

Ermittlung des Verkehrswerts von Solarenergieflächen in der Agrarlandschaft

Determining the Market Value of Solar Energy Areas in Agricultural Areas

Andreas Hendricks | Karl-Heinz Thiemann

Zusammenfassung

Der Artikel stellt eine Systematik zur Ermittlung des Verkehrswerts von Solarenergieflächen auf Grundlage der kapitalisierten Nutzungsentgelte vor. Hierzu wird zunächst ein Überblick über den Flächenbedarf, die planerische Steuerung, die Förderpolitik und die zur Verfügung stehenden Flächen gegeben. Bezüglich der Wertermittlung wird grundsätzlich unterschieden zwischen bereits bestehenden Standortflächen und möglichen Gebieten mit zukünftiger Nutzung. Die tatsächliche oder mögliche Nutzung der Solarenergie wird als besonderes objektspezifisches Grundstücksmerkmal im Sinne der Immobilienwertermittlungsverordnung betrachtet und über die Kapitalisierung der Nutzungsentgelte quantifiziert. Im Fall einer zukünftigen Nutzung ist zudem die Wartezeit angemessen zu schätzen und über eine Diskontierung zu berücksichtigen.

Schlüsselwörter: Solarenergiefläche, Verkehrswert, Planung, Standortflächen, Solarenergieerwartungsland

Summary

The article presents a system for determining the market value of solar energy sites based on capitalised usage fees. To this end, an overview of the space requirements, planning control, subsidy policy and available space is first provided. Regarding valuation, a fundamental distinction is made between existing site areas and potential areas for future use. The actual or potential use of solar energy is considered a special property-specific characteristic within the meaning of the Property Valuation Ordinance and is quantified by capitalising the usage fees. In the case of future use, the waiting period must also be estimated appropriately and taken into account by means of discounting.

Keywords: solar energy area, market value, planning, site areas, solar energy expectation land

1 Einleitung

Der Artikel stellt eine Systematik zur Ermittlung des Verkehrswerts von Solarenergieflächen in der Agrarlandschaft vor. Dabei kann insbesondere auf die Grundlagenunter-

suchungen zur Ermittlung des Verkehrswerts von Windenergieflächen (Hendricks und Thiemann 2024), die Betrachtung der grundsätzlichen Aspekte zur Bewertung von Solarenergieflächen (Thiemann und Hendricks 2025) sowie die Betrachtung der Bewertung und Zuteilung von Agri-Photovoltaik-Flächen (Thiemann und Hendricks 2026) zurückgegriffen werden. Die Untersuchungen beschränken sich auf fremdgenutzte Photovoltaik-Freiflächenanlagen, da Landwirte, die entsprechende Anlagen auf ihrem eigenen Land betreiben, dieses regelmäßig nicht verkaufen. In der Flurbereinigung ist eine Flächenänderung nur mit Zustimmung gemäß § 45 Abs. 1 Nr. 9 FlurbG möglich (Thiemann und Hendricks 2025).

Aufbauend auf den grundsätzlichen Aspekten zur Bewertung von Solarenergieflächen (Thiemann und Hendricks 2025) wird im Folgenden der Ausdruck »Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA)« als Oberbegriff für alle Arten von Freiflächenanlagen gebraucht und die Bezeichnung »Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PVA)« für die klassischen Solarparks zur ausschließlichen Stromerzeugung. Die PV-FFA gliedern sich also in FF-PVA sowie die besonderen Solaranlagen Parkplatz-, Floating-, Moor- und Agri-PVA.

§ 4 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023 gibt vor, die installierte Leistung von Solaranlagen von 88 GW im Jahr 2024 schrittweise auf 400 GW im Jahr 2040 zu erhöhen. Ende 2025 lag die installierte Leistung bei fast 120 GW (UBA 2026). Der weitere Zubau soll je zur Hälfte im ersten und zweiten Segment erfolgen (§ 4 Satz 2 EEG). Das erste Segment besteht aus allen Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) und allen Solaranlagen auf, an oder in baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch Lärmschutzwand sind (§ 3 Nr. 41a EEG). Demgegenüber umfasst das zweite Segment alle Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden oder Lärmschutzwänden (z. B. Anlagen auf Dächern, § 3 Nr. 41b EEG). Im ersten Segment müssten daher $(400 - 120) \text{ GW} / 2 = 140 \text{ GW}$ zugebaut werden.

Die benötigte Fläche für die PV-FFA hängt vor allem vom Wirkungsgrad und der Leistungsdichte der Module ab (Thiemann und Hendricks 2025). Aber auch der Abstand und die Neigung der Module und die Größe der Anlage spielen eine wichtige Rolle (CARMEN 2023). Geht man von der im Jahr 2023 durchschnittlichen Leistung pro Fläche von 1 MW/ha aus, so ergibt sich ein Flächenbedarf von 140.000 ha für den zusätzlichen Ausbau. Allerdings unterliegt diese Prognose zahlreichen Unsicherheiten. So

gehen Studien davon aus, dass sich die Leistungsdichte bis 2040 auf ca. 1,5 MW/ha erhöhen könnte (Dünzen et al. 2024). Zudem ist hinsichtlich der Inanspruchnahme landwirtschaftlicher Flächen fraglich, wie viel PV-FFA auf Konversions- und Deponieflächen, innerhalb der Gebäudestrukturen von Gewerbe- und Industriegebieten sowie auf bereits versiegelten Flächen (Parkplatz-PV) und Gewässern (Floating-PV) installiert werden. So standen 2024 immerhin ca. 27 % der PV-FFA auf Konversionsflächen (UBA 2025). Allerdings sind dadurch die wirtschaftlich erschließbaren Konversionsflächen bereits größtenteils ausgeschöpft (Dünzen et al. 2024). Andererseits ist aber auch fraglich, ob wirklich die hälftige Teilung der Energieerzeugung im ersten und zweiten Segment erreicht werden kann (Böhm und Tietz 2022). Die weiteren Betrachtungen gehen von einem Bedarf von 140.000 ha landwirtschaftlicher Fläche aus.

In Deutschland gab es 2023 ca. 16,6 Mio. ha landwirtschaftlich genutzte Fläche. Dementsprechend liegt der Bedarf für den Ausbau der Photovoltaik unter 1 %. Zudem ist zu berücksichtigen, dass schon zum heutigen Stand 14 % der landwirtschaftlichen Fläche für die Energieerzeugung genutzt werden (vgl. Abb. 1). Da die Flächeneffizienz der

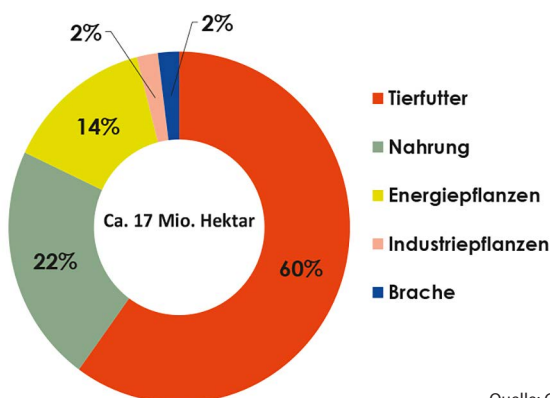


Abb. 1: Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche in Deutschland 2021

Photovoltaik gegenüber der Stromerzeugung aus Anbaubiomasse aber um rund das 40-Fache höher ist, ließe sich durch eine Umnutzung auf diesen Flächen ein deutlich höherer Ertrag erzielen, ohne die Flächenkonkurrenz gegenüber der Nahrungsmittel- oder Futterproduktion zu erhöhen. Dies gilt selbst dann, wenn man die Speicher und deren Verluste berücksichtigt, die im Rahmen der Photovoltaik zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung notwendig sind (UBA 2025). Andererseits ist es fraglich, ob eine Umnutzung ohne weiteres realisiert werden kann, wenn beispielsweise Energiepflanzen weiterhin für den Betrieb einer Biogasanlage benötigt werden.

Für den zügigen Ausbau der Photovoltaik sind insbesondere die Flächen interessant, die hinsichtlich der Baurechtschaffung privilegiert sind und zudem über finanzielle Fördermöglichkeiten verfügen. Dazu gehört nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB vor allem der Bereich von 200 m bei-

derseits von Autobahnen oder mehrgleisigen überregionalen Schienenwegen, in dem Freiflächenanlagen privilegiert und förderfähig sind. Hinzu kommen gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 9 BauGB Flächen im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einem land- oder forstwirtschaftlichen bzw. gartenbaulichen Betrieb, auf denen Agri-Photovoltaik privilegiert zulässig ist und gefördert werden kann, wenn die Grundfläche der Solaranlage 25.000 m² nicht überschreitet. Förderfähig sind zudem Freiflächenanlagen nach den Festsetzungen eines Bebauungsplans in einem Bereich von 500 m beiderseits von Autobahnen oder Schienenwegen sowie in den sog. benachteiligten Gebieten. Grundsätzlich sind aber auch Anlagen außerhalb der geförderten Bereiche möglich und sinnvoll, wenn die Gemeinde hierfür Baurecht schafft und ein wirtschaftlicher Betrieb realisierbar ist (Thiemann und Hendricks 2025).

Laut einer Studie des Thünen-Instituts beträgt die Grundfläche im Abstand von 200 m entlang von Autobahnen und Schienenwegen 10.611,36 km², wobei bei Autobahnen wegen des generellen Anbauverbots ein Puffer von 40 m berücksichtigt wurde. Die landwirtschaftlich genutzte Fläche in diesem Bereich liegt bei 457.855 ha. Die restlichen knapp 57 % der Fläche entfallen auf andere Nutzungsarten wie Wald, Siedlung und Wasser. Werden Naturschutzflächen kategorisch ausgeschlossen, so verbleiben ca. 426.000 ha (Pahmeyer et al. 2023). Das Fernstraßen-Bundesamt hat allerdings nach der Studie auf das überragende öffentliche Interesse am Ausbau der Erneuerbaren reagiert. Das bisher gültige Verbot von Bauten in einem Abstand von 40 m zur Fahrbahn gilt nicht mehr generell, sondern kann nach Prüfung des Einzelfalls entfallen. Es geht dabei im Wesentlichen um den Ausschluss von Blendwirkungen (Kajari-Schröder 2023). Andererseits sind in der konkreten Planung noch weitere Flächen wegen der rechtlichen oder tatsächlichen Gegebenheiten auszuschließen. Eine genauere Betrachtung erfolgt in Kap. 3.

Die Abschätzung des Flächenpotenzials im Bereich der Agri-Photovoltaik gestaltet sich etwas schwieriger, da auf diesen Flächen weiterhin Landwirtschaft betrieben wird und der Einfluss der Anlagen auf den landwirtschaftlichen Ertrag zu berücksichtigen ist. Im Versuchsanbau haben sich dabei insbesondere in Kombination mit Dauerkulturen wie Wein oder Kernobst Synergieeffekte gezeigt (Münch 2024a). Grundsätzlich würde sich in diesem Bereich ein erschließbares Potenzial von ca. 400.000 ha ergeben (Dünzen et al. 2024). Es ist allerdings nicht bekannt, wie viel Prozent dieser Flächen in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einem land- oder forstwirtschaftlichen bzw. gartenbaulichen Betrieb liegen.

Insgesamt lässt sich aber festhalten, dass bereits in den privilegierten Gebieten nach § 35 Abs. 1 Nrn. 8 und 9 BauGB mehr Fläche bereitgestellt werden kann, als für den Ausbau der Photovoltaik benötigt wird. Hinzu kommen noch sehr große Flächenpotenziale im 500 m-Streifen und den benachteiligten Gebieten, in denen die Gemeinden allerdings noch Baurecht schaffen müssen. Wie oben erwähnt, bieten sich hierfür insbesondere Flächen an, die

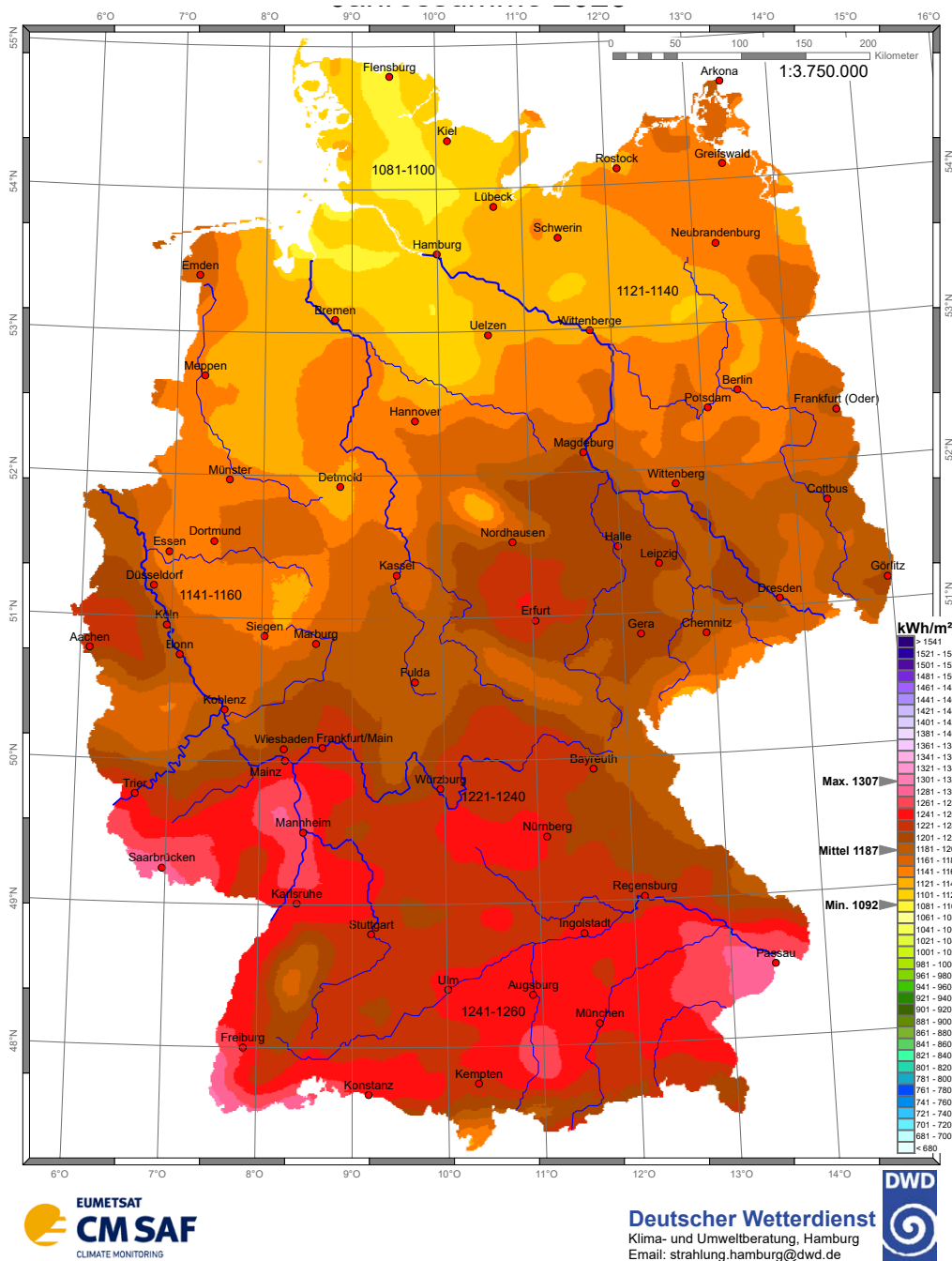


Abb. 2: Jährliche Globalstrahlung in Deutschland 2025

Quelle: Deutscher Wetterdienst

bereits zum Anbau von Energiepflanzen genutzt werden. Es ist allerdings auch zu bedenken, dass Strom aus Photovoltaikanlagen nicht unbegrenzt gewinnbringend im Strommarkt integriert werden kann. Somit ist davon auszugehen, dass nur ein relativ geringer Teil der potenziell nutzbaren Flächen für den Bau von PV-Anlagen genutzt wird (UBA 2025).

Hinsichtlich der Rentabilität von Photovoltaik besteht eine starke Abhängigkeit vom Standort und der Anlagengröße (Böhm et al. 2022). Der Standort ist insbesondere hinsichtlich der verfügbaren Globalstrahlung von Bedeutung. Diese ist im Süden und im Osten Deutschlands deutlich höher als im Rest des Landes (vgl. Abb. 2).

Die Anlagengröße ist deshalb von Bedeutung, da pro Anlage hohe Einmalzahlungen (z.B. für den Netzan-

schluss) anfallen, die sich bei einer Einspeisevergütung nach EEG erst ab einer Anlagengröße von ca. 5 MWp amortisieren (Böhm et al. 2022). Abb. 3 fasst den Einfluss von Anlagengröße und Standort zusammen. Wie der Abbildung ebenfalls zu entnehmen ist, kann der Betrieb von großen Freiflächenanlagen bei hoher Globalstrahlung auch ohne Förderung rentabel sein (z.B. eine Anlage von 100 MWp in Süddeutschland).

Aus den genannten Gründen konzentriert sich der Ausbau der Photovoltaik bisher vor allem auf Süddeutschland (wegen der hohen Globalstrahlung) und Ostdeutschland (wegen der großen landwirtschaftlichen Einheiten; vgl. Abb. 4). Hohe Zubauraten finden sich zudem in Teilen von Rheinland-Pfalz und des Saarlands sowie im Norden von Schleswig-Holstein.

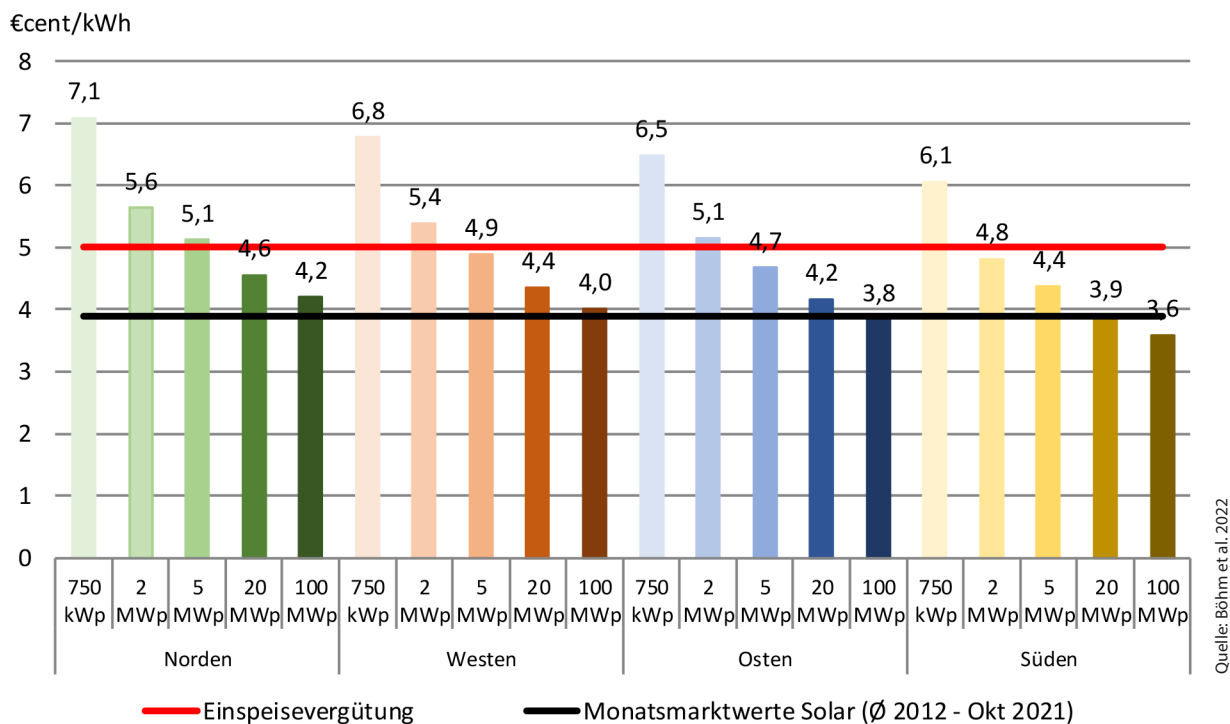


Abb. 3: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Standort und Anlagengröße

2 Verkehrswert von Solarenergieflächen bei bestehenden Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Die Ermittlung der Verkehrswerte im Zusammenhang mit dem Vollzug des Baugesetzbuches (BauGB) richtet sich nach den §§ 193 ff. BauGB und der Immobilienwertermittlungsverordnung (ImmoWertV). Zudem findet die ImmoWertV auch bei Regelungen außerhalb des BauGB »kraft Verweisung« Anwendung (z. B. § 198 Abs. 1 Satz 2 BewG).

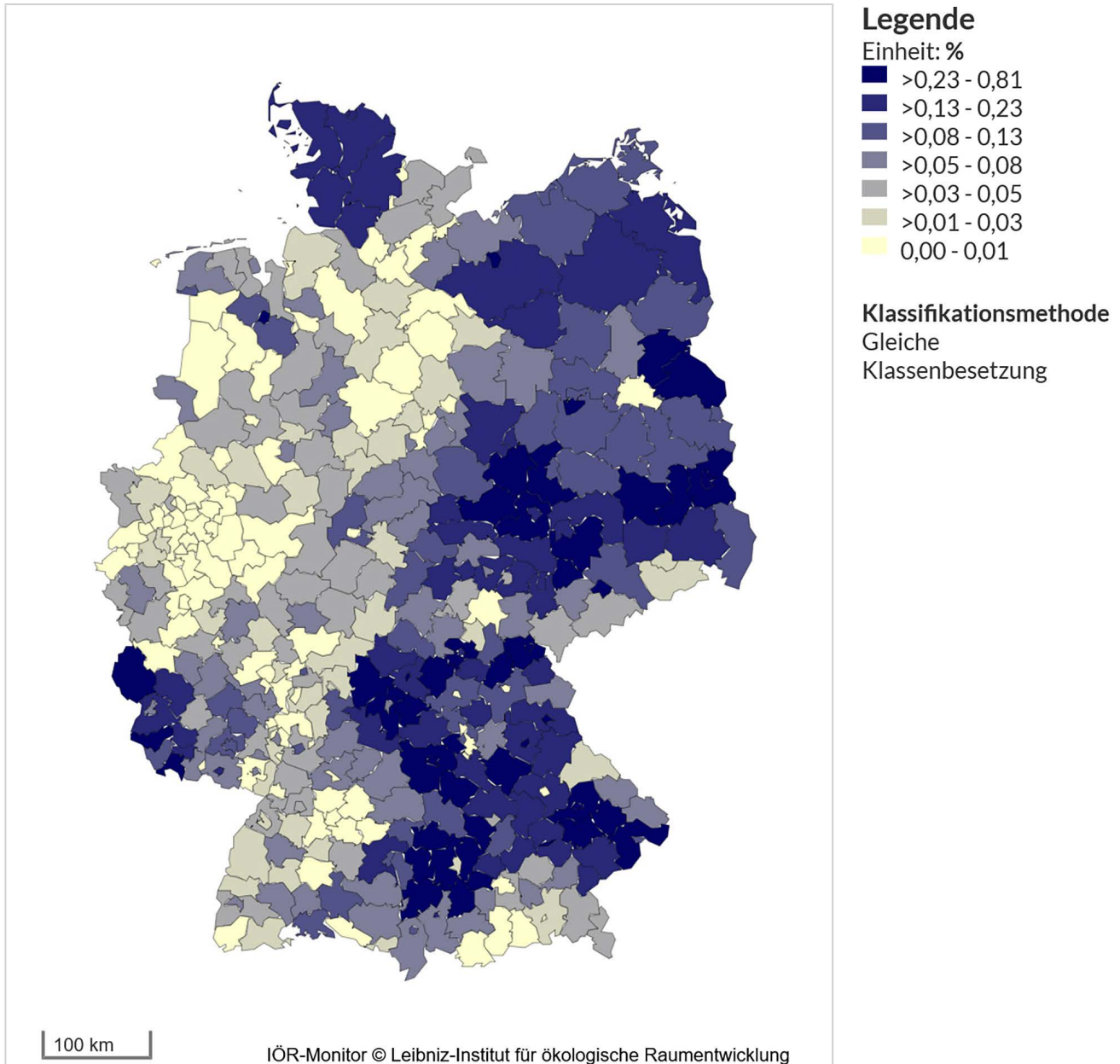
Bei den Solarenergieanlagen prägen die langjährig garantierten Einspeisevergütungen den Wert einer solchen Anlage und schlagen damit auch auf den Wert eines entsprechenden Nutzungsrechts und somit auch auf den Wert des Bodens durch. Sie stellen einen erheblichen geldwerten Vorteil dar, der über eine Kapitalisierung der Nutzungsentgelte für die Wertermittlung quantifiziert werden kann. Der Wert des Nutzungsrechts hängt grundsätzlich von den zusätzlichen Einnahmemöglichkeiten ab, die sich für die Grundstückseigentümer bzw. Pächter aus der Solarenergieerzeugung ergeben. Je nach den rechtlichen und tatsächlichen Gegebenheiten ergeben sich Wartezeiten und Risiken hinsichtlich dieser Einnahmen, die sachgerecht zu würdigen sind (vgl. Hendricks und Thiemann 2024). Weiterhin ist zu berücksichtigen, ob es sich um Zusatzeinnahmen bei Aufrechterhaltung der landwirtschaftlichen Nutzung handelt (bei Agri-PVA der Regelfall) oder ob für die Dauer der Solarenergieerzeugung keine reguläre landwirtschaftliche Nutzung möglich ist (Regelfall bei FF-PVA). Im ersten Fall sind die über eine reine Agrarnutzung im herkömmlichen Sinne hinausgehenden Nutzungs- und Einnahmemöglich-

keiten landwirtschaftlicher Grundstücke entsprechend den Regelungen des § 8 Abs. 3 Nr. 1 ImmoWertV den »besonderen objektspezifischen Grundstücksmerkmalen (b. o. G.)« zuzuordnen. Im zweiten Fall handelt es sich um faktisches Bauland bzw. Bauland im Geltungsbereich eines Bebauungsplans (PV-Energieland; Thiemann und Hendricks 2025), dessen Wert sich allein aus den Einnahmen aus der Photovoltaik bemisst.

2.1 Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Grundsätzlich sind drei Gestaltungen der Nutzungsentgelte möglich. Zum einen ist eine umsatzunabhängige jährliche Pauschale denkbar. Zum anderen kann ein gewisser Prozentsatz der jährlichen Einnahmen vereinbart werden. Die dritte Möglichkeit ist ein hybrider Ansatz, bei dem eine Pauschalzahlung durch eine Umsatzbeteiligung ergänzt wird (Friedrichs 2023, Seeck 2025). Gemeinsam haben alle drei Optionen, dass die Entgelte mit den möglichen Einnahmen steigen, da auch die Pauschalen in Gebieten mit günstigen Voraussetzungen für die Photovoltaik höher sind als in Gebieten mit schlechteren Voraussetzungen.

Hängen die Zahlungen vom Umsatz ab, so benötigt man zur Verkehrswertermittlung zunächst Informationen, um die Höhe des Umsatzes abschätzen zu können. Eine gute Beschreibung der Systematik findet sich bei Troff (2022). Zunächst einmal wird die PV-Wirkungsfläche (PVW) benötigt, die angibt, welcher Anteil des Grundstücks tatsächlich von einer PVA überdeckt ist. Bei FF-PVA geht man von



Information zum Indikator

Photovoltaik-Freiflächenanlage: Räumlich zusammenhängende Anlage mit Halbleiter-Flächenelementen zur Nutzung von Solarenergie außerhalb von Gebäuden

Datengrundlage

© GeoBasis-DE / BKG (2025) Gebietsstand: 31.12.2019

Quelle: IÖR-Monitor

Abb. 4: Anteil der PV-Freiflächenanlagen an der Landkreisfläche in Deutschland 2024

einer Überdeckung von 40 bis 50 % aus (im nachfolgenden Beispiel wird ein Anteil von 40 % verwendet). Geht man von einer Grundstücksfläche von 10.000 m² aus, so ergibt sich: $PVW = 10.000 \text{ m}^2 \times 0,4 = 4.000 \text{ m}^2$. Im nächsten Schritt benötigt man die effektive jährliche Einstrahlung (ejE). Diese hängt zum einen von der Globalstrahlung am Standort ab, die entweder einem ggf. vorhandenen Gutachten oder näherungsweise aus den Angaben des Deutschen Wetterdienstes entnommen werden kann (vgl. Abb. 2). Zu-

dem hängt die ejE vom Anlagenausnutzungsgrad (AuGr) ab, der beispielsweise Leitungsverluste und Verluste durch Verschmutzung oder Ausfallzeiten berücksichtigt. Er liegt bei modernen Anlagen zwischen 85 und 95 % (im Beispiel wird ein AuGr von 85 % verwendet). Schließlich wird zur Erhöhung der kalkulatorischen Sicherheit noch ein Risikoabschlag in Höhe von 7,5 % eingeführt (entspricht dem Faktor 0,925). Dieser trägt vor allem dem Umstand Rechnung, dass die Globalstrahlung nicht nur großen monat-

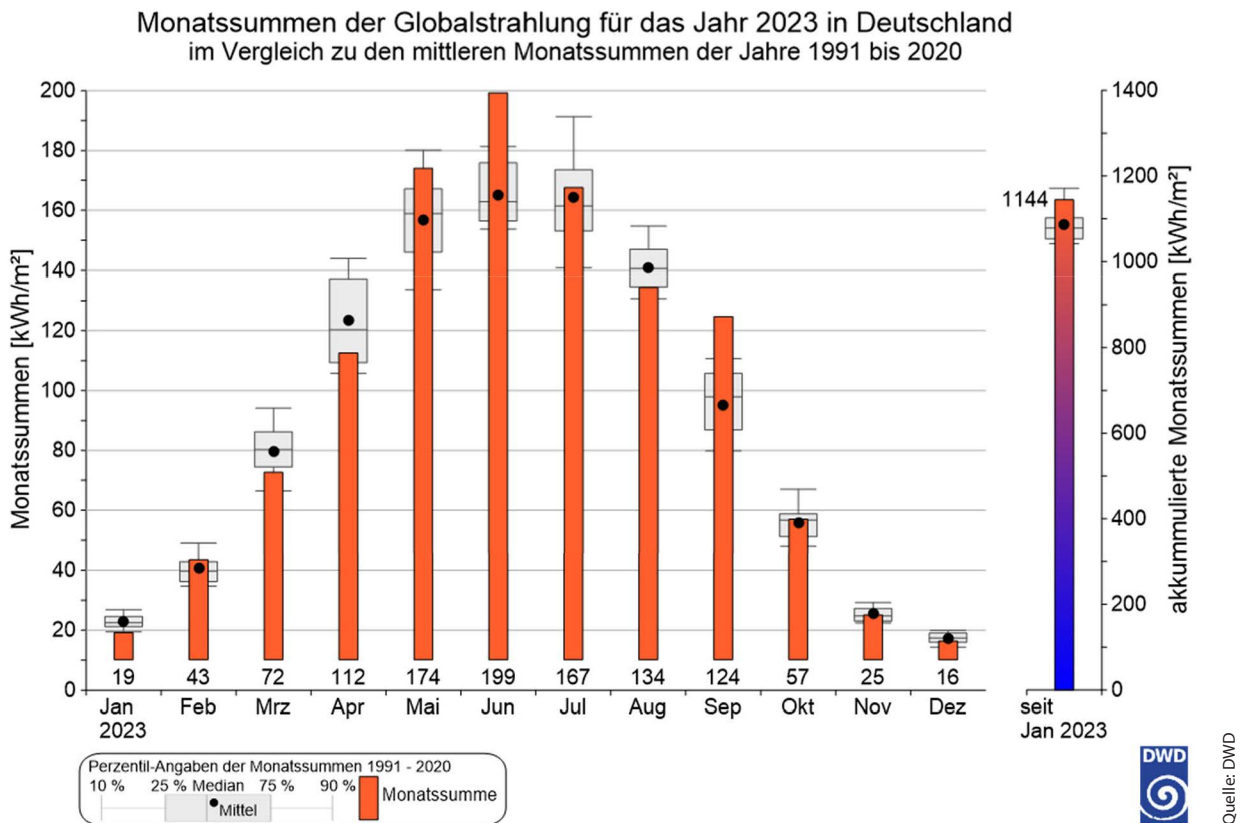


Abb. 5: Monatssummen der Globalstrahlung in Deutschland 2023 im Vergleich zu den Jahren 1991 bis 2020

lichen Schwankungen, sondern auch beachtlichen jährlichen Schwankungen unterliegt (vgl. Abb. 5). Geht man von einer Globalstrahlung von 1.150 kWh/m^2 aus, so ergibt sich: $\text{ejE} = 1.150 \text{ kWh/m}^2 \times 0,85 \times 0,925 = 904 \text{ kWh/m}^2$. Zur Ermittlung der Jahresenergieleistung (JEL) fehlt nur noch der Modulwirkungsgrad (MWGr), der die Effizienz widerspiegelt, mit der das Modul das einfallende Sonnenlicht in Energie umwandelt. Je nach Modultyp und Alter ergeben sich Werte zwischen 10 und 20 % (im Beispiel wird ein Wert von 15 % verwendet). Wie in Kap. 1 besprochen, sind die Fortschritte in diesem Bereich jedoch sehr groß, sodass für zukünftige Berechnungen der jeweilige Stand der Technik zu beachten ist. Mit den hier verwendeten Annahmen ergibt sich pro ha Solarparkfläche eine jährliche Energieerzeugung von $\text{JEL} = 904 \text{ kWh/m}^2 \times 4.000 \text{ m}^2 \times 0,15 = 542.400 \text{ kWh}$ (Troff 2022).

Zur Prognose des Jahresertrags ist nun noch die Kenntnis der Einspeisevergütung (EV) erforderlich. Diese unterliegt dem ständigen Wandel und ist den aktuellen Bedingungen zu entnehmen. Die folgenden Werte gelten für Anlagen, die zwischen dem 01.08.2025 und 31.01.2026 in Betrieb genommen wurden. Die EEG-Förderung der Marktprämie kann für Solaranlagen in der Direktvermarktung in Anspruch genommen werden. Die Höhe der gleitenden Marktprämie für Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1.000 kW liegt bei 6,72 ct/kWh. Für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1.000 kW, die an Ausschreibungen teilnehmen, berechnet sich die Höhe der anzulegenden Werte auf Grundlage der

erteilten Zuschläge. Für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1.000 kW, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen (Bürgerenergieanlagen), berechnen sich die anzulegenden Werte auf Grundlage der Zuschlagswerte vorangegangener Ausschreibungen. Dafür wird der Durchschnitt aus den im Vorjahr jeweils höchsten bezuschlagten Geboten gebildet. Daraus ergab sich für 2025 ein Wert von 5,23 ct/kWh (Bundesnetzagentur 2025).

In Weiterführung der obigen Berechnungen betrachten wir eine Anlage mit einer Fläche von 1 ha. Überschlägig liegt die installierte Leistung bei einer JEL von 542.400 kWh bei 542 kW, weil in Deutschland Freiflächen-solaranlagen im Durchschnitt etwa 900 bis 1.100 kWh Strom pro Jahr pro 1 kWp (kilo-Watt-peak) installierter Leistung erzeugen. Als Mittelwert kann 1.000 kWh/kWp angenommen werden. Basierend auf dieser Leistung wird im Beispiel die Vergütung von 6,72 ct/kWh verwendet (wie oben beschrieben ergeben sich für größere Anlagen ab 1.000 kW, die in der Praxis der Regelfall sind, abweichende Einnahmen). Damit ergibt sich ein Jahresertrag von $542.400 \text{ kWh} \times 0,0672 \text{ €/kWh} = 36.449 \text{ €}$. Leider finden sich in der Literatur keine aktuellen Zahlen zu dem Prozentsatz, der an die Grundstückseigentümer ausgeschüttet wird. Die Angaben von Troff aus den Jahren 2005 bzw. 2010 sind als veraltet zu bezeichnen, da sie zum einen lange zurückliegen und auch die Einspeisevergütung ein viel höheres Niveau hatte (2005: 51,30 ct/kWh; 2010: 29,73 ct/kWh). Bei hybriden Pachtmodellen finden sich Aussagen wie »2.700 bis 4.000 Euro pro Hektar plus 4 bis 5,25 Prozent des

Stromumsatzes« (Energie und Management 2024). Daraus lässt sich eine Größenordnung von 10 bis 15 % als Umsatzpachtsatz ableiten, womit sich bei einem Satz von 12 % eine Umsatzpacht von $36.449 \text{ €} \times 0,12 = 4.374 \text{ €}$ ergibt.

Zu den umsatzunabhängigen Pauschalen finden sich in der Literatur unterschiedliche Angaben. Troff (2022) spricht bezogen auf das Jahr 2022 von jährlichen Zahlungen in Höhe von 2.000 bis 5.000 €/ha für FF-PVA. Andere Autoren beziffern die Spannweite auf 3.000 bis 4.000 €/ha (Friedrichs 2023), über 2.500 €/ha (Böhm und Tietz 2022), 1.300 bis 2.500 €/ha (bezogen auf 2020, einzelne Zahlungen bis 7.000 €/ha; Böhm et al. 2022) und 3.000 bis 5.000 €/ha (Thiemann und Hendricks 2025).

Insgesamt lässt sich aus allen Angaben ein aktuelles Marktniveau von 2.500 bis 5.000 €/ha ableiten, wobei die Pacht grundsätzlich mit den Erträgen steigt, d. h. der obere Bereich der Spanne (oder auch vereinzelte Zahlungen darüber) wird vor allem bei großen Anlagen und Standorten mit hoher Globalstrahlung erzielt. Letztlich stehen aber bei bestehenden Anlagen die vertraglichen Regelungen über die Pachtzahlungen als Grundlage der Ermittlung des Bodenwerts zur Verfügung.

Die Einnahmen sind nun über die Nutzungsdauer zu kapitalisieren. Hierfür wird neben der Nutzungsdauer der Kapitalisierungszinssatz benötigt.

Der Literatur lässt sich eine Gesamtnutzungsdauer der Anlagen von 20 bis 30 Jahren entnehmen (Troff 2022, Böhm et al. 2022). Die Dauer der garantierten Einspeisevergütung nach EEG beträgt 20 Jahre (Thiemann und Hendricks 2025). Grundsätzlich ist aber mit einer Weiternutzung der Anlagen bis zum Ende der Gesamtnutzungsdauer zu rechnen. Zudem ist ein Repowering auf der Fläche aus zwei Gründen sehr wahrscheinlich. Zum einen ist bei einer weiteren Steigerung der Leistungsfähigkeit der Module, verbunden mit weiter fallenden Anschaffungskosten, davon auszugehen, dass die Nutzung der Solarenergie auch ohne Förderung wirtschaftlich attraktiv ist. Zum anderen sind die relativ hohen einmaligen Investitionen in den Standort (z. B. Netzanschluss) bereits getätigt worden, wodurch die Nachnutzung im Vergleich zu neuen Standorten sehr begünstigt wird. Es bietet sich daher an, die Einnahmen über 20 Jahre gemäß der Einnahmen nach EEG zu kapitalisieren und die Nachnutzung über eine Kapitalisierung dieser Erträge und Diskontierung über die Wartezeit in Ansatz zu bringen. Für die Diskontierung sollte wegen der Unwägbarkeiten hinsichtlich der Entwicklung der Preise und Förderpolitik ein höherer Zinssatz verwendet werden.

Hinsichtlich des Kapitalisierungszinssatzes besteht grundsätzlich das Problem, dass statistisch abgeleitete Liegenschaftszinssätze, die standardmäßig in der Immobilienwertermittlung verwendet werden, nicht verfügbar sind. Über die Höhe der ersatzweise heranzuziehenden Zinssätze sind sich die Experten uneins. Troff (2022) spricht von tendenziell verwendeten Zinssätzen zwischen 5 und 7 %, wobei höhere Zinssätze bei höheren Umsatzpachten Anwendung finden. Friedrichs (2023) verwendet demgegenüber für seine Berechnungen einen Zinssatz von 3 %. Da-

mit ergibt sich insgesamt eine Spanne von 3 bis 7 %. Aus Sicht der Autoren bietet sich darüber hinaus eine Anlehnung an die örtlichen gewerblichen Liegenschaftszinssätze an. Zudem tragen Kapitalisierungszinssätze generell dem Risiko der Investition Rechnung. Daher sollte dieser bei fest vereinbarten Pachtzahlungen niedriger sein als bei hybriden Zahlungen und bei hybriden Zahlungen wiederum niedriger als bei einer reinen Umsatzpacht.

Für die Fortführung des obigen Beispiels kapitalisieren wir zunächst die Einnahmen über 20 Jahre mit einem Zinssatz von 5 %. Es ergibt sich ein Kapitalisierungsfaktor von 12,46 (die Formel kann der Standardliteratur entnommen werden bzw. tabellierte Werte finden sich in Anhang B der ImmoWertA; Hendricks und Thiemann 2024). Die kapitalisierten jährlich eingenommenen Nutzungsentgelte liegen damit bei $4.374 \text{ €} \times 12,46 = 54.500 \text{ €}$. Um den Wertanteil der Nachnutzung zu berechnen, müssen auch diese Erträge zunächst kapitalisiert werden. Da das Repowering wiederholt stattfinden kann, wird zur Kapitalisierung näherungsweise der Barwertfaktor für »unendliche Renten« verwendet. $4.374 \text{ €} \times 1/0,05 = 87.480 \text{ €}$. Da diese Erträge allerdings erst 20 Jahre nach dem Wertermittlungsstichtag realisiert werden, sind sie über die Wartezeit zu diskontieren (mittels des Diskontierungsfaktors $1/q^n$; mit $q = 1 + \text{Diskontierungszinssatz}$, $n = \text{Wartezeit}$). Wie oben besprochen, sollte hierfür ein höherer Zinssatz verwendet werden (im Beispiel verwenden wir 7 %): $87.480 \text{ €} \times 1/1,07^{20} = 22.606 \text{ €}$. Insgesamt ergibt sich somit als Bodenwert des PV-Energielands ein Betrag von $54.500 \text{ €/ha} + 22.606 \text{ €/ha} = 77.106 \text{ €/ha}$ oder ca. $7,70 \text{ €/m}^2$. Es versteht sich, dass sich die Berechnung auf neue Anlagen bezieht, die am Wertermittlungsstichtag in Betrieb genommen werden. Die verkürzte Nutzungsdauer bei bereits länger bestehenden Anlagen ist durch Anpassung der Kapitalisierungs- bzw. Diskontierungszeiträume zu berücksichtigen. Die Berücksichtigung der Wartezeit vor einer möglichen Nutzung wird im dritten Kapitel erläutert.

Der ermittelte Wert erscheint vor dem Hintergrund verfügbarer Marktdaten zumindest dann plausibel, wenn am Bodenmarkt der Ertragsgedanke im Vordergrund steht. So lagen die 164 Bodenrichtwerte für Sondergebiete Photovoltaik in Sachsen-Anhalt aus dem Jahr 2022 zwischen $3,00$ und $10,00 \text{ €/m}^2$, wobei für rund die Hälfte der Bodenrichtwertzonen ein Wert von 8 €/m^2 ausgewiesen wurde (Friedrichs 2023). Eine ähnliche Situation ergibt sich für Brandenburg, wo der Grundstücksmarktbericht für das Jahr 2024 insgesamt 37 Kauffälle von Flächen für Solar- und Photovoltaikanlagen ausweist. Bei einem Umsatz von 27,5 Mio. € für 485,4 ha Fläche ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von 56.654 €/ha oder $5,67 \text{ €/m}^2$. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in diese Berechnung auch Flächen einfließen, bei denen die reale Nutzung noch aussteht (PV-Energieerwartungsland; Thiemann und Hendricks 2025), wodurch sich wegen der Wartezeit geringere Werte ergeben.

Insbesondere in NRW, Niedersachsen und Bayern gibt es aber Hochpreisregionen, in denen das Preisniveau von

landwirtschaftlichen Nutzungserwägungen abgekoppelt ist und Preise deutlich oberhalb von 10 €/m² erzielt werden. Grund hierfür ist regelmäßig eine außerlandwirtschaftliche Nachfrage, der angemessen Rechnung zu tragen ist (Mundt 2018). Als einen wichtigen Grund nennt der Immobilienmarktbericht Bayern 2024 Reinvestitionen von Landwirten, die aus steuerlichen Gründen nach erzielten Gewinnen aus Baulandverkäufen notwendig werden. Nun ist es aber so, dass bei einer Umnutzung als Solarpark gemäß § 158 Abs. 1 BewG mit einem Verlust der steuerlichen Vergünstigungen für landwirtschaftliche Flächen zu rechnen ist. Damit würde die entsprechende Nachfrage wegfallen. Ähnliches gilt im Nahbereich von Ortschaften, wo langfristige Pachtverträge für Photovoltaikanlagen einer Spekulation auf Baulandentwicklung entgegenstehen können. Daher stellt sich die Frage, ob sich in Hochpreisregionen eine Dämpfung der Bodenpreise durch Solarparks ergeben kann.

Andererseits ist es aber auch so, dass selbst in Hochpreisregionen die Bodengüte noch preisbeeinflussend ist. So wurden 2020 in Bayern für Flächen mit einer Ertragsmesszahl (EMZ; in 100/ha) zwischen 40 und 50 durchschnittlich 66.464 €/ha bezahlt, bei einer EMZ zwischen 50 und 60 schon 87.353 €/ha und ab einer EMZ von 60 sogar 94.670 €/ha (Dreier 2021). Man kann also sagen, dass das Preisniveau in diesen Regionen von außerlandwirtschaftlichen Faktoren geprägt ist, aber die Ertragsmöglichkeiten auf der Fläche dennoch eine Rolle bei der Preisbildung spielen. Demzufolge wären negative Preiseffekte vor allem für Flächen mit hoher Bodengüte in Erwägung zu ziehen.

Eine Umfrage bei den Oberen Gutachterausschüssen in NRW, Niedersachsen und Bayern ergab leider keine weiterführenden Erkenntnisse zu dieser möglichen Problematik. Es wurde aber über eine spürbar steigende Nachfrage nach statistischen Informationen zur Bewertung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen berichtet und auch über diverse Aktivitäten zu deren Beschaffung. Es ist daher zeitnah auf eine Verbesserung der Datenlage zu hoffen.

Im Gegensatz zu Windparks spielen Erwägungen zum Umgang mit landwirtschaftlichen Pächtern keine Rolle, da eine reguläre landwirtschaftliche Nutzung auf Standorten der Freiflächenphotovoltaik nicht möglich ist und etwaige Pachtverträge vorher zu kündigen sind.

2.2 Besondere Solaranlagen (Agri-PVA)

Wie im ersten Kapitel beschrieben, gehören zu den besonderen Solaranlagen die Parkplatz-, Floating-, Moor- und Agri-PVA. Die erstgenannten Varianten werden nicht näher betrachtet, da sich der Artikel auf Solarenergieflächen in der Agrarlandschaft beschränkt und Floating- bzw. Moor-PVA in der Praxis nur eine untergeordnete Rolle spielen (Thiemann und Hendricks 2025, Böhm und Tietz 2022). Grundsätzlich kann das b. o. G. (besondere objekt-spezifische Grundstücksmerkmal) der Nutzung der Solarenergie für diese Flächen aber analog zur Behandlung der

Agri-PVA bewertet werden. Bislang wenig untersucht sind allerdings mögliche Beeinträchtigungen der Gewässer bzw. Moore durch die Floating- bzw. Moor-PVA.

Auch die Agri-Photovoltaik befindet sich derzeit noch in der Etablierungsphase. So gab es im November 2025 deutschlandweit erst 78 Anlagen auf rd. 570 ha landwirtschaftlicher bzw. garten- oder obstbaulicher Flächen mit einer Leistung von insgesamt rd. 300 MWp (Thiemann und Hendricks 2026). Der Ausbau dürfte in Zukunft aber stark zunehmen, weil neben dem zusätzlichen Einkommen aus der Stromerzeugung auch wirkungsvolle Synergieeffekte zur Klimaanpassung möglich sind. So schützen etwa horizontale, hoch aufgeständerte Anlagen die darunter angebauten Kulturen vor zu viel Sonne, Austrocknung und Starkregen. Vertikale, bodennahe Systeme mit einer Bewirtschaftung zwischen den Anlagenreihen können insbesondere der Winderosion vorbeugen (Thiemann und Hendricks 2025). Daher stehen 72 % der Landwirte dem Konzept der Agri-Photovoltaik aufgeschlossen gegenüber und können sich vorstellen, die Technologie in ihrem Betrieb einzusetzen (Thiemann und Hendricks 2026).

Bei Agri-PVA unterscheidet man hoch aufgeständerte Anlagen, bei denen sich die Module in mindestens 2,10 m Höhe befinden, und bodennahe Anlagen unterhalb dieser Höhe. Zudem muss die landwirtschaftliche Produktion auf der Fläche im Vordergrund stehen, um als Agri-Photovoltaik zu zählen. So müssen mindestens 66 % des Ertrages, welcher normalerweise auf der Fläche erwirtschaftet wird, anfallen. Außerdem dürfen durch die Aufständigung bei hoch aufgeständerten Anlagen höchstens 10 % der landwirtschaftlichen Fläche verloren gehen, bei bodennahen Anlagen 15 %. Weiterhin muss für die Anlage und den Anbau ein Nutzungskonzept erstellt und zertifiziert bzw. für Dauergrünland die landwirtschaftliche Hauptnutzung über Gutachten nachgewiesen werden (Münch 2024a).

In Anbetracht der Weiterführung der landwirtschaftlichen Nutzung setzt sich der Verkehrswert des Grundstücks zusammen aus dem Wert des Agrarlands und dem b. o. G. der Agri-Photovoltaik. Darüber hinaus ist zu prüfen, inwiefern sich durch die Wechselwirkung zwischen der installierten Agri-PVA und der landwirtschaftlichen Nutzung positive oder negative Effekte ergeben.

Der Wert des Agrarlands kann aus den ausgewiesenen Bodenrichtwerten übernommen werden.

Das b. o. G. der Agri-Photovoltaik kann analog zu Abschnitt 2.1 bewertet werden, d. h. die anstehenden Einnahmen sind zu kapitalisieren. Prinzipiell sind auch hier umsatzunabhängige, voll umsatzabhängige oder hybride Pachtzahlungen denkbar. Hinsichtlich des zu erzielenden Umsatzes ist anzumerken, dass auf der einen Seite durch das »Solarpaket I« vom 15.05.2024 ein eigenes Untersegment mit einem eigenen Höchstwert von 9,5 ct/kWh für besondere Solaranlagen in den Ausschreibungen für PV-FFA eingeführt wurde. Zudem wurde eine schrittweise Erhöhung der Ausschreibungsmengen für besondere Solaranlagen im Rahmen der bestehenden Freiflächenausschreibungen auf bis zu 2.075 MW pro Jahr eingeführt. Auf der anderen

Seite wird aber im Ackerbau wegen der Beschränkung der Flächeninanspruchnahme erheblich weniger Energie pro Hektar gewonnen. Bezogen auf die Anlagenfläche schwankt der Flächenbedarf der verschiedenen Agri-PV-Konzepte zwischen 1,9 und 3,3 ha/MWp (Böhm und Tietz 2022). Mit hoch aufgeständerten Anlagen kann zwar beispielsweise im Obstbau ähnlich viel Energie pro Hektar erzeugt werden wie mit Freiflächen-PVA, aber die höheren Kosten für die Errichtung führen zu niedrigeren Gewinnen der Betreiber und somit auch niedrigeren Pachtzahlungen für Agri-PVA. Nach Angaben von »Sonnen Projekte«, einem Projektierer von Agri-PV-Anlagen in Nord- und Mitteldeutschland, kann für die Agri-Photovoltaik von 2.000 €/ha bis 3.500 €/ha pro Jahr ausgegangen werden (Thiemann und Hendricks 2026). Geht man von einer jährlichen Pachtzahlung von 3.000 €/ha aus, so ergeben sich analog zu Abschnitt 2.1 zunächst für die ersten 20 Jahre kapitalisierte Einnahmen nach EEG von $3.000 \text{ €} \times 12,46 = 37.380 \text{ €}$. Die kapitalisierten Einnahmen der Nachnutzung betragen dann $3.000 \text{ €} \times 1/0,05 = 60.000 \text{ €}$ und nach der Diskontierung über die 20-jährige Wartezeit verbleiben $60.000 \text{ €} \times 1/1,07^{20} = 15.505 \text{ €}$. Insgesamt ergibt sich somit für das b.o.G. der Agri-Photovoltaik ein Wert von 52.885 €/ha oder 5,29 €/m², sofern der Grundstückseigentümer die landwirtschaftliche Fläche selbst bewirtschaftet. Der Einfluss einer Verpachtung wird am Ende dieses Abschnitts behandelt.

Wie bereits erwähnt, dürfen durch die Aufständigung bei hoch aufgeständerten Anlagen höchstens 10 % der landwirtschaftlichen Fläche verloren gehen, bei bodennahen Anlagen 15 %. Abgesehen vom Flächenverlust hängt der Einfluss auf den Ertrag beim Ackerbau stark vom Wetter ab. Bei einem Versuchsanbau mit Kleegrass, Winterweizen, Sellerie und Kartoffeln wurde in sehr heißen Jahren eine Ertragssteigerung von bis zu 11 % festgestellt, während in feuchteren Jahren ein Ertragsverlust von bis zu 20 % bezogen auf die Referenzfläche zu verzeichnen war (Münch 2024a). Ein größerer Nutzen als beim Ackerbau stellt sich in der Regel bei Dauerkulturen ein. Hoch aufgeständerte Anlagen können zum Beispiel in Verbindung mit semitransparenten Modulen die Kulturen großflächig vor Extremwettererscheinungen wie Hagel, Starkregen und Sonnenbrand schützen und bestehende Schutzstrukturen wie Hagelschutznetze ergänzen oder ersetzen (Münch 2024b). In Anbetracht der Abhängigkeit des Einflusses der Agri-PVA auf den landwirtschaftlichen Ertrag von Wetter und angebaute Kultur dürfte sich der Einfluss auf den Bodenwert eher wertneutral darstellen. Es verbleiben daher zur Ermittlung des Verkehrswerts des Grundstücks der Wert des Agrarlands und das b.o.G. der Agri-Photovoltaik.

Die in Kap. 2.1 diskutierte Problematik in Hochpreisregionen besteht im Fall der Agri-PVA nicht, weil die steuerlichen Vergünstigungen für landwirtschaftliche Flächen gemäß § 158 Abs. 1 BewG erhalten bleiben. Da zudem das Preisniveau durch Ertragsgedanken auf der Fläche überlagert wird, ist davon auszugehen, dass auch in Hochpreisregionen das b.o.G. der Agri-PVA positiv wirkt.

Bei gepachteten Flächen besteht das Problem, dass die Errichtung einer Agri-PVA nur vorgenommen werden darf, wenn die Verpächter zustimmen. Daher dürfte in Anlehnung an die Betrachtungen von Thiemann und Hendricks (2026) das sogenannte Halbteilungsprinzip greifen, weil ein gegenseitiges Abhängigkeitsverhältnis besteht. Das heißt, dass der Agrarbetrieb nur für seine Eigentumsflächen, auf denen die Agri-PVA des fremden Betreibers steht, das volle Nutzungsentgelt erhält, und für die gepachteten Flächen eine Aufteilung an den Agrarbetrieb auf der einen und die Verpächter auf der anderen Seite stattfindet. Sofern Einsicht in die Verträge besteht, sind die vertraglichen Regelungen über die Pachtzahlungen zur Ermittlung des Bodenwerts heranzuziehen. Greift man auf das Halbteilungsprinzip zurück, so würde sich im obigen Beispiel das b.o.G. der Agri-Photovoltaik von 5,29 €/m² auf 2,65 €/m² reduzieren.

3 Verkehrswert von Solarenergieflächen bei der zu erwartenden Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-Energieerwartungsland)

Gemäß § 11 Abs. 1 ImmoWertV sind künftige Änderungen des Grundstückszustands »zu berücksichtigen, wenn sie am Qualitätsstichtag mit hinreichender Sicherheit aufgrund konkreter Tatsachen zu erwarten sind«. Daher bleiben Änderungen, die nicht mit hinreichender Sicherheit absehbar sind, grundsätzlich unberücksichtigt (Hendricks und Thiemann 2024). Im Zusammenhang mit der Solarenergie stellt sich daher die Frage, in welchen Fällen eine hinreichende Wahrscheinlichkeit für eine tatsächliche Nutzung gegeben ist, sodass von PV-Energieerwartungsland gesprochen werden kann. Die Definition des Begriffs ist somit abzugrenzen von der Definition des Bauerwartungslands, die allein auf der baurechtlichen Qualität beruht. Die baurechtliche Qualität ist zwar auch ein wichtiges Kriterium für das PV-Energieerwartungsland, aber es müssen andere Attribute hinzutreten, um von einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit für eine tatsächliche Nutzung sprechen zu können (Thiemann und Hendricks 2025).

Bei der Beantwortung dieser Frage spielen zwei Faktoren eine wichtige Rolle. Zum einen muss eine Nachfrage bestehen. Diese wird vor allem bei Gebieten mit EEG-Förderung in Frage kommen. Neben der Förderung ist für die Wirtschaftlichkeit aber auch die verfügbare Globalstrahlung ein wichtiger Aspekt. Zudem spielt das Preisniveau für Agrarland eine Rolle, da die Nutzung der Solarenergie insbesondere in Regionen mit niedrigen Agrarlandpreisen zu deutlich höheren Grundstückspreisen führen kann. Zum anderen ist die räumliche Eingrenzung von Bedeutung. Hier wird die reine Fördermöglichkeit nicht ausreichen, da die förderfähigen Flächen erheblich größer sind als die für den angestrebten Ausbau der Solarenergie benötigten Flächen (vgl. Kap. 1). Es muss daher Baurecht vorhanden

sein oder zumindest konkret in Aussicht stehen. In Frage kommen daher förderfähige Gebiete mit einer ausreichenden Konkretisierung der baurechtlichen Zulassung durch kommunale Planung oder grundsätzlich der Bereich von 200 m beiderseits von Autobahnen oder mehrgleisigen überregionalen Schienenwegen.

Im Bereich der Streifen entlang der Hauptverkehrswege ist allerdings zu beachten, dass für Teilbereiche Ausschlussgründe für die Einrichtung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen vorliegen können. Im Rahmen von Potenzialstudien werden daher innerhalb des Suchraums zunächst die Flächen von einer Überplanung mit Freiflächen-PVA ausgeschlossen, auf denen naturschutzrechtliche oder siedlungstechnische Belange sowie festgelegte Vorranggebiete entgegenstehen (Kruse und Maar 2020). Im Bereich Naturschutz sind zwingend Schutzgebiete wie Naturschutzgebiete, FFH-Gebiete oder EU-Vogelschutzgebiete auszuschließen. Ergänzend können beispielsweise Flächen für den Biotopverbund, Landschaftsschutzgebiete, Waldflächen, Kompensations- und Ökokontoflächen, Überschwemmungsgebiete, artenreiche Grünländer, Wanderkorridore oder Flächen für natürliche Klimaanpassungsmaßnahmen ausgeschlossen werden (Thiemann und Hendricks 2025). Weiterhin kommen regelmäßig im Zusammenhang bebauter Siedlungsbereiche nicht in Frage, es sei denn, die Flächen sind für eine anderweitige bauliche Entwicklung

(Siedlungsentwicklung) nicht geeignet (z. B. wegen wirtschaftlich nicht sanierbarer Altlasten). Ebenso sollten Flächen, die für die Siedlungsentwicklung selbst vorgesehen sind, samt der zugehörigen Frei- und Funktionsflächen freigehalten werden. Ein Beispiel für Vorranggebiete, die einer Einrichtung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen entgegenstehen, sind Vorranggebiete für den Abbau oberflächennaher Rohstoffe (Kruse und Maar 2020).

Für die räumliche Eingrenzung müssen zudem bereits Aktivitäten zur Realisierung eines Solarparks begonnen haben. Darunter fallen beispielsweise Verhandlungen mit den Grundeigentümern zur Flächeninanspruchnahme, bereits abgeschlossene Optionsverträge für die Installation von FF-PVA, die Erstellung der Solarparkplanung oder die Einreichung eines Bauantrags. Sind derartige Handlungen nicht zu verzeichnen, so liegen Privilegierungsflächen ohne Realisierungsaktivitäten vor (vgl. Kap. 4).

Ist eine Nutzung mit hinreichender Sicherheit zu erwarten, so ist bei der Bemessung des Verkehrswerts die Wartezeit bis zur Inbetriebnahme der Photovoltaikanlagen angemessen zu berücksichtigen (Seeck 2025). Rechnerisch ist daher der in Kap. 2 berechnete Verkehrswert für bestehende Anlagen über die Wartezeit zu diskontieren. Andererseits ist zu berücksichtigen, dass während der Wartezeit landwirtschaftliche Erträge erzielt werden, die über diesen Zeitraum zu kapitalisieren sind. Auch bei eigengenutzten

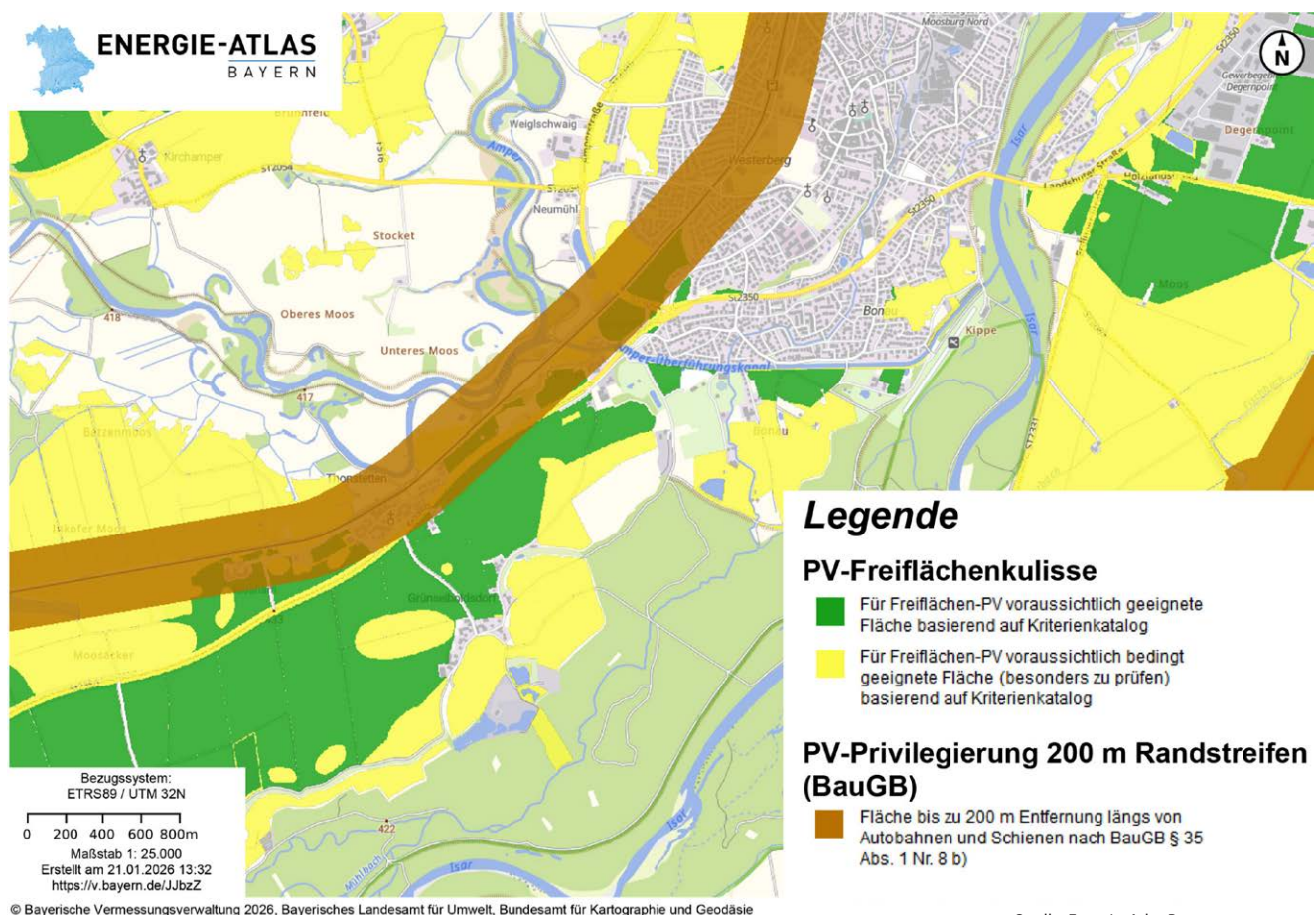


Abb. 6: PV-Freiflächenkulisse unter Berücksichtigung der privilegierten 200 m Randstreifen

Flächen kann hierfür der nachhaltige ortsüblich zu zahlende Pachtzins angesetzt werden, da er die Flächenkosten angemessen repräsentiert.

In Kap. 2.1 wurde als Bodenwert des PV-Energielands (unter den dort getroffenen Annahmen) ein Betrag von $7,70 \text{ €/m}^2$ ermittelt. Dieser müsste nun bei PV-Energieerwartungsland über die Dauer der Wartezeit diskontiert werden. Diese dürfte in Anbetracht der Aktivitäten zur Realisierung eher gering sein. Bei einer geschätzten Wartezeit von 5 Jahren ergibt sich ein diskontierter Wert von $7,70 \text{ €/m}^2 \times 1/1,05^5 = 6,03 \text{ €/m}^2$. Für die landwirtschaftliche Nutzung wird der bayerische Durchschnittswert des Pachtzinses für Ackerland von 415 €/ha (Stand 2023) angehalten und der übliche Zinssatz von 4 %. Der kapitalisierte Pachtzins ergibt sich damit zu $0,0415 \text{ €/m}^2 \times 4,33 = 0,19 \text{ €/m}^2$ und somit beträgt der Verkehrswert $6,22 \text{ €/m}^2$. Dies deckt sich weitestgehend mit den Ergebnissen einer Untersuchung der AGVGA.NRW aus dem Jahr 2020. Dort wurde für die überwiegende Mehrheit der unbebauten Grundstücke mit der Zweckbestimmung »Nutzung der Photovoltaik« ein Bodenwert zwischen 3 und 9 €/m^2 ausgewiesen. Zudem zeigte sich, dass sich insbesondere für niedrige Bodenwerte bei rein landwirtschaftlicher Nutzung relativ hohe Vervielfältiger im Vergleich zu Grundstücken mit einer zulässigen Nutzung der Photovoltaik ergaben (AGVGA.NRW 2020). Weiterhin wird der Wert durch die Wertermittlungsergebnisse in Brandenburg bestätigt (vgl. Kap. 2.1).

Eine wertvolle Hilfestellung zur Abgrenzung der Potenzialgebiete bieten inzwischen Online-Tools, zum Beispiel der »Energie-Atlas Bayern« (www.energieatlas.bayern.de). Der Atlas zeigt insbesondere die 200 m- und 500 m-Korridore sowie die benachteiligten Gebiete an und enthält eine flächendeckende großmaßstäbige Einordnung der Flächenkulisse in für Freiflächen-Photovoltaikanlagen geeignete, bedingt geeignete und ungeeignete Bereiche (vgl. Abb. 6). Außerdem werden die Gebiete angezeigt, für die ergänzend zur bayernweiten PVFreiflächenkulisse bereits regionale Steuerungskonzepte vorliegen (Thiemann und Hendricks 2025).

In Bezug auf die Agri-Photovoltaik sprechen zwei Gründe gegen eine Berücksichtigung bei der Verkehrswertermittlung. Zum einen wird zwar in § 35 Abs. 1 Nr. 9 BauGB von einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einem land- oder forstwirtschaftlichen bzw. gartenbaulichen Betrieb gesprochen, in dem Agri-Photovoltaik privilegiert zulässig ist und gefördert werden kann, wenn die Grundfläche der Solaranlage 25.000 m^2 nicht überschreitet. Das ermöglicht aber immer noch sehr viele Optionen für die konkrete Lokalisierung dieser Fläche. Hinzu kommt, dass die Rechtsprechung in Bezug auf die Zulässigkeit privilegierter Bauvorhaben nach § 35 BauGB festgestellt hat, dass diese für die Wertermittlung belanglos ist. Analog kann festgehalten werden, dass die bloße Privilegierung der Agri-Photovoltaik nach § 35 Abs. 1 Nr. 9 BauGB keinen Einfluss auf die Bewertung der Grundstücke hat (Thiemann und Hendricks 2025).

4 Privilegierungsflächen ohne Realisierungsaktivitäten

Wie in Kap. 3 beschrieben, bleiben Änderungen, die nicht mit hinreichender Sicherheit absehbar sind, grundsätzlich unberücksichtigt. In den Muster-Anwendungshinweisen zur Immobilienwertermittlungsverordnung (ImmoWertA) wird dazu allerdings ausgeführt: »Gleichwohl kann in diesen Fällen eine auf eine Änderung des Grundstückszustands gerichtete Erwartung der Marktteilnehmer den Wert beeinflussen« (Nr. 11.(1).1). »Eine anderweitige Nutzung ist konkret absehbar, wenn sie im gewöhnlichen Geschäftsverkehr erwartet wird« (Nr. 11.(1).4 a). Es ist nun einhellige Meinung der Experten, dass diese Erwartungshaltung in den privilegierten 200 m-Randstreifen besteht. Insbesondere in Regionen mit niedrigen landwirtschaftlichen Bodenwerten ist zu beobachten, dass beispielsweise Teilnehmer in Flurbereinigungsverfahren nicht bereit sind, Flächenverluste in diesen Streifen zu akzeptieren. Die Werterhöhung ist daher sachgerecht zu quantifizieren.

Wie in der Einleitung dargelegt wurde, werden nicht alle privilegierten Flächen einer tatsächlichen Nutzung zugeführt werden. Bei einem Bedarf von ca. 140.000 ha und verfügbaren Flächen von ca. 426.000 ha kann davon ausgegangen werden, dass bundesdurchschnittlich nur ca. 30 % der Flächen in FF-PVA umgewandelt werden. Wegen der unklaren Lage der neuen Standorte sind diese Einnahmen gleichmäßig auf die Privilegierungsfläche zu verteilen. Dieses Vorgehen auf Grundlage des Gedankens der Solidargemeinschaft knüpft an die gängige Praxis bei der Bewertung von werdendem Bauland oder der Bewertung von zukünftigen Windenergieflächen an (Kötter et al. 2013, Hendricks und Thiemann 2024). Die Wertsteigerung innerhalb einer regionalen Privilegierungsfläche sollte allen betroffenen Eigentümern in gleichem Maße zufließen.

Für die Bewertung sind die Wartezeiten und Risiken bezüglich möglicher Einnahmen sachgerecht zu würdigen. »Das Realisierungsrisiko trägt dem Umstand Rechnung, dass auch eine hinreichend konkrete Erwartung hinsichtlich einer künftigen Änderung nicht gleichbedeutend mit einer hundertprozentigen Sicherheit ist, sondern stets eine Prognoseentscheidung bleibt« (Nr. 11.(2).2 ImmoWertA). Dabei »richtet sich die Wartezeit nach der voraussichtlichen Dauer bis zum Eintritt der rechtlichen und tatsächlichen Voraussetzungen, die für die Zulässigkeit der Nutzung erforderlich sind« (Nr. 11.(2).1 ImmoWertA). Zudem ist der Anteil der Fläche zu schätzen, der einer tatsächlichen Nutzung zugeführt wird, da dieser regional vom Bundesdurchschnitt abweichen kann.

Sowohl für die Wartezeiten und Risiken als auch den Flächenanteil der tatsächlichen Nutzung sind eine Reihe von Kriterien maßgebend. Überregional betrachtet ist zunächst die Globalstrahlung zu nennen. Sie kann die Wahrscheinlichkeit einer Nutzung der Solarenergie gegen Null sinken lassen (z. B. in weiten Teilen Westdeutschlands, vgl. Abb. 4) oder zumindest die Wahrscheinlichkeit einer Nutzung so weit absenken, dass sich eine sehr lange Wartezeit bzw. ein

sehr geringer Flächenanteil ergibt. Weiterhin ist die Flächen- bzw. Anlagengröße ein wichtiges Kriterium, da sich die hohen Einmalinvestitionen für die Inbetriebnahme einer Anlage erst ab einer Anlagengröße von ca. 5 MWp amortisieren (vgl. Kap. 1). Zudem spielt das Preisniveau für Agrarland eine Rolle, da die Nutzung der Solarenergie insbesondere in Regionen mit niedrigen Agrarlandpreisen attraktiv ist (s. o.). Im regionalen Maßstab ist die Topografie zu beachten. Zum einen kann schwieriges Gelände zu

einem höheren baulichen Aufwand führen (Seeck 2025). Zum anderen kann bei einer nach Süden ausgerichteten Hangneigung eine höhere Energieausbeute erzielt werden als bei anderen Himmelsrichtungen. Ein weiterer wichtiger Aspekt für die wirtschaftliche Nutzung ist der Netzanschluss bzw. die Entfernung zum Einspeisepunkt. Nach Angaben in der Literatur belaufen sich die Kosten für die Verlegung der Leitung überschlagsmäßig auf 100.000 €/km (Münch 2024b, Böhm et al. 2022). Daneben ist auch die

Tab. 1: Ermittlung des Bodenwerts von Freiflächen-PVA

Ermittlung des Verkehrswerts von Solarenergieflächen, Freiflächen-PVA (Kap. 2.1)	
In der Tabelle sind zu prüfende und ggf. zu modifizierende Angaben blau markiert. Die Rechenergebnisse sind grün markiert. Bei noch ausstehender Projektierung sind die Angaben nach dem momentanen Stand der Technik und den üblichen rechtlichen Regelungen sachverständig zu schätzen.	
Einnahmen pro ha	
Anteil der Überdeckung des Grundstücks	40 %
PV-Wirkungsfläche (10.000 m ² × 0,4)	4.000 m ²
Globalstrahlung	1.150,00 kWh/m ²
Anlagenausnutzungsgrad	85 %
Risikoabschlag	7,5 %
Effektive jährliche Einstrahlung (1.150 kWh/m ² × 0,85 × 0,925)	904,19 kWh/m ²
Modulwirkungsgrad	15 %
Jahresenergieleistung (904 kWh/m ² × 4.000 m ² × 0,15)	542.512,50 kWh
Einspeisevergütung	0,0672 €/kWh
Jahresertrag (542.512,50 kWh × 0,0672 €)	36.456,84 €
Ausschüttung auf die Eigentümer pro ha	
Umsatzabhängiges Nutzungsentgelt	12 %
Nutzungsdauer der PVA (ggf. Restnutzungsdauer)	20 Jahre
Zinssatz für die Kapitalisierung	5 %
Jährliche Ausschüttung (36.456,84 € × 0,12); alternativ kann hier eine umsatzunabhängige Pauschale eingetragen werden.	4.374,82 €
Rentenbarwertfaktor: $(1,05^{20}-1)/(1,05^{20} \times 0,05)$	12,46
Kapitalisierte Ausschüttung: 4.374,82 € × 12,46	54.519,94 €
Kapitalisierte Einnahmen aus Repowering (4.374,82 € / 0,05)	87.496,42 €
Diskontierungszinssatz	7 %
Diskontierte Einnahmen aus Repowering (87.496,42 € / 1,07 ²⁰)	22.610,74 €/m ²
Einnahmen insgesamt (54.519,94 + 22.160,74) €	77.130,67 €
Verkehrswert pro m² (77.130,67 € / 10.000 m²)	7,71 €/m²
Anmerkung: Üblicherweise werden Verkehrswerte gerundet angegeben. In diesem Beispiel würde sich für Freiflächen-PVA ein Wert von 8 €/m ² ergeben.	

Aufnahmekapazität des Netzes wichtig. Wegen der starken jahreszeitlichen Schwankungen kommt es insbesondere im Sommer häufig zu Situationen, in denen Anlagenbetreiber ihre Energie wegen einer Überlastung der Netze nicht einspeisen können. Dies führt entweder zu Einnahmeverlusten oder macht Investitionen in Speichermodule nötig. Schließlich können auch Widerstände in der Bevölkerung gegen die »Verspiegelung der Landschaft« dazu führen, dass Standorte für die Nutzung unattraktiv erscheinen. Insbesondere die Landbevölkerung befürchtet, dass die Energiewende auf Kosten von fruchtbaren Böden, bäuerlichen Betrieben, Tourismus, Natur und Landschaftsbild geht (Dünzen et al. 2024). Positiv kann hingegen eine Vorbelastung der Landschaft wirken (z. B. durch bereits bestehende Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Freileitungen oder Verkehrsbauwerke; Kruse und Maar 2020).

Wegen des höheren Risikos einer ausbleibenden Nutzung im Vergleich zur Kapitalisierung der Einnahmen in Kap. 2.1 und der Diskontierung in Kap. 3 sollte der zu wählende Diskontierungszinssatz über dem Kapitalisierungszinssatz von 5 % liegen. In diesem Beispiel wird ein Zins-

satz von 7 % gewählt. Die Wartezeit sollte höher sein als bei PV-Energieerwartungsland. Hier wird ein Zeitraum von acht Jahren gewählt. Als Flächenanteil der tatsächlichen Nutzung werden die bundesdurchschnittlichen 30 % in die Berechnung eingeführt. In Anbetracht der überwiegenden Weiterführung der landwirtschaftlichen Nutzung und in Anbetracht der langen Wartezeiten wird der Wert einfluss als b.o.G. für landwirtschaftliche Nutzung ermittelt. Es ergibt sich, basierend auf dem Ergebnis aus Kap. 2.1, ein Wert von $7,70 \text{ €/m}^2 \times 0,3 \times 1/1,07^8 = 1,34 \text{ €/m}^2$. Der preisbildende Effekt ist daher insbesondere bei niedrigen landwirtschaftlichen Bodenpreisen nicht zu vernachlässigen. Bei einem Bodenwert von 2 €/m² würde sich ein Verkehrswert von 3,34 €/m² ergeben.

5 Fazit

Das Ergebnis dieses Artikels ist eine praxisorientierte Systematik zur Ermittlung des Verkehrswerts von Solarenergie-

Tab. 2: Ermittlung des Bodenwerts von landwirtschaftlichen Flächen mit Agri-PVA

Ermittlung des Verkehrswerts von Solarenergieflächen, Agri-PVA (Kap. 2.2)	
Eingangsparameter	
Bodenrichtwert Agrarland	3,00 €/m ²
Jährliche Pachtzahlung für Agri-PVA (umsatzunabhängig)	3.000,00 €/ha
Nutzungsdauer der PVA (ggf. Restnutzungsdauer)	20 Jahre
Zinssatz für die Kapitalisierung	5 %
Diskontierungszinssatz	7 %
Ausschüttung auf die Eigentümer pro ha	
Rentenbarwertfaktor: $(1,05^{20} - 1) / (1,05^{20} \times 0,05)$	12,46
Kapitalisierte Pachtzahlungen: 3000,00 € × 12,46	37.386,63 €
Kapitalisierte Einnahmen aus Repowering (3.000,00 € / 0,05)	60.000,00 €
Diskontierte Einnahmen aus Repowering (60.000,00 € / 1,07 ²⁰)	15.505,14 €
Einnahmen insgesamt (37.386,63 + 15.505,14) €	52.891,77 €
Einnahmen pro m ² (52.891,77 € / 10.000 m ²)	5,29 €/m ²
Verkehrswert pro m² (5,29 €/m² + 3,00 €/m²)	8,29 €/m²
Bei verpachteten Flächen	
Halbteilungsprinzip für das b.o.G. Agri-PVA (5,29 €/m ² / 2)	2,64 €/m ²
Verkehrswert pro m² (2,64 €/m² + 3,00 €/m²)	5,64 €/m²

Anmerkung: Üblicherweise werden Verkehrswerte gerundet angegeben. In diesem Beispiel würde sich für Agri-PVA ein Wert von 8 €/m² für unverpachtete und 6 €/m² für verpachtete Flächen ergeben.

flächen in der Agrarlandschaft. Grundlage ist die Immobilienwertermittlungsverordnung, wobei die Nutzung der Solarenergie als besonderes objektspezifisches Grundstücksmerkmal behandelt und über die Kapitalisierung von Nutzungsentgelten quantifiziert wird. Unterschieden wird zwischen bereits genutzten Solarenergieflächen, Flächen, bei denen eine Nutzung mit hinreichender Sicherheit zu erwarten ist (PV-Energieerwartungsland) und Privilegierungsflächen ohne Realisierungsaktivitäten.

Die Tabellen 1 bis 4 fassen die rechnerischen Ergebnisse zusammen. Die Größenordnung der ermittelten Bodenwerte von 6,00 €/m² bei einer zukünftigen Nutzung und um die 8 €/m² bei einer bestehenden Nutzung erscheinen vor dem Hintergrund verfügbarer Untersuchungen und Marktdaten plausibel. Das gilt zumindest dann, wenn am Bodenmarkt

der Ertragsgedanke im Vordergrund steht. Inwiefern in Hochpreisregionen des landwirtschaftlichen Bodenmarkts negative Preiseffekte durch Freiflächen-PVA eintreten können, ist in weiteren Untersuchungen zu klären.

Hinsichtlich der Berücksichtigung einer zukünftigen Nutzung der Photovoltaik bei der Bemessung des Verkehrswerts wird festgestellt, dass Baurecht vorhanden sein muss oder zumindest konkret in Aussicht stehen. In Frage kommen daher förderfähige Gebiete mit einer ausreichenden Konkretisierung der baurechtlichen Zulassung durch kommunale Planung oder der Bereich von 200 m beiderseits von Autobahnen oder mehrgleisigen überregionalen Schienenwegen, sofern keine Ausschlussgründe vorliegen und bereits Aktivitäten zur Realisierung der FF-PVA zu verzeichnen sind. Die eingangs ermittelten Werte bei direkt

Tab. 3: Ermittlung des Bodenwerts bei zukünftiger Nutzung als Freiflächen-PVA

Verkehrswert bei zukünftiger Nutzung (PV-Energieerwartungsland; Kap. 3)	
Zinssatz über die Diskontierung der Wartezeit	5 %
Wartezeit bis zur Nutzung der Solarenergie (Berücksichtigung der rechtlichen und tatsächlichen Voraussetzungen)	5 Jahre
Diskontierungsfaktor ($1/1,05^5$)	0,78
Diskontierter Wert des Energieerwartungslands ($7,71 \times 0,78$)	6,043 €/m ²
Landwirtschaftlicher Pachtzins	415 €/ha
Zinssatz zur Kapitalisierung landwirtschaftlicher Erträge	4 %
Rentenbarwertfaktor: $(1,04^5 - 1)/(1,04^5 \times 0,04)$	4,45
Kapitalisierte Einnahmen pro m ² ($0,0415 \times 4,45$)	0,185 €
Verkehrswert bei zukünftiger Nutzung der Freiflächen-PVA ($6,04 + 0,19$)	6,23 €/m²
Anmerkung: Üblicherweise werden Verkehrswerte gerundet angegeben. In diesem Beispiel würde sich für Freiflächen-PVA ein Wert von 6 €/m ² ergeben.	

Tab. 4: Ermittlung des Bodenwerts von Privilegierungsflächen ohne Realisierungsaktivitäten

Verkehrswert von Privilegierungsflächen ohne Realisierungsaktivitäten (Kap. 4)	
Zinssatz über die Diskontierung der Wartezeit	7 %
Wartezeit bis zur Nutzung der Solarenergie (Berücksichtigung der rechtlichen und tatsächlichen Voraussetzungen)	8 Jahre
Flächenanteil der tatsächlichen Nutzung	30 %
Bodenwert landwirtschaftlicher Flächen	2 €/m ²
b. o. G. der möglichen Solarnutzung ($7,71 \times 0,3 \times 1/1,07^8$)	1,35 €/m ²
Verkehrswert ohne Realisierungsaktivitäten ($2 + 1,35$)	3,35 €/m²
Anmerkung: Üblicherweise werden Verkehrswerte gerundet angegeben. In diesem Beispiel würde sich für Privilegierungsflächen ohne Realisierungsaktivitäten ein Wert von 3 €/m ² ergeben.	

anstehender Nutzung der Photovoltaik sind dann über die Wartezeit zu diskontieren.

Für die Bewertung von Privilegierungsflächen ohne Realisierungsaktivitäten sind vor allem die Wartezeit und der erwartete Flächenanteil der tatsächlichen Nutzung maßgebend, die wiederum durch verschiedene Faktoren der Standortqualität und die regionale Akzeptanz bestimmt werden.

Insgesamt bietet der Artikel ein konsistentes Bewertungsmodell, das rechtliche Vorgaben, wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Marktdaten integriert und damit eine belastbare Grundlage für die Verkehrswertermittlung von Solarenergieflächen in der Agrarlandschaft liefert. Zudem kann die Zuverlässigkeit der Ergebnisse in Zukunft weiter gesteigert werden, wenn statistische berechnete Liegenschaftszinssätze verfügbar werden.

Literatur

- AGVGA.NRW – Arbeitsgemeinschaft der Vorsitzenden der Gutachterausschüsse für Grundstückswerte in Nordrhein-Westfalen (2020): Modell zur Berücksichtigung erneuerbarer Energien in der Aus- und Bewertung. https://www.boris.nrw.de/borischfachdaten/agvga/Modell_zur_Beruecksichtigung_erneuerbarer_Energien__Stand_2020-05-01.pdf, letzter Zugriff 06.11.2025.
- Böhm, J., Tietz, A. (2022): Abschätzung des zukünftigen Flächenbedarfs von Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Thünen Working Paper 204.
- Böhm, J., de Witte, T., Plaas, E. (2022): PV-Freiflächenanlagen: Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit. In: Berichte über Landwirtschaft – Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft, Band 100, Ausgabe 2, 1–31. DOI: 10.12767/buel.v100i2.421.
- Bundesnetzagentur (2025): EEG-Förderung und -Fördersätze. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html, letzter Zugriff 09.12.2025.
- CARMEN – Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (2023): FreiflächenPhotovoltaikanlagen – Leitfaden. C.A.R.M.E.N.-Publikation.
- Dreier, H. (2021): Bodenpreise fahren sich fest. <https://www.wochenblatt-dlv.de/feld-stall/betriebsfuehrung/bodenpreise-fahren-fest-548751>, letzter Zugriff 06.11.2025.
- Dünzen, K., Krieger, S., Ritter, D. (2024): Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland – Ein Überblick zu Flächenkulissen, Potenzialen, Finanzierung, Nachhaltigkeit und Produktionskapazitäten. Überblicksstudie, Öko-Institut e. V.
- Energie und Management (2024): Interview mit Sebastian Muissus vom 04.11.2024. <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/so-viel-pacht-kosten-photovoltaik-freiflaechen-240693>, letzter Zugriff 09.12.2025.
- Friedrichs, J.-C. (2023): Wertermittlung landwirtschaftlicher Nutzflächen unter Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen. In: AgrB – Agrarbetrieb, Heft 5/2023, 326–332.
- Hendricks, A., Thiemann, K.-H. (2024): Ermittlung des Verkehrswerts von Windenergieflächen. In: zfv – Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement, Heft 5/2024, 149. Jg., 307–322. DOI: 10.12902/zfv-0480-2024.
- Kajari-Schröder, S. (2023): Privilegierung von PV-Freiflächenanlagen entlang von Autobahnen und mehrgleisigen Schienenstrecken (veröffentlicht am 15.02.2023). <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/aktuelles/Privilegierung-von-PV-Freiflaechenanlagen-entlang-von-Autobahnen-und-mehrgleisigen-Schienenstrecken-2656>, letzter Zugriff 06.11.2025.
- Kötter, T., Berendt, L., Christ, B., Drees, A., Kropp, S., Linke, H. J., Lorig, A., Reuter, F., Strotkamp, H.-P., Thiemann, K.-H., Voß, W. (2013): Standortsteuerung und Flächenmobilisierung für Windenergieanlagen – Der Beitrag des Land- und Immobilienmanagements zur Energiewende. In: zfv – Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement, Heft 4/2013, 138. Jg., 275–287.
- Kruse, G., Maar, L. (2020): Potenzialstudie zu Freiflächen-Photovoltaikanlagen für das Amt Mittelholstein und die Gemeinde Wasbek. https://www.wasbek.de/fileadmin/wasbek.de/media/planen_bauen/F-Plan/19._Aenderung/03_Anlage1_Begruendung_Potenzialstudie_Bericht.pdf, letzter Zugriff 06.11.2025.
- Münch, J.-L. (2024a): Solarstrom aus dem Quartier. In: SuB – Schule und Beratung, Heft 9-10/2024, 25–28.
- Münch, J.-L. (2024b): Module, Ständersysteme, Vermarktung. In: SuB – Schule und Beratung, Heft 11-12/2024, 13–16.
- Mundt, R. (2018): Die Bewertung von Ackerflächen auf der Grundlage von Pachtpreisen. In: zfv – Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement, Heft 4/2018, 143. Jg., 250–259. DOI: 10.12902/zfv-0219-2018.
- Pahmeyer, C., Böhm, J., Erasm, S., Tetteh, G., Gocht, A. (2023): Freiflächen-PV an Autobahnen & Schienen in Deutschland (200 m BGBL 2023). <https://observablehq.com/@thueningen-institute/freiflaechen-pv-an-autobahnen-schienen-in-deutschland-200m>, letzter Zugriff 06.11.2025.
- Seeck, T. (2025): Bodenwerte für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Vortrag im Rahmen des DVW-Seminars »Energiewende ohne Rücksicht auf Flächenverluste!? – Auswirkungen auf die Flurneuordnung« in Frankfurt am Main am 15.09.2025.
- Thiemann, K.-H., Hendricks, A. (2025): Grundsätzliche Aspekte zur Bewertung und Zuteilung von Solarenergieflächen in Flurbereinigerungsverfahren und offene Fragen. In: zfv – Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement, Heft 6/2025, 150. Jg., 372–381. DOI: 10.12902/zfv-0530-2025.
- Thiemann, K.-H., Hendricks, A. (2026): Bewertung und Zuteilung von Agri-Photovoltaik-Flächen in Flurbereinigerungsverfahren. In: zfv – Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement, Heft 2/2026, 151. Jg., 78–86. DOI: 10.12902/zfv-0541-2025.
- Troff, H. (2022): Bewertung von Grundstücken mit Anlagen erneuerbarer Energien. 3. Auflage, Mgo Fachverlage, Kulmbach.
- UBA – Umweltbundesamt (2025): Photovoltaik-Freiflächenanlagen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik/photovoltaik-freiflaechenanlagen>, letzter Zugriff 06.11.2025.
- UBA – Umweltbundesamt (2026): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik/photovoltaik-freiflaechenanlagen>, letzter Zugriff 06.11.2025.

Kontakt

PD Dr.-Ing. habil. Andreas Hendricks
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Karl-Heinz Thiemann
 Universität der Bundeswehr München
 Institut für Geodäsie – Professur für Landmanagement
 85577 Neubiberg
 andreas.hendricks@unibw.de
 k-h.thiemann@unibw.de

Dieser Beitrag ist auch digital verfügbar unter <https://geodaesie.info>.