

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

Berlin, den 14. September 2021

**Gutachten
G37/2021
zur Frage der eventuellen Blend- und Störf Wirkung von Anwohnern
und Straßennutzern durch eine in Tempelfelde
zu installierende Photovoltaik-Anlage**

(Dieses Gutachten besteht aus 13 Seiten
und einem Anhang mit 6 weiteren Seiten)

1 Auftraggeber

Den Auftrag zur Erarbeitung des Gutachtens erteilten die BOREAS Energie GmbH, Moritzburger Weg 67 in 01109 Dresden.

Auftragsdatum: 12. August 2021

2 Auftragsache

Die BOREAS Energie GmbH plant die Errichtung einer Freiflächen-Photovoltaikanlage in der Gemeinde Sydower Fließ auf einem bisher landwirtschaftlich genutzten Gelände zwischen den Ortsteilen Tempelfelde und Tempelfelde Siedlung. Es stellt sich die Frage, ob Bewohner mehrerer Wohnhäuser (Immissionsorte) und Kraftfahrer auf der L 292 (Verbindungsstraße zwischen Tempelfelde und Tempelfelde Siedlung) bei der Vorbeifahrt an der Anlage durch Sonnenlicht, das von der Oberfläche der PV-Module reflektiert wird, geblendet oder in sonst unzumutbarer Weise gestört werden. Dieses Gutachten dient der Klärung der Frage, ob und mit welcher Häufigkeit solche Situationen entstehen können und falls ja, welche Abhilfemöglichkeiten bestehen.

3 Definitionen

Im Folgenden wird der Richtung Nord der horizontale Winkel $\alpha = 0^\circ$ zugeordnet; der Winkel steigt mit dem Uhrzeigersinn (Ost: $\alpha = 90^\circ$; Süd: $\alpha = 180^\circ$ usw.).

Es werden folgende Winkel verwendet:

Sonnenhöhenwinkel (vertikaler Sonnenwinkel)	γ
Azimut (horizontaler Sonnenwinkel) bzw. momentane Fahrtrichtung eines Kfz	α
Orientierung der Modulreihen gegen Ost oder West	ν
vertikaler Winkel des von den Modulen reflektierten Lichts	δ
im Raum liegender Blendwinkel, gebildet durch die Blickrichtung eines Kraftfahrers - Richtung reflektiertes Sonnenlicht = Blickwinkel	θ

Neigung der Module gegen Süd	ε
horizontaler Blickwinkel Kraftfahrer/Anwohner- PV-Anlage	τ
Differenz $\alpha - \tau$ (horizontale Blickrichtung Kraftfahrer- PV-Anlage)	ψ
vertikaler Blickwinkel Kraftfahrer/Anwohner- PV-Anlage	λ
vertikaler Blickwinkel Kraftfahrer - vor ihm liegende Fahrbahn	σ

4 Topografische Daten und technische Daten der PV-Anlage

4.1 Verwendete Informationen und Programme

Die topografischen Daten und die Beschreibung der Anlage beruhen auf folgenden Informationen, die von der BOREAS Energie GmbH zur Verfügung gestellt wurden:

- Lageplan der PV-Anlage (Luftbild + Flurkarte)
- Höhenplan der PV-Anlage und der Umgebung
- Modulbelegungsplan
- Modultischquerschnitt
- Moduldatenblatt
- Fotos

Weitere Informationen wurden vom Projektleiter des Vorhabens „PV Tempelfelde“ der BOREAS Energie GmbH, übermittelt.

Eine Ortsbesichtigung fand am 2. 9. 2021 durch den Unterzeichner statt.

Verwendete Programme: Der monatliche Sonnenstand für Tempelfelde (Sonnenhöhe und -azimut) wurde mit der Website www.stadtklima-stuttgart.de berechnet. Die Entfernungen und Winkel wurden mit dem Programm google earth ermittelt. Die Hausnummern der Immissionsorte wurden teilweise der Website [openstreetmap](http://openstreetmap.org) entnommen. Die Berechnung der Winkel des reflektierten Sonnenlichts erfolgte mit eigenen Excel-Programmen.

4.2 Topografische Daten

Die PV-Anlage besteht aus insgesamt 14 Einzelflächen, die beiderseits der L 292 angeordnet sind, s. Bild 1 im Anhang. Die Grundfläche der PV-Anlage beträgt ca. 146,7 ha. Die Anlagenfläche steigt von Nord nach Süd leicht an: Das Geländeniveau der Teilflächen westlich der L 292 steigt von 69 m über Normalnull (NN) an der nördlichen Spitze auf bis zu 76 m im Süden; bei den Teilflächen westlich der L 292 steigt das Geländeniveau von 67 m im Norden auf bis zu 77 m im Süden.

Die 14 Teilflächen können in drei Gruppen zusammengefasst werden:

9 Teilflächen westlich der L 292:	TF W
4 Teilflächen östlich der L 292 und östlich von Tempelfelde Siedlung:	TF O
1 Teilfläche östlich der L 292 und südlich von Tempelfelde Siedlung:	TF S

In Tempelfelde bestehen Sichtbeziehungen von Wohnhäusern an der Straße „Am Sägewerk“ zu Teilen der westlichen PV-Anlage TF W. Als repräsentativer Immissionsort A wurde das zweigeschossige Wohngebäude Am Sägewerk 1 ausgewählt (Markierung A in Bild 1); es liegt auf einer Geländehöhe von 75 m.

Weitere Sichtbeziehungen in Tempelfelde bestehen von Wohnhäusern an der Grüntaler Straße zu den Teilen der PV-Anlage TF O und TF S. Als repräsentativer Immissionsort B für alle evtl. dort betroffenen Häuser wurde das zweigeschossige Wohngebäude Grüntaler Str. 8a ausgewählt (Markierung B in Bild 1); es liegt auf einer Geländehöhe von 75 m.

In Tempelfelde Siedlung sind die Immissionsorte B bis D blendgefährdet. Sie liegen auf folgenden Höhen: Markierung C - 70 m; Markierung D - 72 m; Markierung E - (Felidae Wildkatzen- und Artenschutzzentrum) 70 m.

Ein weiterer Immissionsort wurde ursprünglich bei Markierung F vermutet; wie sich bei der Ortsbesichtigung herausstellte, befindet sich an diesem Ort ein Umspannwerk der E.DIS AG, in dem keine Dauerarbeitsplätze vorhanden sind, zudem haben die Gebäude keine Fenster in Richtung der PV-Anlage, so dass das Umspannwerk kein Immissionsort im Sinne der brandenburgischen Licht-Leitlinie (s. Abschnitt 6) darstellt.

Die L 292 verläuft im interessierenden Abschnitt fast geradlinig in einem Fahrtrichtungswinkel $\alpha = 173^\circ/353^\circ$, also ziemlich genau in Nord-Süd-Richtung bzw. umgekehrt. Der kleinste Abstand der Straßenmitte - Beginn der Modulreihen beträgt 37 m (bei der nördlichsten Teilfläche westlich der L 292). Die Fahrbahnoberkante der Straße steigt von Nord nach Süd von ca. 70 m auf ca. 76 m und liegt etwa auf dem Geländeniveau der jeweils benachbarten PV-Teilfläche.

4.3 Technische Daten der PV-Anlage

Die Modultischreihen sind in Ost-West-Richtung ausgerichtet ($v = 90^\circ$ bzw. 270°). Die Neigung der Module gegen Süd beträgt 20° . Die Moduloberkante liegt bei 2,575 m und die Modulunterkante bei 0,80 m. Die Höhe des die Teilflächen umgebenden Zaunes beträgt 2,20 m. An einigen Grenzen der Teilflächen ist eine Hecke vorgesehen, deren endgültige Höhe ebenfalls auf 2,20 m begrenzt ist. Die Pflanzhöhe beträgt 1 m bis 1,50 m. Die Abschnitte, die mit Hecken versehen werden, sind in Bild 1 mit grünen Linien gekennzeichnet.

5 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**. Die bei Tageslicht am häufigsten auftretende Blendung wird von der Sonne verursacht. Befindet sich die Sonne im zentralen Gesichtsfeld des Kraftfahrers tritt **Absolutblendung** auf, bei der man nicht mehr in der Lage wäre, ein Kfz sicher zu führen, da im Gesichtsfeld des Kraftfahrers 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.

Häufig wird das Licht der Sonne auch durch glänzende Objekte ins Auge eines Betrachters gespiegelt: Wasseroberflächen bei Windstille, Fensterfronten von Gebäuden, verglaste Treibhäuser oder auch PV-Module. Für die spiegelnde Reflexion gilt das Gesetz Ausfallswinkel = Einfallswinkel, wobei beide Winkel und das Lot auf der spiegelnden Oberfläche in einer Ebene liegen. Gegenüber der direkten Sonnenblendung ist bei dieser indirekten Blendung die tatsächliche Blendefahr geringer:

Ob tatsächlich Blendung auftritt, ist sehr stark vom Winkel θ , gebildet von der Blickrichtung eines Kraftfahrers und der Verbindungslinie Auge des Kraftfahrers - 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 Bewertung von Blend- oder anderen visuellen Störeffekten, die von Bauwerken oder anderen technischen Anlagen bei Tageslicht erzeugt werden, gibt es 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. Kritisch sind **Blendwinkel $\theta \leq 10^\circ$** , wenn also die störende Lichtquelle direkt im Gesichtsfeld des Kraftfahrers liegt. Ein Kraftfahrer hat nicht mehr unbedingt die Möglichkeit, diese Lichtquelle „auszublenden“, da er die vor ihm liegende Fahrbahn und deren Umgebung beobachten muss und seinen Blick daher nicht beliebig zur Seite richten kann, um einem evtl. vorhandenen Blendreflex auszuweichen. Ob bei solch kleinen Winkeln tatsächlich Blendung vorliegt, hängt nicht nur von den geometrischen Gegebenheiten, sondern im entscheidenden Maße davon ab, wie hoch die Intensität des Störlichts im Verhältnis zur Umgebungshelligkeit und v.a. zur Intensität des direkten Sonnenlichts ist. Um eine Aussage über die Blendwirkung einer PV-Anlage machen zu können, muss deshalb in jedem einzelnen Fall unter Beachtung des Blickwinkels die Beleuchtungsstärke der Blendlichtquelle ins Verhältnis zur Beleuchtungsstärke der Sonne gesetzt werden.

6 Blend- und Störwirkung von sich in Gebäuden aufhaltenden 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 in Brandenburg nach der „Leitlinie des Ministeriums für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz zur Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen (Licht-Leitlinie)“ vom 16. 4. 2014 vorgenommen. Die Blend- und Störwirkung für Anwohner = 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 Licht-Leitlinie gilt für „schutzwürdige 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.

In der Licht-Leitlinie wird ausgeführt: *„Wirkungsuntersuchungen oder Beurteilungsvorschriften zu diesen Immissionen sind bisher nicht vorhanden.“* Mangels solcher Untersuchungen wurde der Inhalt der Regelungen der Lichtleitlinie 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 der Lichtleitlinie weiter ausgeführt: *„Der entsprechende Wertungsmaßstab kann allenfalls ein erster Anhaltspunkt für die Beurteilung von Blendungen sein. Im Einzelfall muss begründet werden, warum eine Übertragbarkeit gegeben, bzw. aufgrund welcher Überlegungen eine ggf. abweichende Bewertung erfolgt ist.“*

Diese Einschränkung der Bewertungsmöglichkeit der Lichtimmissionen durch die Licht-Leitlinie führt dazu, dass diese Licht-Leitlinie nur als Empfehlung zu betrachten ist. Sie stellt aber den Stand der Technik dar und kann, wenn Änderungen an der Bewertungsmethodik vorgenommen werden, durchaus sinnvoll angewendet werden. Folgende Aspekte der Lichtleitlinie werden im Folgenden modifiziert bzw. neu aufgenommen:

- a. So heißt es in der Lichtleitlinie, dass Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen erfahren. Nur Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt sind, seien hinsichtlich einer möglichen Blendung als kritisch zu betrachten. Dieser

Aussage ist nicht zuzustimmen, denn nach den Erfahrungen des Unterzeichners bei der Begutachtung anderer PV-Anlagen können PV-Anlagen auch dann eine unzumutbare Störwirkung entfalten, wenn ihre Entfernung von Immissionsort beträchtlich größer als 100 m ist, z.B. wenn das Anlagengelände sehr ausgedehnt ist, was in Tempelfelde der Fall ist. Deshalb wird die evtl. Blendwirkung für Anwohner unabhängig von der Entfernung der betroffenen Gebäude berechnet.

- b. In den WEA-Schattenwurfhinweisen wird Schattenwurf für Sonnenstände $\gamma \leq 3^\circ$ Erhöhung über Horizont wegen Bewuchs, Bebauung und der zu durchdringenden Atmosphärenschichten in ebenem Gelände vernachlässigt. Die 30 Minuten-/30 Stunden-Regel wurde aus den WEA-Schattenwurf-Hinweisen in die Licht-Leitlinie übernommen, ohne aber diese wichtige, sehr sinnvolle Einschränkung ebenfalls zu übernehmen oder eine vergleichbare Regelung vorzusehen, obwohl die topografischen und astronomischen Einflüsse auf die Sichtbedingungen vergleichbar sind und zusätzliche, anlagenbezogene Faktoren auf die Intensität des reflektierten Sonnenlichts zu berücksichtigen sind:

Das Sonnenlicht wird in flachem oder nur leicht hügeligem Gelände im Allgemeinen unter einem Höhenwinkel von maximal 3° von der PV-Anlage zu einem Immissionsort reflektiert, wenn der Sonnenhöhenwinkel $7,5^\circ$ nicht überschreitet. Maximal 3° Höhenwinkel des reflektierten Lichts bedeutet, dass dieses Licht sehr bodennah reflektiert wird. In der bodennahen Luftschicht ist aber die atmosphärische Trübung und damit die Reduktion der Intensität des reflektierten Sonnenlichts besonders stark. Zudem wird auch bei streifender Reflexion = flachem Einfallswinkel nur ein Teil des Sonnenlichts von der Moduloberfläche reflektiert (der Modulreflexionsgrad ist immer $< 1,0!$). Sonnenlicht kann nur von den Moduloberflächen, aber nicht von den Zwischenräumen zwischen den Modulreihen reflektiert werden (Erdboden). Durch diesen „Flächenfaktor Module“ verringert sich die Intensität des reflektierten Sonnenlichts weiter. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass die Sonnenscheibe einen von einem Beobachter gesehenen Winkeldurchmesser von ca. $0,5^\circ$ hat. Ist die von einem Beobachter gesehene Winkelhöhe der PV-Anlage $\leq 0,5^\circ$, und das ist in Tempelfelde Siedlung überwiegend der Fall, kann nur ein Bruchteil der ganzen Sonnenscheibe auf den Modulen abgebildet werden, so dass sich die Intensität des reflektierten Sonnenlichts auf das Verhältnis der Teilfläche der auf der Moduloberfläche abgebildeten Sonnenscheibe/gesamte Fläche der Sonnenscheibe („Flächenfaktor Sonne“) weiter reduziert.

Für den Immissionsort C wurde die Intensität des reflektierten Sonnenlichts für den Blickwinkel berechnet, bei dem das Sonnenlicht genau beim Höhenwinkel $\gamma = 7,5^\circ$ zu Immissionsort C reflektiert wird. Unter Berücksichtigung der genannten Einflussgrößen

- Trübungsfaktor
- Modulreflexionsgrad
- Flächenfaktor Module
- Flächenfaktor Sonne

wurde die Intensität des reflektierten Sonnenlichts zu 12,3 % der Intensität des direkten Sonnenlichts ermittelt, das ja gleichzeitig und aus fast der gleichen Richtung auf den Beobachter einwirkt wie das reflektierte Sonnenlicht. Die Sonnenlichtrefle-

xion bei einem Sonnenhöhenwinkel von $7,5^\circ$ erfolgt bei Immissionsort C lt. Bild 4 am 10. April gegen 6.15 Uhr MEZ, etwa 35 min nach Sonnenaufgang. Zu diesem Zeitpunkt beträgt die Intensität (Beleuchtungsstärke) des direkten Sonnenlichts nach früheren Messungen des Unterzeichners ca. 9000 lx und die Intensität des reflektierten Sonnenlichts $9000 \times 0,123 = \text{ca. } 1100 \text{ lx}$. Das direkte Sonnenlicht weist eine Beleuchtungsstärke von 1100 lx etwa 5 min bis 10 min nach Sonnenaufgang auf. Bekanntlich kann man unmittelbar bei oder kurz nach Sonnenaufgang problemlos in die Sonne schauen, ohne geblendet zu werden.

Schlussfolgerung: Bei Sonnenhöhenwinkeln bis zu $7,5^\circ$ ist die Intensität des von einer PV-Anlage reflektierten Sonnenlichts so extrem gering, dass damit keine Blend- oder Störf Wirkung eines Beobachters in einem Wohngebäude verbunden ist. Es ist daher gerechtfertigt, die Reflexionszeiten, die für Sonnenhöhenwinkel von 0° bis $7,5^\circ$ berechnet werden, nicht auf die nach Licht-Leitlinie zulässigen 30 Minuten täglich bzw. 30 Stunden jährlich anzurechnen.

- c. 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 Einfallsrichtung 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.
- d. In der Lichtleitlinie wird die Sonne als punktförmig angenommen. Dies ist sinnvoll, weil dadurch der Rechenaufwand in Grenzen gehalten kann, der Fehler ist normalerweise vernachlässigbar. In Tempelfelde werden die Teilflächen der PV-Anlage von einem Immissionsort aus gesehen jedoch nur als sehr schmales Band wahrgenommen, der vertikale Winkel liegt wie bereits in b. erwähnt, unter $0,5^\circ$. Die Sonnenscheibe wird auf der Erde unter einem Winkeldurchmesser von ca. $0,5^\circ$ gesehen; das ist die gleiche Größenordnung wie der vertikale Winkel der PV-Anlage. Würde man auch in diesem Fall die Sonne als punktförmig betrachten, würde man zu kleine Blendzeiten ermitteln; in Sinne des Schutzes der Anwohner wird deshalb in den nachfolgenden Rechnungen mit dem Winkeldurchmesser von $0,5^\circ$ für die Sonne gerechnet.

Um die evtl. von der PV-Anlage ausgehende Störf Wirkung für Anwohner 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 mithilfe eines sogenannten Sonnenstandsdiagramms ermittelt werden. Die Bilder 3 bis 7 zeigen das Sonnenstandsdiagramm für Tempelfelde in Form eines Polardiagramms bzw. Ausschnitte davon. Die roten Linien zeigen den Sonnenstand (Sonnenhöhe γ und Azimut α) für den 15. Tag jedes Monats in Abhängigkeit von der Uhrzeit an. Die Dar-

stellung erfolgt für die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) ohne Berücksichtigung der Mitteleuropäischen Sommerzeit (MESZ). Die Uhrzeit ist durch blaue und grüne Punkte gekennzeichnet.

Zuerst werden mittels der geometrischen und topografischen Daten die Sonnenhöhe γ und das Sonnenazimut α , bei denen sich die Sonne befinden müsste, damit reflektiertes Sonnenlicht in die Fensterflächen der beiden Immissionsorte gelangen könnte, berechnet. Die Ergebnisse der Berechnungen werden in das Sonnenstandsdiagramm für Tempelfelde eingetragen. Da die Berechnungen für die gesamte Fläche oder eine Teilfläche der PV-Anlage 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 in die Fensterflächen; die dazugehörigen Jahres- und Tageszeiten können aus dem Polardiagramm abgelesen werden. Bei fehlenden Schnittpunkten ist keine Sonnenlichtreflexion in diese Fensterflächen möglich. Bei vorhandenen Schnittpunkten der γ -Flächen mit den Sonnenstandslinien müssen aus den Schnittflächen die Zeiten berechnet werden, zu denen Sonnenlicht von der PV-Anlage in die Fensterflächen der betroffenen Gebäude reflektiert wird.

Wie bereits ausgeführt, wird Sonnenlicht, das unter Winkeln $\gamma \leq 7,5^\circ$ von der PV-Anlage in Richtung Fensterflächen reflektiert wird, wegen dessen extrem geringer Intensität nicht berücksichtigt. Der Winkelbereich $0^\circ \leq \gamma \leq 7,5^\circ$ ist in den Polardiagrammen der Bilder 3 bis 6 rot schraffiert dargestellt.

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

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 ins Auge des Kraftfahrers reflektierten Lichts ermittelt werden. Das Blendrisiko insgesamt ergibt sich aus der Bewertung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens und der Intensität des ins Auge eines Kraftfahrers reflektierten Sonnenlichts.

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Blendrisikos wird in analoger Weise wie für Anwohner mithilfe des Sonnenstandsdiagramms ermittelt.

8 Geometrische Bedingungen für die Berechnung der Sonnenlichtreflexion ins Auge eines Kraftfahrers

Geometrische Bedingungen: 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 über der Fahrbanoberkante (FOK) beträgt ca. 2,40 m, die des Pkw-Fahrers ca. 1,12 m. Dadurch ergeben sich i.a. kleinere (kritischere) Blickwinkel θ für einen Lkw-Fahrer. Zudem kann eine PV-Anlage vom höher sitzenden Lkw-Fahrer u.U. auf größere Entfernungen gesehen werden, wodurch eventuell die Einwirkzeit des von der Anlage reflektierten Sonnenlichts 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 maximal 100 m vor ihm liegt.

Daraus ergibt sich mit der mittleren Augenhöhe von 2,40 m ein vertikaler Winkel σ von ca. - 1,4° (Blick leicht nach unten). Dieser Winkel σ wurde bei den weiteren Berechnungen zugrunde gelegt.

ψ ist der horizontale Winkel zwischen der momentanen Fahrtrichtung α und der horizontalen Blickrichtung τ Fahrerrauge - bestimmter Punkt der Anlage. Je nach Entfernung des Blickpunktes zur Anlage ändert sich die Blickrichtung τ des Kraftfahrers zur Anlage. Mit der Änderung von τ ändert sich auch der Winkel ψ mit zunehmender Annäherung an die Anlage.

Damit Sonnenlicht in Richtung Kraftfahrerrauge reflektiert werden kann, muss der vertikale Blickwinkel des Kraftfahrers λ zur Anlage 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 Blickpunkte zur Anlage werden nun mittels google earth die Winkel τ , α , ψ und θ bestimmt. Mit den weiteren Parametern Neigung der Kollektoren $\varepsilon = 20^\circ$ nach Süden, der Kollektortischausrichtung $90^\circ/270^\circ$, der Fahrtrichtung τ 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 Kollektoren fallen müsste, damit das reflektierte Licht ins Auge eines Kraftfahrers fallen kann.

Die Ergebnisse der Berechnungen der α/γ -Werte werden in das Sonnenstandsdiagramm für Tempelfelde eingetragen. Die Gesamtheit der α/γ -Werte bildet ein Polygon. Hat die Polygonfläche, im Folgenden γ -Fläche genannt, Schnittpunkte mit den roten Sonnenstandslinien, fällt Sonnenlicht ins Kraftfahrerrauge; die dazugehörigen Jahres- und Tageszeiten können aus dem Polardiagramm abgelesen werden.

Die Berechnungen erfolgen nur für den Reflex, der sich aus dem Reflexionsgesetz Ausfallswinkel = Einfallswinkel herleitet, da für diesen Ausfallswinkel die größte Intensität des reflektierten Sonnenlichts auftritt. Berücksichtigt wurden alle Blickwinkel Kraftfahrer - PV-Anlage $\theta \leq 20^\circ$, weil nach Abschnitt 5 nur in diesem Winkelbereich reflektiertes Sonnenlicht störende Blendung erzeugen kann.

9 Reflexionszeiten für die Immissionsorte

Bei den nachfolgenden Berechnungen werden Einschränkungen des Blicks von den Immissionsorten durch Waldstücke berücksichtigt, während die evtl. Einschränkungen durch Bäume, Buschwerk, Wirtschaftsgebäude o.a. nicht in die Berechnungen eingehen. Zum Einfluss der geplanten Hecken auf die Reflexionszeiten s. Abschnitt 9.4.

9.1 Immissionsort A

An diesem Immissionsort befinden sich mehrere zweigeschossige Wohngebäude. Der Blick zur PV-Anlage, und zwar nur zu den der PV-Anlage westlich der L 292 (TF W), ist nur aus den Fenstern des östlichsten Wohnhauses Am Sägewerk 1 möglich, bei den anderen Gebäuden ist der Blick zur PV-Anlage durch einen ca. 50 m breiten Baum- und Gehölzstreifen verdeckt. Da die Blendung i.a. mit der Fensterhöhe steigt,

werden die Berechnungen für das Obergeschossfenster (OG-Fenster) durchgeführt. Die Mitte des OG-Fensters über Geländeoberkante beträgt ca. 5 m.

Die berechnete γ -Fläche ist in Bild 3 in brauner Farbe eingezeichnet. Die γ -Fläche liegt oberhalb der roten Sonnenstandslinien und hat keine Schnittpunkte mit diesen, Sonnenlicht kann von der PV-Anlage nicht zu diesem Wohnhaus reflektiert werden. Die astronomische Erklärung für diese Tatsache ist, 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 Beobachters gelangen kann, der in Richtung Norden blickt. Insgesamt kann zu Immissionsort A von der PV-Anlage kein Sonnenlicht reflektiert werden.

9.2 Immissionsort B

Von den Wohnhäusern an der Grüntaler Straße besteht eine Sichtbeziehung zu der PV-Teilfläche TF S und, trotz der großen Entfernung von bis zu 2 km, auch zu den PV-Flächen TF W. Die für den Immissionsort B, Grüntaler Str. 8a, berechnete γ -Fläche ist in Bild 3 in violetter Farbe eingezeichnet. Die γ -Fläche liegt wieder oberhalb der roten Sonnenstandslinien und hat keine Schnittpunkte mit diesen, Sonnenlicht kann von der PV-Anlage nicht zu diesem Wohnhaus und den anderen Wohnhäusern an der Grüntaler Str. reflektiert werden.

9.3 Immissionsort C

An diesem Immissionsort, Tempelfelde Siedlung Nr. 1, steht ein zweigeschossiges Wohngebäude, dessen Fenster an der Südostfassade in Richtung TF W zeigen; die Fenster an der Südostfassade zeigen in Richtung von TF O und TF S. Die Mitte der OG-Fenster über Geländeoberkante beträgt ca. 5 m.

Die für die drei Gruppen der PV-Teilflächen berechneten γ -Flächen sind in Bild 3 in grüner Farbe eingezeichnet. Neben den γ -Flächen ist die zugehörige Gruppe verzeichnet. Die γ -Flächen für die Gruppen TF W und TF S liegen unterhalb der Sonnenstandslinien, sogar außerhalb/unterhalb des Polardiagramms und haben keine Schnittpunkte mit diesen, von den westlich und südlich bis südwestlich gelegenen Teilen der PV-Anlage kann kein Sonnenlicht zu Immissionsort C reflektiert werden.

Dieser Sachverhalt gibt die Tatsache wieder, dass ein Beobachter, der aus dem Obergeschossfenster dieses Hauses in Richtung Süd oder auch Südwest blickt, nur die Modulrückseiten sieht und dass das Sonnenlicht immer über den Beobachter hinweg reflektiert wird.

Die γ -Fläche für die Gruppe TF O, also für die östlich von Immissionsort C gelegenen PV-Teilflächen, ist so schmal, dass sie trotz der dünnen Strichdicke kaum als Fläche erkennbar ist. Der Grund dafür ist, wie bereits in Abschnitt 6 unter Unterpunkt d. erwähnt, dass die PV-Anlage in diesem Fall als sehr schmales Band wahrgenommen wird, wodurch auch die γ -Fläche nur als gleichermaßen schmales Band erscheint. Erkennbar ist natürlich, dass die γ -Fläche Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien hat; Sonnenlicht wird in der Jahreszeit etwa vom 10. April bis 5. September von den Teilflächen der Gruppe TF O zum Immissionsort B reflektiert. Da Bild 3 auch die γ -Flächen

für die Immissionsorte D und E enthält, die mit denen von Immissionsort C fast zusammenfallen, sind in den Bildern 4 bis 6 zur besseren Veranschaulichung vergrößerte Ausschnitte des Polardiagramms von Bild 3 dargestellt, aus denen auch die Reflexionszeiten berechnet werden können. Diese sind unter Abschnitt 9.6 in Tabelle 1 für die Immissionsorte C bis E zusammengestellt.

9.4 Immissionsort D

An diesem Immissionsort, Tempelfelde Siedlung Nr. 2, steht ebenfalls ein zweigeschossiges Wohngebäude, von dessen Fenstern man aber nur nach Süden zu TF S und nach Osten zu TF O blicken kann; der Blick zu TF W ist wegen des davor stehende Wohnhauses Siedlung Nr. 1 versperrt. Die Mitte der OG-Fenster über Geländeoberkante beträgt ca. 5 m. In Bild 3 bzw. in Bild 5 sind die γ -Flächen in blauer Farbe wiedergegeben. Die γ -Fläche für TF S liegt unterhalb des Polardiagramms, nach den Ausführungen des Abschnittes 9.2 kann von diesem Teil der PV-Anlage kein Sonnenlicht zu Immissionsort D reflektiert werden.

Da die γ -Fläche für die Gruppe TF O mit der entsprechenden γ -Fläche für Immissionsort B fast zusammenfällt, kann im gleichen Zeitraum, vom 10. April bis 5. September, Sonnenlicht von den Teilflächen der Gruppe TF O zu Immissionsort D reflektiert werden. Die Reflexionszeiten werden wie gesagt in Abschnitt 9.6 wiedergegeben.

9.5 Immissionsort E

Dieser Immissionsort ist weder von der Straße noch von den Ackerflächen aus einsehbar; aus Bild 2 geht hervor, dass auch auf dem Gelände des Wildkatzenzentrums ein Gebäude vorhanden ist, dessen Giebelfenster im OG ca. 5 m oberhalb der Geländeoberkante (72 m) liegt. Die für dieses Fenster berechnete γ -Fläche ist in den Bildern 3 und 6 in schwarzer Farbe eingezeichnet. Auch zu diesem Immissionsort wird Sonnenlicht in der Zeit vom 10. April bis 5. September reflektiert.

9.6 Reflexionszeiten an den Immissionsorten C bis E

Die für diese drei Immissionsorte aus den Polardiagrammen der Bilder 4 bis 6 berechneten Reflexionszeiten sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Die Tabelle enthält nachrichtlich auch die Reflexionszeiten, die sich ergeben würden, wenn man alle Sonnenhöhenwinkel $\gamma \geq 0^\circ$ berücksichtigen würde.

Immissionsort	maximale tägliche Reflexionszeit in Minuten	astronomisch mögliche Reflexionszeit im Kalenderjahr in Stunden
Reflexionszeiten für Sonnenhöhenwinkel $\gamma \geq 7,5^\circ$		
C	2,9	6,9
D	3,6	7,9
E	2,9	6,9
nachrichtlich: Reflexionszeiten für alle Sonnenhöhenwinkel $\gamma \geq 0^\circ$		
C	2,9	9,5
D	3,6	10,2
E	2,9	8,9

Tabelle 1: Reflexionszeiten für die Immissionsorte B bis E, hervorgerufen durch die PV-Flächen der Gruppe TF O

Die Pflanzhöhe der Hecke von 1 m bis 1,50 m hat praktisch keinen Einfluss auf die Reflexionszeiten bei den Immissionsorten C bis E, da bei der Höhe der Modulunterkante von 0,80 m nur die untersten 20 cm bis 70 cm der Module gegen Einblick abgeschirmt werden, und zwar nur an der westlichen, tief liegenden Grenze der PV-Module der Gruppe TF O. Bei der endgültigen Heckenhöhe von 2,20 m verringern sich die maximalen täglichen Reflexionszeiten nur um Bruchteile von Minuten und die astronomisch möglichen Reflexionszeit im Kalenderjahr um wenige Minuten.

Wie in Abschnitt 9 einleitend bemerkt, wurden Einschränkungen durch Bäume, Buschwerk, Wirtschaftsgebäude o.a. nicht berücksichtigt, weil der Einfluss dieser Sichthindernisse auf die Reflexionszeiten im Einzelnen nicht quantifiziert werden konnte. Es lässt sich nur die Aussage treffen, dass die realen Reflexionszeiten wegen dieser Sichthindernisse noch geringer sind als die in Tabelle 1 genannten Zeiten.

Ergebnis: Sowohl die maximalen täglichen als auch die im Kalenderjahr astronomisch möglichen Reflexionszeiten liegen weit unter der „30 Minuten-/30 Stunden-Regel“ der brandenburgischen Licht-Leitlinie, und zwar unabhängig davon, ob man alle Sonnenhöhenwinkel oder nur Sonnenhöhenwinkel $\geq 7,5^\circ$ betrachtet.

10 Sonnenlichtreflexion zur L 292

Als Blickpunkte des Kraftfahrers wurden die in Bild 1 und 2 eingezeichneten Markierungen 1 bis 5 gewählt. Diese Blickpunkte sind repräsentativ für die gesamte Vorbeifahrt an der PV-Anlage. Wie in Abschnitt 5 erläutert, erfolgten die Berechnungen nur für Blickwinkel $\leq 20^\circ$ und nur für die Teilflächen der Gruppen, die von der L 292 aus nicht durch Wald verdeckt sind. Die sich dadurch insgesamt ergebenden γ -Flächen sind in Bild 7 eingetragen. Alle γ -Flächen für die Fahrtrichtung Nord liegen oberhalb, alle γ -Flächen für die Fahrtrichtung Süd unterhalb der Sonnenstandslinien; damit kann in beiden Fahrtrichtungen von keiner PV-Teilfläche Sonnenlicht zu einem Kraftfahrer reflektiert werden, Kraftfahrerblendung ist nicht möglich.

11 Zusammenfassung

Die BOREAS Energie GmbH plant die Errichtung einer Freiflächen-Photovoltaikanlage in Tempelfelde. In vorliegendem Gutachten wurde an fünf Immissionsorten untersucht, ob Anwohner von Tempelfelde bzw. Tempelfelde Siedlung durch das von der PV-Anlage reflektierte Sonnenlicht geblendet oder in sonst unzumutbarer Weise gestört werden können. Zusätzlich wurde festgestellt, ob Kraftfahrer auf der Landesstraße 292, die durch das PV-Anlagengelände führt, durch die Anlage geblendet werden können.

Ergebnisse: Zu den Immissionsorten A und B in Tempelfelde wird kein Sonnenlicht von der PV-Anlage reflektiert. Zu den Immissionsorten C bis E in Tempelfelde Siedlung wird zwar Sonnenlicht reflektiert, die Reflexionszeiten liegen aber deutlich unter den nach der brandenburgischen Licht-Leitlinie zulässigen Immissionszeiten = Reflexionszeiten (maximal tägliche Reflexionszeit 30 Minuten bzw. astronomisch mögliche Reflexionszeit im Kalenderjahr 30 Stunden).

Bei Fahrt auf der L 292 kann in beiden Fahrtrichtungen unter blendkritischen Blickwinkeln kein Sonnenlicht von der PV-Anlage zu einem Kraftfahrer reflektiert werden, Kraftfahrerblendung ist nicht möglich.

Gegen die Errichtung der PV-Anlage bei Tempelfelde ist daher aus Sicht des Unterzeichners nichts einzuwenden.



Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen angefertigt.

Anhang



*Bild 1: Die 14 Teilflächen der geplanten PV-Anlage Tempelfelde mit den Blickpunkten/Immissionsorten A bis F und den Blickpunkten 1 bis 5 auf der L 292
Grüne Linien: Geplante Heckenpflanzungen*

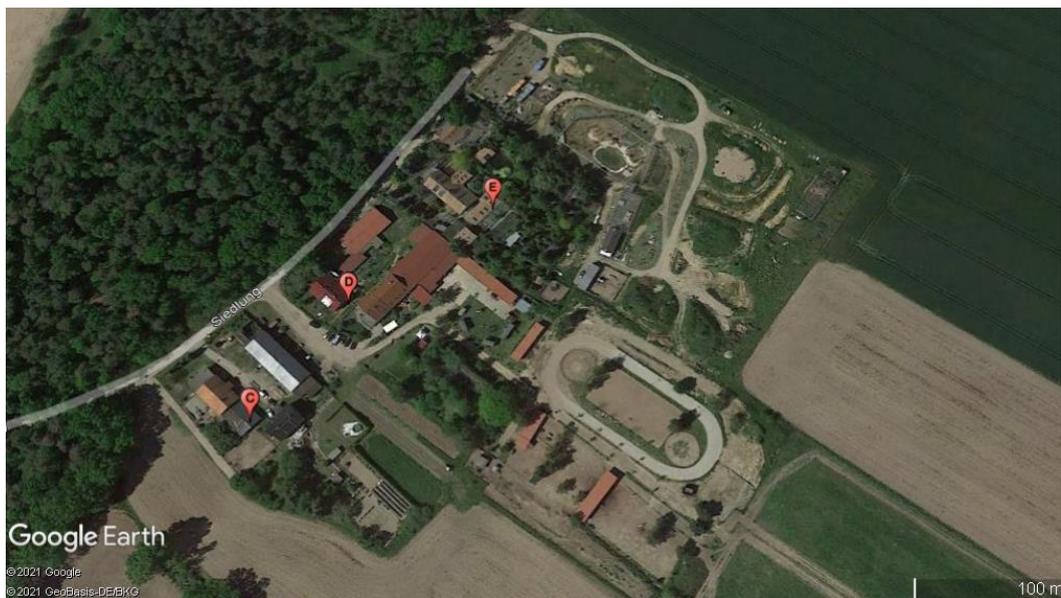


Bild 2: Die Immissionsorte C bis E in Tempelfelde Siedlung

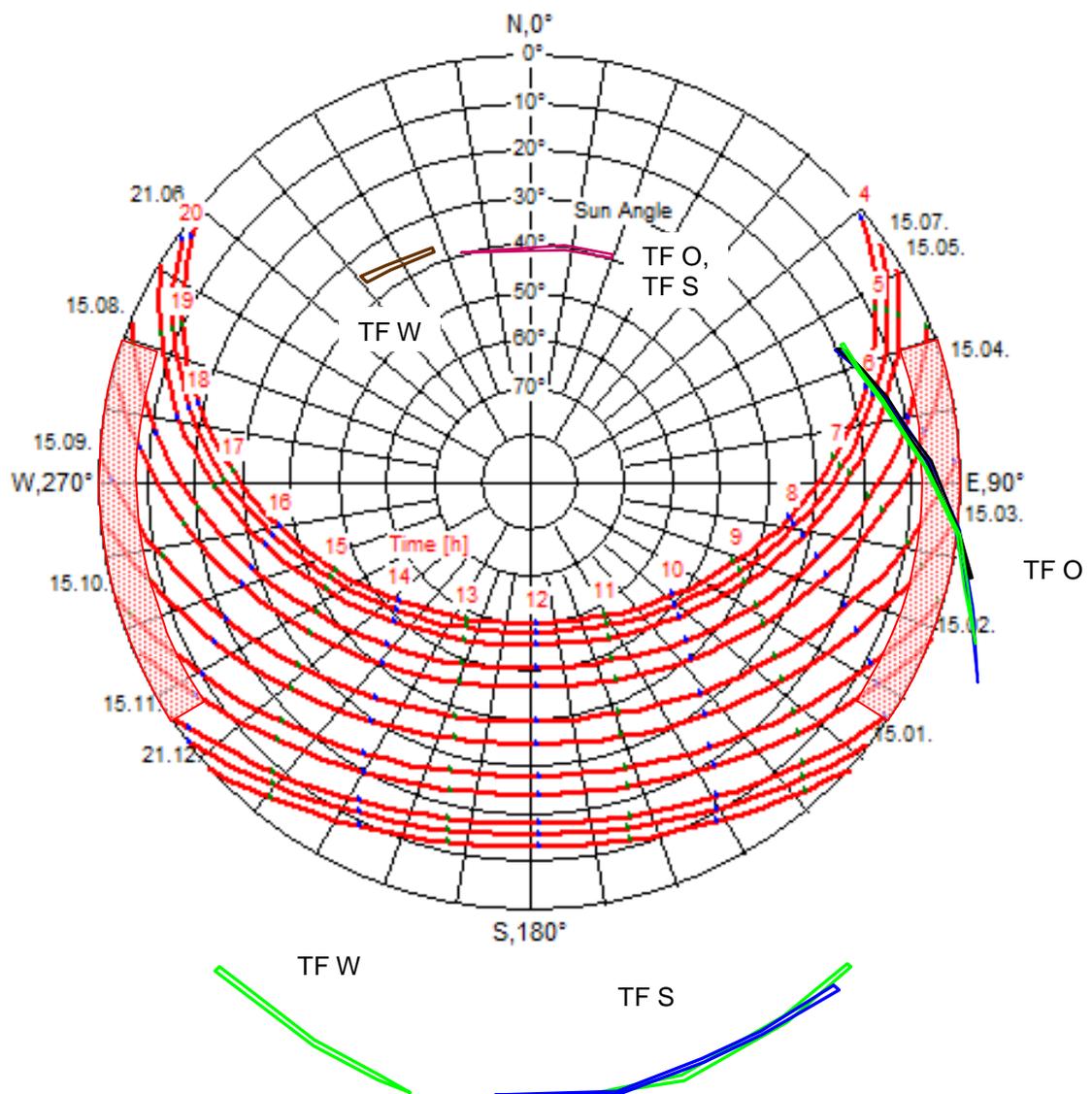


Bild 3: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Tempelfelde mit γ -Flächen zur Bewertung der Reflexionszeiten zu fünf Immissionsorten

Quelle des Sonnenstandsdiagramms: www.stadtklima-stuttgart.de

- : Immissionsort A
- : Immissionsort B
- : Immissionsort C
- : Immissionsort D
- : Immissionsort E

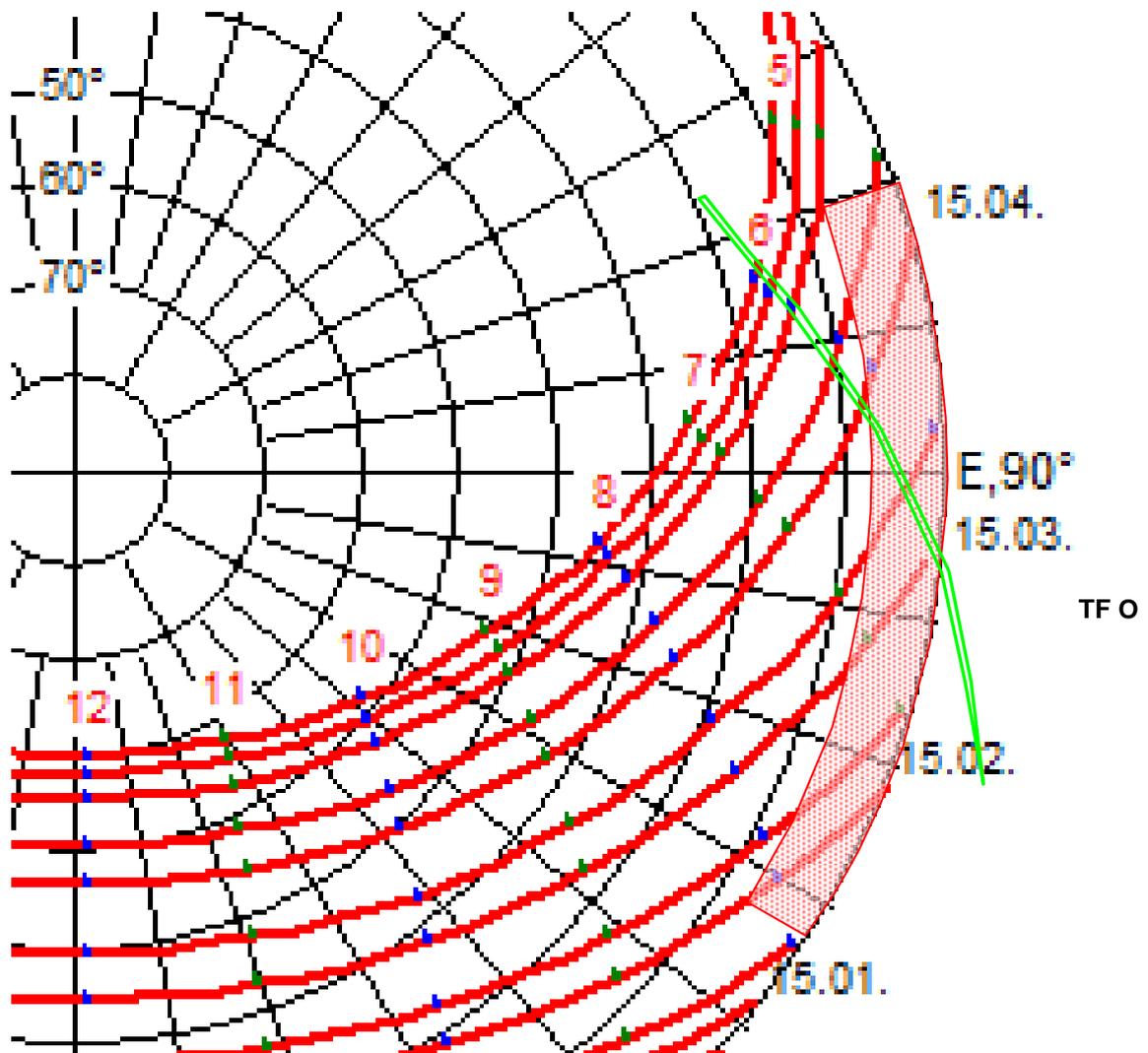


Bild 4: Ausschnitt aus dem Polardiagramm von Bild 3 mit der γ -Fläche für den Immissionsort C, TF O

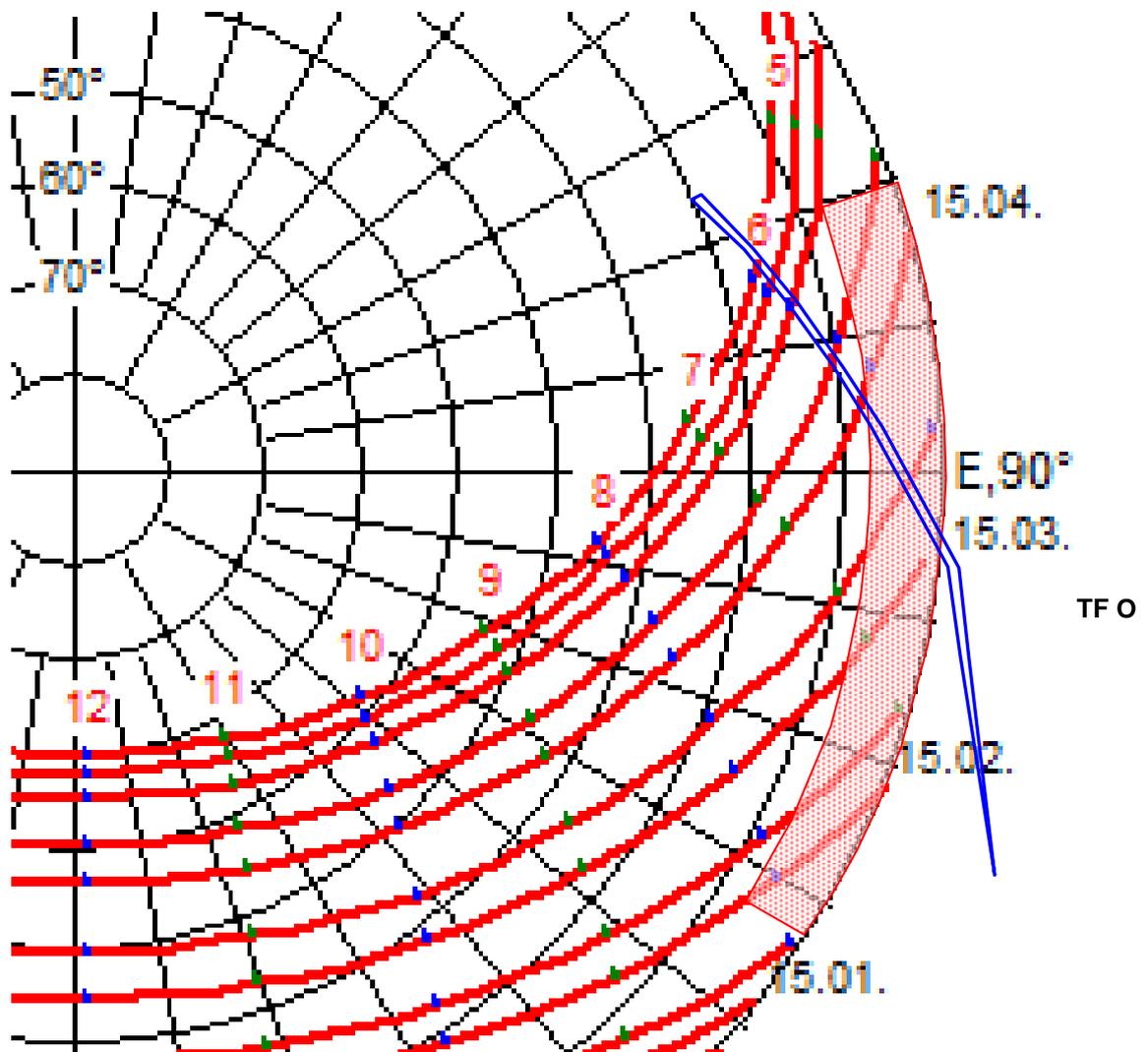


Bild 5: Ausschnitt aus dem Polardiagramm von Bild 3 mit der γ -Fläche für den Immissionsort D, Gruppe TF O

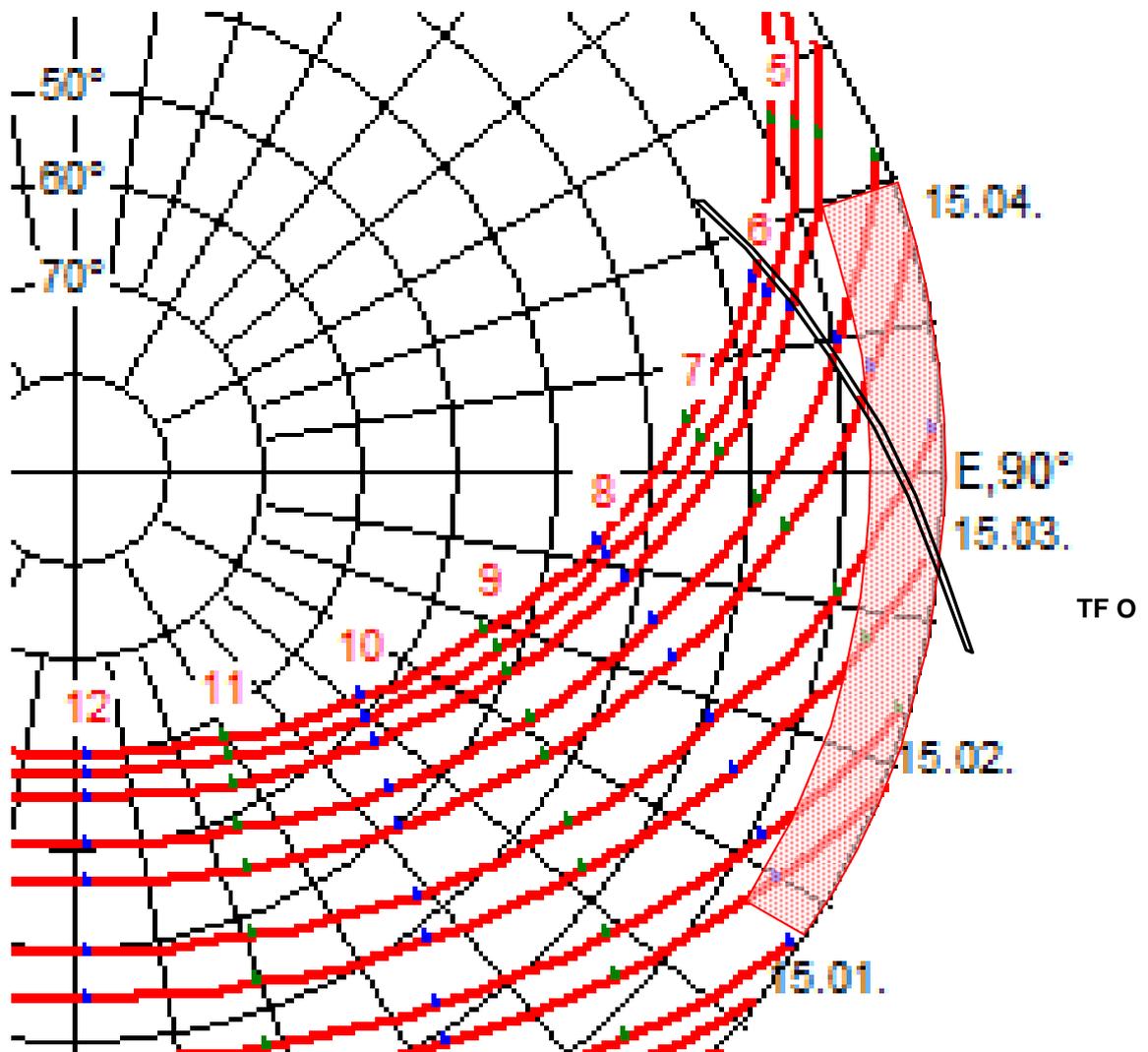


Bild 6: Ausschnitt aus dem Polardiagramm von Bild 3 mit der γ -Fläche für den Immissionsort E, Gruppe TF O

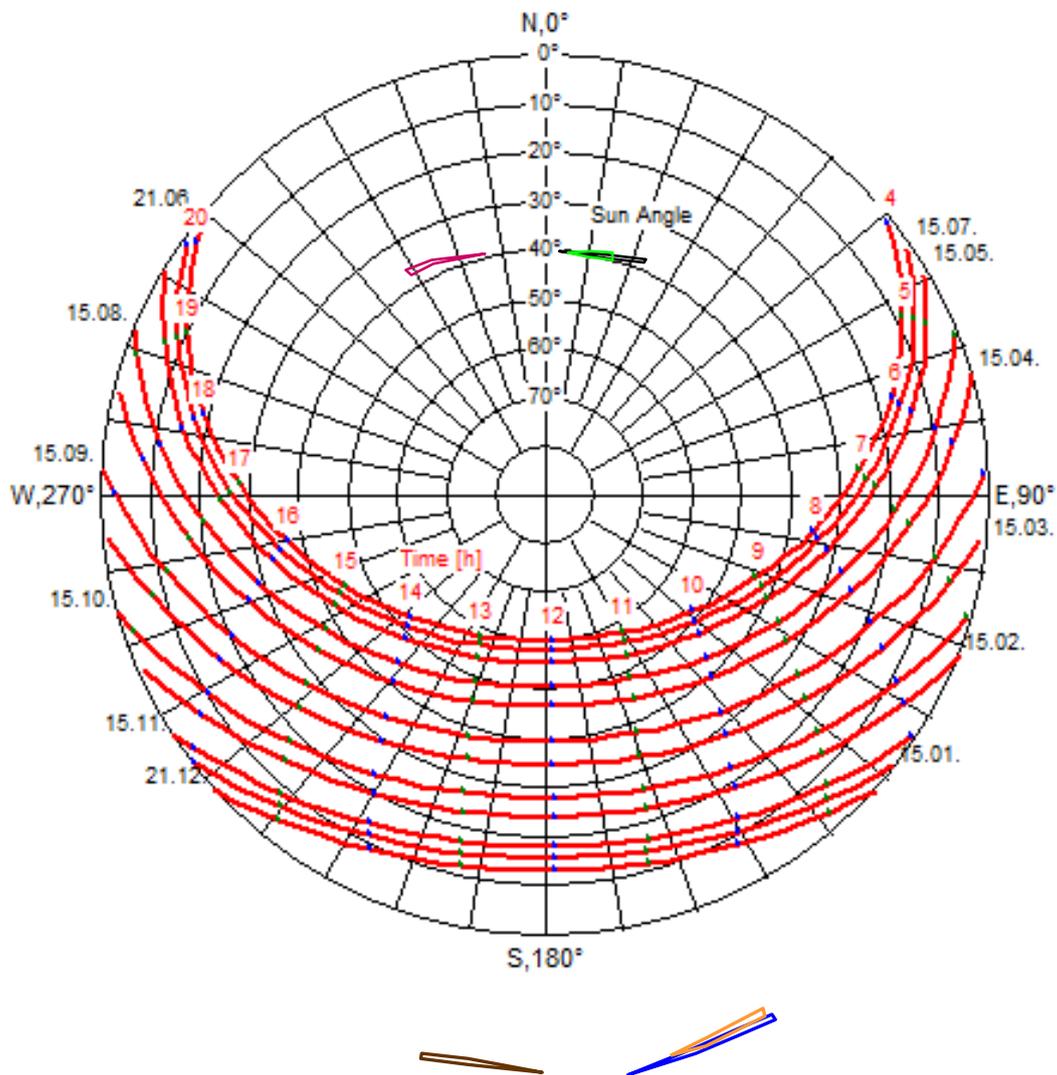


Bild 7: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung; rote Linien) für Tempelfelde mit γ -Flächen zur Berechnung der evtl. Blendung für Kraftfahrer auf der L 292

- : Fahrtrichtung Nord, Markierung 1, TF S
- : Fahrtrichtung Nord, Markierung 2, TF S
- : Fahrtrichtung Nord, Markierung 3, TF W
- : Fahrtrichtung Süd, Markierung 4, TF W
- : Fahrtrichtung Süd, Markierung 4, TF S
- : Fahrtrichtung Süd, Markierung 5, TF S