnenblende bzw. Jalousie oder durch eine Hand abgeschattet wird. Das Aufsetzen einer Sonnenbrille hilft hier kaum, da dadurch nicht nur die Intensität des Sonnenlichtes, sondern auch die Helligkeiten aller anderen Objekte im Gesichtsfeld herabgesetzt werden.

Häufig wird das Licht der Sonne auch durch glänzende Objekte ins Auge eines Betrachters gespiegelt: Wasseroberflächen, Fensterfronten von Gebäuden, verglaste Treibhäuser. Gegenüber der direkten Sonnenblendung ist bei dieser indirekten Blendung die tatsächliche Blendefahrer geringer:

1. Das reflektierte Sonnenlicht hat immer eine geringere Intensität als das direkte Sonnenlicht, es kommt selten zu einer Absolutblendung, sondern meist „nur“ zu Adaptationsblendung; d.h., die Helligkeitskontraste sind zwar verringert und die Wahrnehmung von Objekten wird erschwert, aber selten so stark, dass verkehrsgefährdende Situationen entstehen.
2. Die Blendwirkung durch reflektierende Objekte ist zeitlich und örtlich sehr begrenzt, während die Sonnenblendung über längere Zeit auf den Menschen einwirken kann.

Ob Blendung auftritt, ist sehr stark vom Winkel θ , gebildet von der Blickrichtung eines Beobachters und der Verbindungslinie Auge des Beobachters - blendende Lichtquelle (z.B. Auge des Kraftfahrers zur PV-Anlage), abhängig. **Bei Nacht** nimmt die Blendempfindlichkeit B proportional mit dem reziproken Wert des Winkelquadrats ab: $B \sim 1/\theta^2$. Bei Nacht wird physiologische Blendung deshalb nur in einem Winkelbereich $\theta \pm 30^\circ$, bezogen auf die Blickrichtung, berücksichtigt; Licht aus größeren Winkeln liefert keinen nennenswerten Betrag zur Blendung. **Bei Tageslicht** hat man andere Verhältnisse: Die Gesamthelligkeit ist um mehrere Zehnerpotenzen höher als bei Nacht. Die evtl. blendenden Objekte werden nicht wie bei Nacht gegen eine meist lichtlose Umgebung gesehen, sondern die Umgebung hat ebenfalls eine gewisse Helligkeit. Diese beiden Unterschiede führen dazu, dass tagsüber Blendungseffekte eher selten auftreten. Die reziprok quadratische Abhängigkeit der Blendung vom Winkel θ gilt auch nicht mehr unbedingt; allerdings nimmt auch bei Tageslicht die Blendung deutlich zu, wenn der Blickwinkel θ kleiner wird.

Für die Nacht gibt es klare Anforderungen an die Begrenzung der Blendung, die von leuchtenden Objekten ausgeht. Für die Bewertung von Blend- oder anderen visuellen Störeffekten, die von Bauwerken oder anderen technischen Anlagen bei Tageslicht

erzeugt werden, gibt es überhaupt keine Regelwerke oder Vorschriften. Deshalb ist man hier auf Einzelfallbetrachtungen und -entscheidungen angewiesen.

Der Blickwinkel θ ist bei Tageslicht weniger kritisch zu sehen als bei Nacht. Bei Tageslicht liefert störendes Licht aus **Winkeln $\theta > 20^\circ$** keinen merklichen Beitrag zur Blendung und kann außer Betracht bleiben. Störendes Licht aus einem **Winkelbereich $10^\circ < \theta \leq 20^\circ$** kann u.U. eine moderate Blendung erzeugen. I.a. kann man Blendung wie oben beschrieben durch leichtes Zur-Seite-Schauen oder „Ausblenden“ der störenden Lichtquelle vermeiden. Dieser Winkelbereich sollte aber bei einer Blendungsbewertung mit in Betracht gezogen werden. Kritischer sind **Blickwinkel $5^\circ \leq \theta \leq 10^\circ$** , und besonders kritisch Winkel $\theta \leq 5^\circ$, wenn also die störende Lichtquelle direkt im Gesichtsfeld des Beobachters liegt. Ein Kraftfahrer hat nicht mehr die Möglichkeit, diese Lichtquelle „auszublenken“: Er muss die vor ihm liegende Straße bzw. den Gleiskörper und dessen Umgebung beobachten und alle Licht- und sonstigen Signale sowie die Anzeigeeinstrumente im Pkw oder der Lok eindeutig erkennen können. Deshalb kann man in solchen Situationen seinen Blick nicht beliebig zur Seite richten, um einem evtl. vorhandenen Blendreflex auszuweichen.

Bei allen Situationen, in denen evtl. eine Blendgefahr besteht, ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich die Sonne ebenfalls im Blickfeld des Beobachters befindet und das direkte Sonnenlicht **gleichzeitig** mit dem Blendreflex auf den Beobachter einwirkt.

Um eine Aussage über die Blendwirkung einer PV-Freiflächenanlage machen zu können, muss im Zweifelsfall unter Beachtung des Blickwinkels die Beleuchtungsstärke (Lichtintensität) der Blendlichtquelle ins Verhältnis zur Beleuchtungsstärke der Sonne gesetzt werden.

7 Blend- und Störwirkung (Lichtimmission) für sich in Gebäuden aufhaltende Personen

Lichtimmissionen gehören nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) formal zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder für die Anwohner herbeizuführen. Weitere Ausführungen hierzu macht das BImSchG jedoch nicht. Die von PV-Freiflächenanlagen verursachte Blend- und Störwirkung von Personen, die sich in Wohn- oder Gewerbegebäuden aufhalten, wird im Allgemeinen nach den „Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) vom 13. 9. 2012, Anhang 2, vorgenommen (im Folgenden „LAI-Hinweise“ genannt). Die Blend- und Störwirkung = Lichtimmission ist durch die Zeit definiert, in der Sonnenlicht von der PV-Anlage auf die Fensterflächen der betroffenen Gebäude (Immissionsorte) auftrifft. Diese Zeit, damit ist die astronomisch maximal mögliche Zeit von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang gemeint, darf täglich 30 min und im Kalenderjahr 30 Stunden nicht überschreiten („30 Minuten-/30 Stunden-Regel“).

Die LAI-Hinweise gelten für „schutzwürde Räume“. Dazu gehören

- Wohnräume
- Schlafräume, einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume.

Lt. Abschnitt 7e. der LAI-Hinweise-Lichtimmissionen sind die Sonne als punktförmig und die Solarmodule als ideal verspiegelt zu betrachten, so dass die Berechnungen gemäß dem Reflexionsgesetz $\text{Ausfallswinkel} = \text{Einfallswinkel}$ durchgeführt werden können. Tatsächlich wird das Sonnenlicht von den üblicherweise verwendeten Solarmodulen aber auch teilweise gestreut reflektiert. Das führt dazu, dass das Sonnenlicht z.T. spiegelnd (Kernreflex) und z.T. gestreut (Streureflex) reflektiert wird. Der Streureflex kann je nach Entfernung Beobachter - PV-Anlage und Grad der Streuwirkung bis zu 40 min vor dem Kernreflex auftreten und erst bis zu 40 min nach dem Kernreflex verschwinden. Die Intensität des Streureflexes ist aber immer deutlich geringer ist als die Intensität des Kernreflexes und erzeugt daher keine nennenswerte Störwirkung. Alle durchzuführenden Berechnungen beziehen sich daher lt. Abschnitt 7e. der LAI-Hinweise nur auf den Kernreflex, die zusätzliche Reflexionszeit durch den Streureflex wird nach den LAI-Hinweisen nicht berücksichtigt.

In den LAI-Hinweisen-Lichtimmissionen wird ausgeführt: *„Wirkungsuntersuchungen oder Beurteilungsvorschriften zu diesen Immissionen sind bisher nicht vorhanden.“* Mangels solcher Untersuchungen wurde der Inhalt der Regelungen der LAI-Hinweise-Lichtimmissionen daher weitgehend den „Hinweisen zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ (WEA-Schattenwurf-Hinweise) des LAI entlehnt. Diese Übertragung ist sehr angreifbar, da die durch den Schattenwurf von Windkraftanlagen erzeugte Störwirkung viel gravierender ist als die Störwirkung, die von PV-Anlagen erzeugt wird. Offensichtlich im Bewusstsein dieses Mangels wird in den LAI-Hinweisen-Lichtimmissionen weiter ausgeführt: *„Der genannte Wertungsmaßstab kann allenfalls ein erster Anhaltspunkt für die Beurteilung von Blendungen sein. Im Einzelfall muss dann aber begründet werden, warum eine Übertragbarkeit gegeben, bzw. aufgrund welcher Überlegungen eine ggf. abweichende Bewertung erfolgt ist.“*

Diese Einschränkung der Bewertungsmöglichkeit der Lichtimmissionen durch die LAI-Hinweise-Lichtimmissionen führt dazu, dass diese LAI-Hinweise nur eine Empfehlung darstellen und deshalb nur in wenigen Bundesländern verbindlich zur Bewertung von Lichtimmissionen vorgeschrieben sind. Sie stellen aber den Stand der Technik dar und können, wenn einige Änderungen an der Bewertungsmethodik vorgenommen werden, durchaus sinnvoll angewendet werden. Hinsichtlich der PV-Anlage Merxleben ist folgender Aspekt zu berücksichtigen:

Sonnenlicht, das sehr streifend in die Fensterflächen betroffener Gebäude fällt, trifft nur auf das Mauerwerk der gegenüberliegenden Seite der Fensteröffnung und kann nicht in den dahinter liegenden Raum eindringen. Der (horizontale) Winkel zwischen Hausfassade bzw. Fensterfläche und der Einfallrichtung des Sonnenlichts, unter

dem das Sonnenlicht nicht in den Raum eindringen kann, hängt von der Fensterbreite und der Dicke des Mauerwerks ab. Bei einer Mauerwerksbreite von 0,41 m (zweischalige Bauweise) und einer Fensterbreite (nur verglaste Fläche, also ohne Fensterrahmen) von z.B. 1,20 m trifft das Sonnenlicht bei Winkeln bis zu ca. 19°, bezogen auf die Hausfassade, auf das Mauerwerk der gegenüberliegenden Seite der Fensteröffnung. Bei Mansardenfenstern mit einer Breite von z.B. nur 0,60 m Breite beträgt der entsprechende Winkel 35°, bei schrägliegenden Dachgeschossfenstern ca. 10°. Bei den Berechnungen ist der für die jeweiligen Fenster maßgebliche Winkelbereich nicht zu berücksichtigen.

8 Blend- und Störpotential der geplanten PV-Anlage für Kraftfahrer

8.1 Sehbedingungen eines Kraftfahrers

Um die evtl. von der PV-Anlage ausgehende Blendung zu bewerten, ist es zunächst notwendig, die Wahrscheinlichkeit dafür zu ermitteln, dass von der Anlage reflektiertes Licht in die Blickrichtung eines Kraftfahrers gelangt. Ist eine gewisse Wahrscheinlichkeit gegeben, muss die Intensität des reflektierten, ins Auge des Vorbeifahrenden gerichteten Lichts ermittelt werden. Das Blendrisiko insgesamt ergibt sich aus der Bewertung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens und der Intensität des ins Auge eines Vorbeifahrenden reflektierten Sonnenlichts.

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Blendrisikos kann mithilfe eines so genannten Sonnenstandsdiagramms ermittelt werden. Die Bilder 2 bis 5 zeigen das Sonnenstandsdiagramm für Merxleben in Form eines Polardiagramms. Die roten Linien zeigen den Sonnenstand (Sonnenhöhe γ und Azimut α) für den 15. Tag jedes Monats in Abhängigkeit von der Uhrzeit an. Die Darstellung erfolgt für die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) ohne Berücksichtigung der Mitteleuropäischen Sommerzeit (MESZ). Die Uhrzeit ist durch blaue und grüne Punkte gekennzeichnet.

Zunächst muss der im Raum liegende Blickwinkel θ zwischen Kraftfahrer und PV-Anlage ermittelt werden. θ ergibt sich aus folgender Formel:

$$\cos \theta = \cos \sigma \cdot \cos \lambda \cdot \cos \psi \quad (1)$$

Die in dieser Formel genannten Winkel müssen gemäß den Sehbedingungen für bestimmte Situationen der Vorbeifahrt von Kraftfahrern an der PV-Anlage ermittelt werden.

Die Berechnungen wurden für die Sehbedingungen eines Lkw-Fahrers durchgeführt, die hinsichtlich einer Sonnenlichtreflexion ins Fahrerauge kritischer anzusehen sind als die Bedingungen für einen Pkw-Fahrer: Die maximale Augenhöhe eines Lkw-Fahrers beträgt ca. 2,40 m, die mittlere Augenhöhe eines Pkw-Fahrers ca. 1,12 m; deshalb kann eine PV-Anlage vom höher sitzenden Lkw-Fahrer u.U. zeitlich eher und auf größere Entfernungen gesehen werden, wodurch theoretisch die Sonnenlichtreflexion zum Kraftfahrer erhöht werden kann. Es kann angenommen werden, dass der Fahrer bei einer Fahrt auf einer Straße normalerweise auf einen Punkt auf der Fahrbahn blickt, der etwa 50 m vor ihm liegt. Daraus ergibt sich mit der mittleren Augenhöhe eines Lkw-Fahrers h_F von 2,40 m ein vertikaler Winkel σ von ca. - 2,9° (Blick

leicht nach unten). Dieser Winkel σ wurde bei den weiteren Berechnungen zugrunde gelegt.

8.2 Auswertung mittels des Sonnenstandsdiagramms

ψ ist der horizontale Winkel zwischen der momentanen Fahrtrichtung α und der horizontalen Blickrichtung τ Kraftfahrerauge - bestimmter Punkt der PV-Anlage. Fährt ein Kfz an der PV-Anlage vorbei, ändert sich ständig die Blickrichtung τ des Kraftfahrerauges zur Anlage und damit auch der Winkel ψ .

Damit Sonnenlicht in Richtung Kraftfahrerauge reflektiert werden kann, muss der vertikale Blickwinkel des Kraftfahrerauges λ dem vertikalen Winkel des von den Solarmodulen reflektierten Lichts δ entsprechen: $\lambda = -\delta$ (wenn λ abwärts gerichtet ist, muss δ aufwärts gerichtet sein und umgekehrt).

Für bestimmte Punkte der Annäherung eines Kfz an die bzw. Vorbeifahrt an der PV-Anlage werden nun mittels google earth die Winkel τ , α , ψ bestimmt, dann wird nach obiger Formel (1) der Winkel θ berechnet. Mit den weiteren Parametern Neigung der Module $\varepsilon = 17^\circ$ nach Süd und dem vertikalen Winkel λ werden dann die trigonometrischen Berechnungen zur Ermittlung des Sonnenazimuts α und der vertikalen Sonnenhöhenwinkel γ durchgeführt, unter denen das Sonnenlicht auf die PV-Module fallen müsste, damit das reflektierte Licht ins Auge eines Kraftfahrers fallen kann.

Die Ergebnisse der Berechnungen für α und γ werden in das Sonnenstandsdiagramm für Merxleben eingetragen. Da die Berechnungen für die gesamte Fläche der PV-Anlage von einem Beobachterstandort aus durchgeführt werden, stellen die ermittelten α/γ -Werte Flächen in Form von geschlossenen Polygonzügen dar, die im Folgenden als γ -Flächen bezeichnet werden. Haben diese γ -Flächen Schnittpunkte mit den roten Sonnenstandslinien, fällt Sonnenlicht ins Auge eines Kraftfahrers; die dazugehörigen Jahres- und Tageszeiten können aus dem Polardiagramm abgelesen werden. Bei fehlenden Schnittpunkten ist keine Sonnenlichtreflexion zum Kraftfahrer möglich.

8.3 Zeitliche Wahrscheinlichkeit der Sonnenlichtreflexion ins Auge eines Kraftfahrers bei Fahrten auf der B 84

Von Norden kommend, ist die PV-Anlage bereits aus größerer Entfernung für einen Kraftfahrer sichtbar. Als Berechnungspunkt für die Fahrtrichtung Süd wurde der Blickpunkt eines Kraftfahrers bei Markierung A gewählt. In Fahrtrichtung Nord ist der Blick des Kraftfahrers zur PV-Anlage erst ab Markierung B möglich. Die Blickpunkte bei diesen Markierungen sind repräsentativ für die Vorbeifahrt an der PV-Anlage in beiden Fahrtrichtungen. Die für diese Blickpunkte berechneten γ -Flächen sind in Bild 2 in blauer bzw. grüner Farbe eingezeichnet.

Fahrtrichtung Süd: Die γ -Fläche liegt unterhalb der Sonnenstandslinien, sogar unterhalb/außerhalb des Polardiagramms und hat keine Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien. Sonnenlicht kann in dieser Fahrtrichtung zu keinem Zeitpunkt von der

PV-Anlage zum Kraftfahrer auf der B 84 reflektiert werden, eine Kraftfahrerblendung ist nicht möglich.

Dieser Sachverhalt gibt die Tatsache wieder, dass ein Kraftfahrer, der in Richtung Süd auf die PV-Anlage blickt, überwiegend nur die Modulrückseiten sieht und dass das Sonnenlicht immer über den Kraftfahrer hinweg reflektiert wird.

Fahrtrichtung Nord: Die γ -Fläche liegt oberhalb der Sonnenstandslinien und hat keine Schnittpunkte mit diesen, Sonnenlichtreflexion zum Kraftfahrer kann auf der B 84 auch in dieser Fahrtrichtung nicht auftreten.

Diese Tatsache ergibt sich daraus, dass auf der nördlichen Erdhalbkugel die Sonne nicht aus nördlichen Richtungen scheint und das Sonnenlicht daher nicht in südliche Richtungen reflektiert werden kann, d.h. nicht ins Auge eines Kraftfahrers gelangen kann, der in Richtung Norden blickt.

9 Zeitliche Wahrscheinlichkeit der Sonnenlichtreflexion in Richtung von Immissionsorten

9.1 Geometrische Bedingungen

Um die evtl. von der PV-Anlage ausgehende Störf Wirkung für Anwohner /Beschäftigte in Gewerbegebäuden zu bewerten, ist es zunächst notwendig, die zeitliche Wahrscheinlichkeit dafür zu ermitteln, dass von der PV-Anlage reflektiertes Licht in die Fensterflächen bzw. die dahinterliegenden Räume der blendgefährdeten Gebäude gelangt. Diese Wahrscheinlichkeit kann ebenfalls mit dem Sonnenstandsdiagramm für Merxleben ermittelt werden.

Für die zu untersuchenden Immissionsorte wurden die horizontalen und vertikalen Blickwinkel Anwohner - PV-Anlage τ und λ ermittelt und daraus die horizontalen Sonnenwinkel α und die vertikalen Sonnenhöhenwinkel γ berechnet, unter denen das Sonnenlicht auf die PV-Module treffen müsste, damit es in die Fensterflächen der Wohnhäuser an den Immissionsorten gelangen könnte.

9.2 Berechnungsergebnisse

9.2.1 Ergebnisse für das geplante Modul layout, gesamte PV-Fläche

Zunächst wurde die Berechnungen für das geplante Layout mit Ost-West-Ausrichtung der Modultische ($\nu = 0^\circ$) und der Neigung ε gegen Süd = 15° für die gesamte PV-Fläche durchgeführt. Die berechneten γ -Flächen sind in Bild 3 eingezeichnet.

Immissionsort 1: Die berechnete γ -Fläche ist in Bild 3 in violetter Farbe dargestellt. Die γ -Fläche liegt oberhalb der Sonnenstandslinien, nach den Ausführungen in Abschnitt 8.3 kann Sonnenlicht zu keinem Zeitpunkt von der PV-Anlage zu diesem Immissionsort reflektiert werden.

Immissionsorte 2, 4, 5 und Immissionsort 6, südliche Giebelfenster: Die für die vier Immissionsorte berechneten γ -Flächen sind ebenfalls in Bild 3 dargestellt. Sie haben Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, Sonnenlicht kann von der PV-Anlage zu diesen Immissionsorten zwischen 17 Uhr und 18.30 Uhr MEZ reflektiert werden. Die

Immissionszeiten sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Die zulässige jährliche Reflexionszeit von 30 Stunden wird an den Immissionsorten 2 und 5 deutlich überschritten, bei Immissionsort 2 wird die zulässige maximale tägliche Reflexionszeit von 30 Minuten nicht eingehalten. Die Anforderungen der LAI-Hinweise werden insgesamt nicht erfüllt.

Immissionsorte 6, nördliche Giebelfenster und Immissionsort 7: Von diesen Immissionsorten aus gesehen liegt die PV-Anlage wie bei Immissionsort 1 im Norden, die berechneten γ -Flächen fallen praktisch zusammen mit der γ -Fläche für Immissionsort 1. Daher kann auch zu diesem Immissionsort kein Sonnenlicht von der PV-Anlage reflektiert werden.

Immissionsort	Reflexionstage pro Jahr	Maximale tägliche Reflexionszeit	Mittlere tägliche Reflexionszeit	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr
2	161	40,5 min	33,81 min	161 · 33,81 min = 90,7 Stunden
4	107	16,5 min	12,38 min	107 · 12,38 min = 22,08 Stunden
5	242	24 min	15,87 min	242 · 15,87 min = 64,01 Stunden
6	90	13,5 min	10,68 min	90 · 10,68 min = 16,02 Stunden

Tabelle 1: Immissionszeiten für Immissionsorte für $\nu = 0^\circ$, $\varepsilon = 15^\circ$, gesamte PV-Anlage

9.2.2 Ergebnisse für das geplante Modullayout, Teilflächen Nord und Mitte

Bei der genauen Untersuchung der γ -Flächen von Bild 3 zeigte sich, dass die Blendwirkung v.a. von TF Süd herrührt. Deshalb ist es sinnvoll, die Berechnungen mit dem geplanten Layout nur für die TF N und TF M durchzuführen. In Bild 4 sind die γ -Flächen für die TF N und TF M eingezeichnet. Die γ -Fläche für Immissionsort 1 kann entfallen, da gemäß vorangehendem Abschnitt von der gesamten PV-Fläche kein Sonnenlicht zu diesem Immissionsort reflektiert werden kann. Die aus den γ -Flächen berechneten Reflexionszeiten enthält Tabelle 2. Von TF N und TF M wird zu den Immissionsorten 2 und 4 kein Sonnenlicht von der PV-Anlage reflektiert, zu den Immissionsorten 4 und 5 wird zwar Sonnenlicht reflektiert, aber die Reflexionszeiten liegen unterhalb der 30 min-/30 Stunden-Grenze der LAI-Hinweise, die Anforderungen der LAI-Hinweise werden damit von TF N und TF M erfüllt, diese Teilflächen können mit PV-Modulen gemäß der vorgesehenen Planung ausgestattet werden.

Immissionsort	Reflexionsstage pro Jahr	Maximale tägliche Reflexionszeit	Mittlere tägliche Reflexionszeit	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr
2	keine Reflexion von der PV-Anlage möglich			
4	keine Reflexion von der PV-Anlage möglich			
5	110	24 min	14,25 min	110 · 14,25 min = 26,14 Stunden
6	77	13,5 min	11,42 min	77 · 11,42 min = 14,66 Stunden

Tabelle 2: Immissionszeiten für Immissionsorte für $\nu = 0^\circ$, $\varepsilon = 15^\circ$, Teilflächen Nord und Mitte

9.2.3 Einfluss von Änderungen des Layout der Teilfläche Süd auf die Reflexionszeiten

Es wurden verschiedene Möglichkeiten untersucht, durch Veränderung des Modullayouts die von TF S erzeugten Reflexionszeiten soweit zu reduzieren, dass die nach LAI-Hinweisen zulässigen Zeiten eingehalten werden.

Erhöhung des Abstandes der Modultischreihen: Durch diese Maßnahme wird zwar die Intensität des von den Modulen reflektierten Sonnenlichts reduziert, die Reflexionszeiten werden aber nicht beeinflusst.

Anbringung einer Abschirmung auf dem Zaun: Eine Zaunabschirmung verhindert die Sonnenlichtreflexion nur aus einem sehr schmalen Streifen direkt hinter dem Zaun, vom Immissionsort aus gesehen, so dass man weiterhin aus den obersten Stockwerken der Gebäude der Immissionsorte über den Zaun hinweg auf den größten Teil der Modulfläche blickt. Diese Maßnahme reduziert deshalb die Reflexionszeiten nur unwesentlich.

Veränderung der Modulneigung ε : Die Variation der Modulneigung im Bereich von 10° bis 30° verschiebt nur die Reflexionszeiten in andere Tages- und Jahreszeiten, die Länge der Reflexionszeiten wird dadurch aber kaum beeinflusst, diese bleiben weit oberhalb der 30 min-/30 Stunden-Grenze.

Drehung der Modultischausrichtung im Uhrzeigersinn: Eine Ausrichtung der Modultische senkrecht zur östlichen Grenze der Modulfläche, also um 27° im Uhrzeigersinn ($\nu = 27^\circ$), würde zwar dazu führen, dass man das zur Verfügung stehende Gelände optimal mit PV-Modulen bestücken könnte, hat aber ebenfalls praktisch keine Änderung der Reflexionszeiten zur Folge.

Reduzierung der Fläche von TF S: Bei Reduzierung der Länge der Teilfläche im südlichen Bereich bleiben die hohen täglichen Reflexionszeiten erhalten, bei Reduzierung der Breite der Teilfläche bleiben die hohen jährlichen Reflexionszeiten erhalten.

Abwechselnde Ausrichtung der Module in Ost-Richtung und in West-Richtung: Bei dieser Variante werden die Modulreihen abwechselnd nach Westen und nach Osten ausgerichtet („Satteldach“-Anordnung). Die Ausrichtung der Modultischreihen erfolgt

parallel zur westlichen bzw. östlichen Grenze der Modulfläche (s. Bild 1b), die Orientierung der Modultischreihen beträgt abwechselnd $\nu = 117^\circ$ bzw. $-63^\circ/297^\circ$. Von den nach Osten geneigten Modulen wird Sonnenlicht zu den Immissionsorten gelenkt, die teilweise die 30 min-/30 Stunden-Regel der LAI-Hinweise deutlich überschreiten. Damit kommt auch eine Satteldach-Anordnung der Module nicht infrage. Von den nach Westen geneigten wird jedoch kein Sonnenlicht zu Immissionsorten gelenkt; dies führt zu folgender weiteren Variante, deren Wirtschaftlichkeit allerdings nicht beurteilt werden kann:

Neigung der Module nach Nordwesten: Die Orientierung aller Modultischreihen erfolgt unter dem Winkel $\nu = 117^\circ$; das Modullayout entspricht dem in Bild 1b gezeigten Layout; die Modulneigung erfolgt bei diesem Layout de facto in Nordwest-Richtung. In Bild 5 sind die für dieses Layout berechneten γ -Flächen eingezeichnet. Alle γ -Flächen liegen außerhalb des Polardiagramms, zu den Immissionsorten kann kein Sonnenlicht von TF S reflektiert werden. Bei Verwendung dieses Layouts für TF S werden die LIA-Hinweise eingehalten. Auf die Sonnenlichtreflexion in Richtung B 84 hat dieses Layout keinen Einfluss, da TF S von der B 84 aus nicht einsehbar ist.

10 Zusammenfassung

Es wurde untersucht, ob von der geplanten PV-Anlage Merxleben Blendwirkungen für Kraftfahrer auf der Bundesstraße 84 sowie Lichtimmissionen bei einigen Immissionsorten auftreten können.

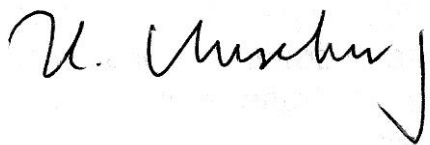
Bei der Vorbeifahrt auf der B 84 an der PV-Anlage Merxleben kann in beiden Fahrtrichtungen keine Kraftfahrerblendung entstehen.

Die Lichtimmission wurde für sieben Immissionsorte untersucht. Für die Berechnungen der Lichtimmission zu den Immissionsorten 1 bis 6, Wohngebäuden südlich und östlich der PV-Anlage, erwies es sich als notwendig, die PV-Anlage in drei Teilflächen zu unterteilen. Von den Teilflächen Nord und Mitte wird teilweise zwar Sonnenlicht zu diesen Immissionsorten reflektiert, die Reflexionszeiten erfüllen aber die Anforderungen der LAI-Hinweise, diese Teilflächen können daher mit PV-Modulen gemäß der aktuellen Planung bestückt werden.

Von der Teilfläche Süd wird Sonnenlicht über lange Zeiträume zu einigen Immissionsorten reflektiert, die Anforderungen der LAI-Hinweise werden an den Immissionsorten 2 und 5 deutlich überschritten. Sämtliche üblicherweise angewandten Modifikationen des Modullayouts führen zu keiner solchen Reduzierung der Immissionszeiten, dass die Anforderungen der LAI-Hinweise eingehalten werden. Als einzige Möglichkeit der Einhaltung der LAI-Hinweise erwies sich ein Layout, bei dem die Modultischreihen unter dem Winkel $\nu = 117^\circ$ ausgerichtet werden; die Modulneigung erfolgt bei diesem Layout de facto in Nordwest-Richtung. Bei diesem Layout wird kein Sonnenlicht von der Teilfläche Süd in Richtung der Immissionsorte 1 bis 6 reflektiert. Die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme kann allerdings nicht beurteilt werden; wenn dieses Layout deshalb nicht verwendet werden kann, kann TF S nicht mit PV-Modulen bestückt werden.

Zum Immissionsort 7, dem Betriebsgebäude der Ulrich Heß GmbH, kann von der PV-Anlage kein Sonnenlicht reflektiert werden.

Gegen die Errichtung der Teilflächen Nord und Mitte der PV-Freiflächenanlage Merxleben gemäß aktuellem Layout und gegen die Errichtung der Teilfläche Süd beim Layout mit Ausrichtung der Modultischreihen unter dem Winkel $\nu = 117^\circ$ ist aus Sicht des Unterzeichners nichts einzuwenden.



Anhang



Bild 1a: Übersicht der geplanten PV-Anlage Merxleben mit den Teilflächen TF N, TF M und TF S sowie den untersuchten Blickpunkten A und B auf der B 84 und den Immissionsorten 1 bis 7

Abmessung TF S:

Grüner Pfeil links: Länge ca. 100 m

Grüner Pfeil rechts: Länge ca. 133 m



Bild 1b: Ausschnitt aus dem Modullayout mit Darstellung der Teilfläche Süd in Satteldach-Anordnung bzw. Orientierung aller Modultischreihen unter dem Winkel $\nu = 117^\circ$

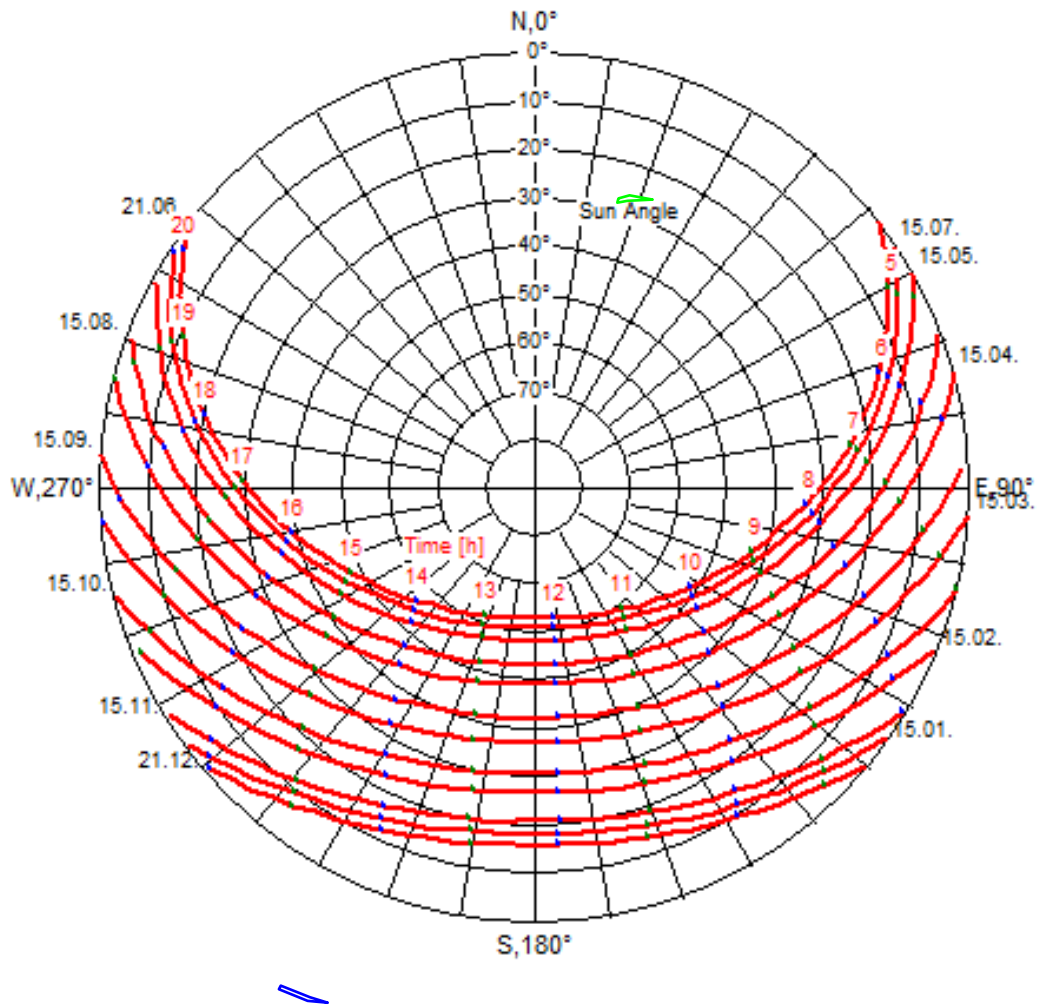


Bild 2: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Merxleben mit γ -Flächen zur Bewertung der Vorbeifahrt eines Kfz auf der B 84 an der PV-Anlage

Quelle des Sonnenstandsdiagramms: www.stadtklima-stuttgart.de;
Copyright: © Lohmeyer GmbH & Co. KG, Karlsruhe 2007

- : Blickpunkt bei Markierung A, Fahrtrichtung Süd
- : Blickpunkt bei Markierung B, Fahrtrichtung Nord

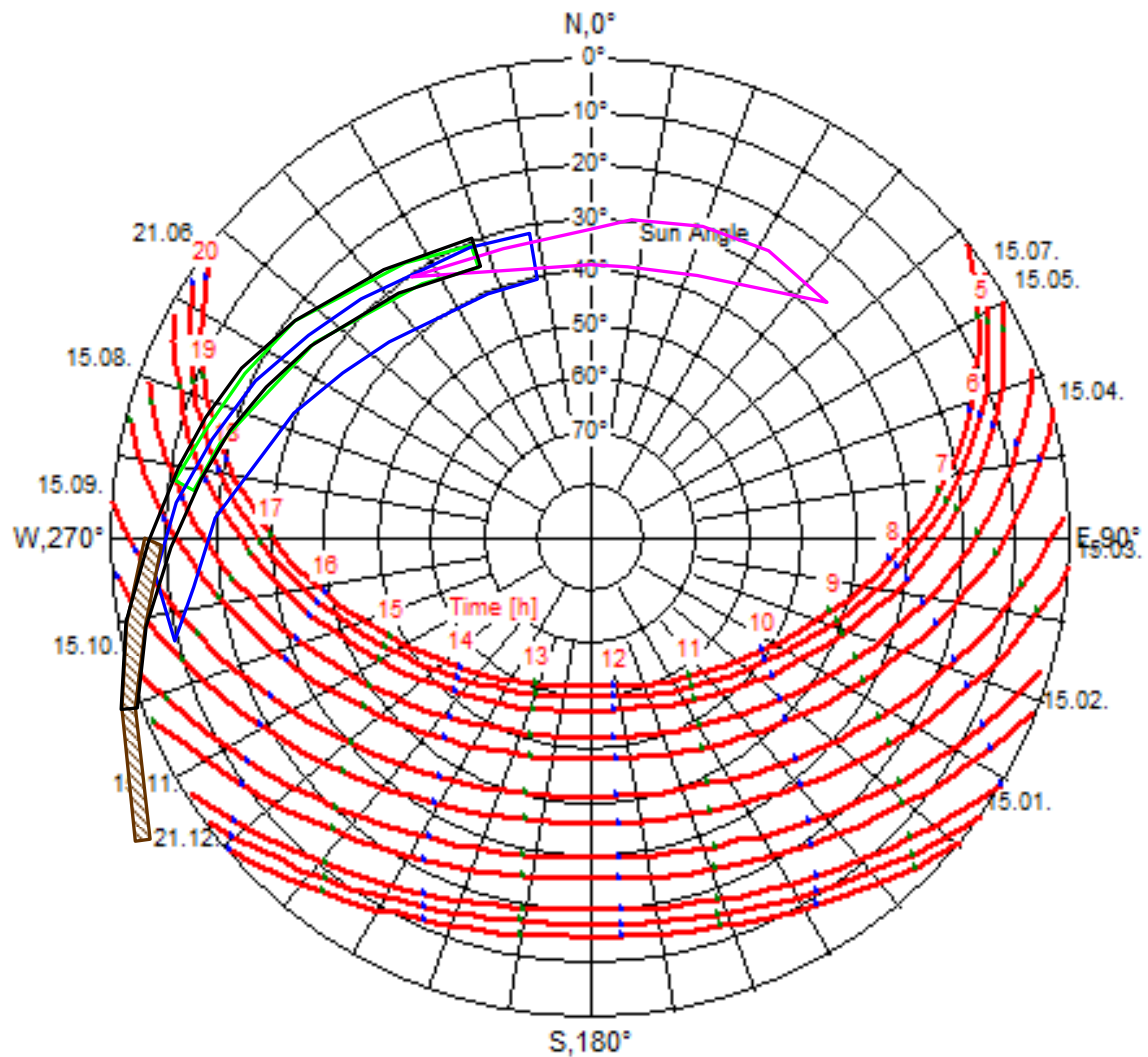


Bild 3: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Merxleben mit γ -Flächen zur Bewertung der Reflexionszeiten zu Immissionsorten. Orientierung der Modultischreihen in Ost-West-Richtung ($\nu = 0^\circ$), gesamte PV-Fläche

- : Immissionsort 1
- : Immissionsort 2
- : Immissionsort 4
- : Immissionsort 5
- : Immissionsort 6

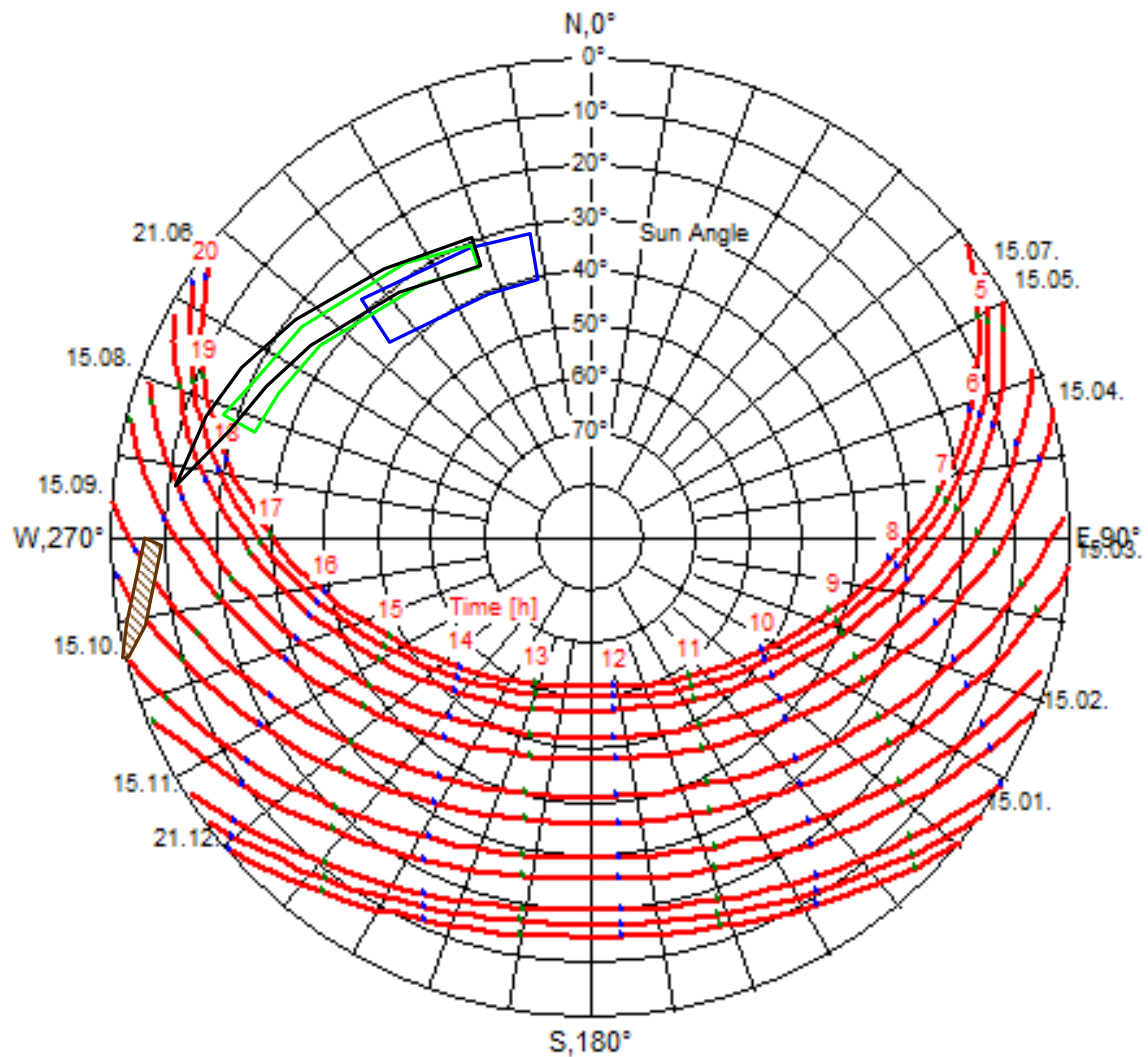


Bild 4: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Merxleben mit γ -Flächen zur Bewertung der Reflexionszeiten zu Immissionsorten. Orientierung der Modultischreihen in Ost-West-Richtung ($\nu = 0^\circ$), TF N + TF M

- : Immissionsort 2
- : Immissionsort 4
- : Immissionsort 5
- : Immissionsort 6

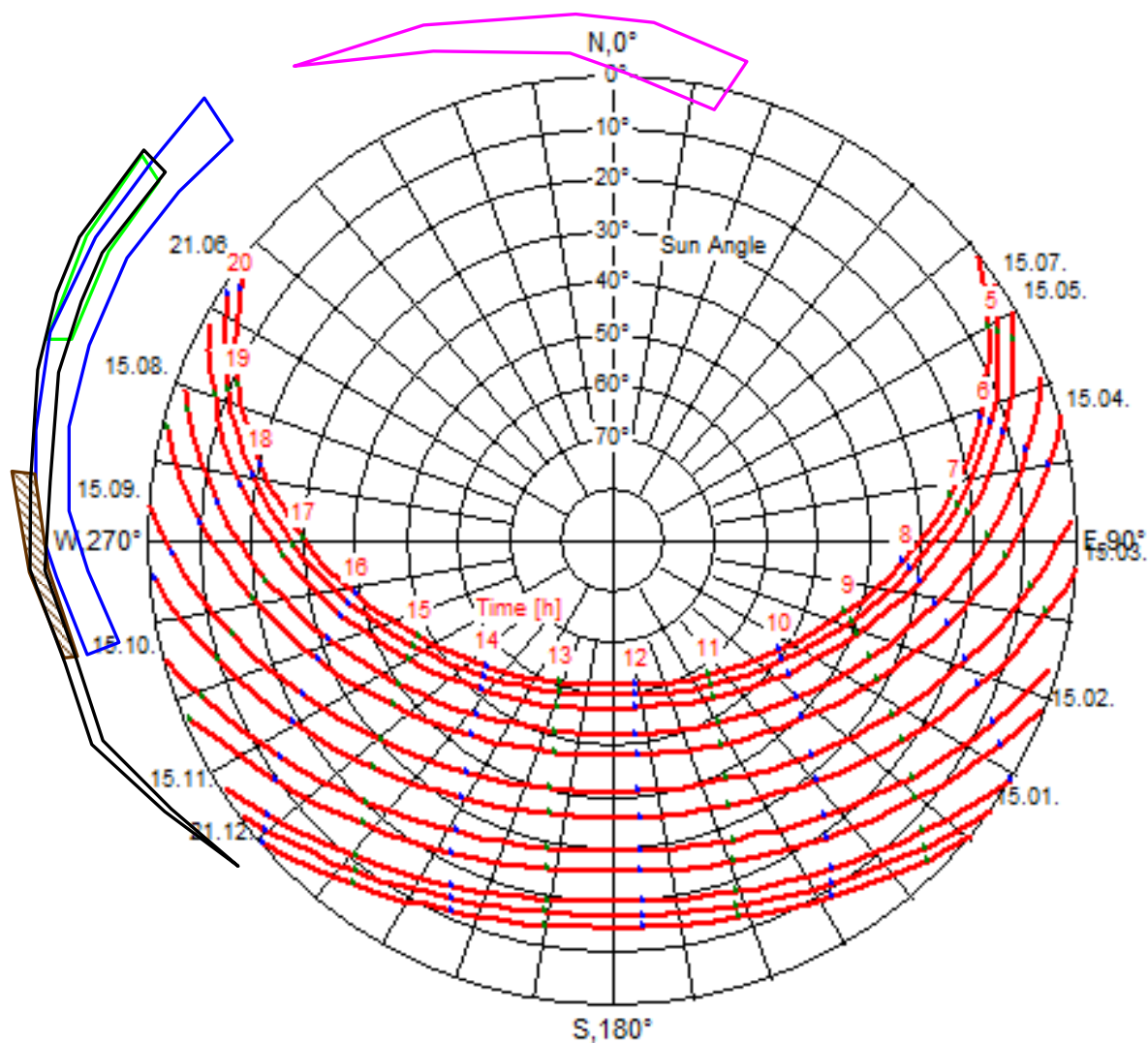


Bild 5: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Merxleben mit γ -Flächen zur Bewertung der von TF Süd ausgehenden Reflexionszeiten zu Immissionsorten. Nach Westen geneigte Module ($\nu = 117^\circ$),

- : Immissionsort 1
- : Immissionsort 2
- : Immissionsort 4
- : Immissionsort 5
- : Immissionsort 6