

Ermittlung des Verkehrswerts von Windenergieflächen

Determining the Market Value of Wind Energy Areas

Andreas Hendricks | Karl-Heinz Thiemann

Zusammenfassung

Der Artikel stellt eine Systematik zur Ermittlung des Verkehrswerts von Windenergieflächen auf Grundlage der kapitalisierten Nutzungsentgelte vor. Hierzu wird zunächst ein Überblick über die planerische Steuerung nach dem Windenergieflächenbedarfsgesetz von 2023 gegeben. Bezuglich der Wertermittlung wird grundsätzlich unterschieden zwischen den Standort- und den Umlageflächen in den Windenergieflächen. Daraus ergibt sich auch die weitere Differenzierung zwischen Windenergiegebieten mit bekannten Standorten der Windenergieanlagen und Gebieten mit zukünftiger Nutzung, in denen die Lage des Standorts noch unbestimmt ist. Die tatsächliche oder mögliche Nutzung der Windenergie wird als besonderes objektspezifisches Grundstücksmerkmal im Sinne der Immobilienwertermittlungsverordnung betrachtet und über die Kapitalisierung der Nutzungsentgelte quantifiziert.

Schlüsselwörter: Windenergiefläche, Verkehrswert, Planung, Standortflächen, Umlageflächen

Summary

The article presents a system for determining the market value of wind energy sites based on capitalised usage fees. To this end, an overview of the planning control based on the Wind Energy Area Requirements Act of 2023 is first provided. Regarding the determination of value, a fundamental distinction is made between the site and the allocation areas in the wind energy areas. This also results in the further differentiation between wind energy areas with known locations of wind turbines and areas with future utilisation, in which the location of the site has not yet been determined. The actual or potential use of wind energy is considered as a special property-specific property feature in accordance with the Property Valuation Ordinance and quantified by capitalising the usage fees.

Keywords: wind energy area, market value, planning, site areas, allocation areas

1 Einleitung

In den letzten Jahren hat die Bundesregierung erhebliche Anstrengungen unternommen, um den Bau von Wind-

energieanlagen voranzutreiben. Dazu gehört auch die massive Ausweitung der Ausweisung von Windenergieflächen. Es wird daher in Zukunft ein erhöhter Bedarf an einer Bewertung dieser Flächen bestehen.

Im Beitrag »Grundsätzliche Aspekte zur Bewertung und Zuteilung von Windenergieflächen in Flurbereinigungsverfahren« (Thiemann und Hendricks 2024) wurde bereits aufgezeigt, wie mit projektierten bzw. genehmigten Windparks in Flurbereinigungsverfahren umzugehen ist und es wurde das Modell zur Wertermittlung von Grundstücken in Windenergiegebieten mit noch unbestimmten Standortflächen und Grundstücken in Windenergiegebieten mit bereits festgelegten Standortflächen vorgestellt (siehe Kap. 3 »Bewertung von Windenergieflächen nach der neuen ImmoWertV«), sodass zur Vermeidung von Wiederholungen hierauf verwiesen wird. Der vorliegende Artikel basiert auf diesen Gedanken und stellt detailliert eine ziel führende Systematik vor, um den Verkehrswert von Windenergieflächen über die Kapitalisierung der (möglichen) Erträge zu ermitteln.

In Kap. 2 wird vorab ein Überblick über die planerische Steuerung gegeben. Diese Ausführungen sind wichtig, um die rechtliche Qualität der planerischen Festsetzungen sachgerecht in der Wertermittlung berücksichtigen zu können. Im dritten Kapitel werden zunächst die möglichen Einnahmen (Kap. 3.1) und deren Verteilung auf die Grundstückseigentümer und die landwirtschaftlichen Pächter analysiert (Kap. 3.2). Darauf aufbauend wird in den Kapiteln 3.3 und 3.4 eine Methodik zur Berechnung von Verkehrswerten von Windenergieflächen mit bekannten und unbekannten Standorten vorgestellt. Abschließend wird in Kapitel 3.5 thematisiert, inwiefern spekulative Annahmen der Grundstückseigentümer zu berücksichtigen sind.

2 Planerische Steuerung von Windenergieanlagen

Am 01.02.2023 ist das Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land (Windenergieflächenbedarfsgesetz – WindBG) in Kraft getreten. Es wird daher im Wesentlichen auf diese neue Rechtslage eingegangen. Eingangs wird kurz die Ausgangslage davor beschrieben, um den Paradigmenwechsel zu erläutern, der sich aus dem neuen rechtlichen Instrumentarium ergibt.

2.1 Situation vor Erlass des WindBG

Windenergieanlagen (WEA) im Außenbereich sind gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB privilegiert, d.h. sie haben gegenüber öffentlichen Belangen ein gesteigertes Durchsetzungsvermögen. Die alte Rechtslage ermöglichte es aber »der Regionalplanung und den Gemeinden im Rahmen der Flächennutzungsplanung, durch positive Standortzuweisung an einer oder auch an mehreren Stellen im Plangebiet den übrigen Planungsraum von den durch den Gesetzgeber privilegierten Anlagen freizuhalten, um auf diese Weise eine planerische Steuerung von Windenergieanlagen zu erreichen. Voraussetzung dafür war ein schlüssiges gesamt-räumliches Planungskonzept, das den allgemeinen Anforderungen des Abwägungsgebots gerecht wird und mit dem für die Windkraftnutzung in substanzialer Weise Raum geschaffen wird (sogenannte Substanzrechtsprechung)« (Scheidler 2024, S. 57). Diese Konzentrationsflächenplanung führte dazu, dass WEA im verbleibenden Planungsraum außerhalb der Zonen entprivilegiert wurden.

Die methodische Vorgehensweise der Konzentrationsplanung hatte das BVerwG in seiner Entscheidung vom 15.09.2009 (Az.: 4 BN 25.09) vorgezeichnet. Dabei sind in einem ersten Schritt »harte« Tabuzonen zu identifizieren, in denen die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen aus rechtlichen und/oder tatsächlichen Gründen ausgeschlossen ist (Spannowsky 2023). Dazu gehören z.B. Siedlungsflächen einschließlich Mindestabstand, Flächen der Verkehrs- und Versorgungsinfrastruktur und Natur- und Wasserschutzgebiete (Kötter und Kropp 2014). Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer »Weißflächenkartierung«, bei der die Ausschlussflächen eingefärbt werden und die verbleibenden weißen Areale als Grundlage für die weitere Planung dienen (Ott 2013). In »weichen« Tabuzonen wäre eine Realisierung von WEA zwar rechtlich und tatsächlich möglich, soll aber nach den städtebaulichen Entwicklungsvorstellungen der Gemeinde unterbleiben (Kötter und Kropp 2014). In den verbleibenden Potenzialflächen sind die sonstigen Belange gegen das Anliegen abzuwegen, der Windenergie an geeigneten Standorten substanzialen Raum zu verschaffen (Grigoleit et al. 2022). Abschließend muss die Gemeinde nach der ständigen Rechtsprechung prüfen, inwiefern das Gesamtkonzept dem Substanzgebot genügt, und ggf. die Auswahl der Konzentrationsflächen ändern (Spannowsky 2023). Es ist jedoch zu konstatieren, dass die Planung in Normenkontrollverfahren von gerichtlicher Seite oftmals als unzureichend bewertet wurde. Insbesondere kam die Rechtsprechung vielfach zu dem Ergebnis, dass Mängel im Abwägungsvorgang oder bei der Erhebung des Abwägungsmaterials das Abwägungsergebnis berührten (Raschke und Roscher 2022).

Die besagten Konzentrationsflächen konnten sowohl in der Landes- und Regionalplanung als auch in der kommunalen Bauleitplanung ausgewiesen werden. Eine Konzentrationsflächenplanung auf der Ebene der Landes- und Regionalplanung bot vor allem den Vorteil, dass die Planung

nicht an Gemeindegrenzen gebunden war und somit aufgrund der Windverhältnisse gut geeignete WEA-Standorte optimal ausgenutzt werden konnten. Auch die Koordination mit anderen regionalen Vorhaben, wie dem Ausbau des Stromleitungsnetzes und anderer Infrastrukturvorhaben, fiel auf dieser Ebene leichter. Zur Steuerung konnten gemäß § 7 Abs. 3 ROG Vorbehalt- bzw. Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung und Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung festgelegt werden (z.B. Christ und Linke 2014, Reuter 2015). Für die Festsetzung der Ausschlusswirkung war es Voraussetzung, dass der Windkraftnutzung (wie oben beschrieben) in substanzialer Weise Raum geschaffen wurde.

Wurden in der Regionalplanung Vorbehalt- oder Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung ausgewiesen, so konnten die Kommunen die WEA-Standorte innerhalb dieser Gebiete festlegen und auch selbständig weitere Flächen im Außenbereich für die Windkraftnutzung ausweisen. Wurden in der Regionalplanung Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung festgelegt, so verblieb den Kommunen lediglich eine Feinsteuerung der WEA-Standorte innerhalb dieser Gebiete. Das Hauptinstrument zur Steuerung auf der kommunalen Ebene war der Flächennutzungsplan (FNP). Hier wurden vor allem Konzentrationszonen mit Ausschlusswirkung nach § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB ausgewiesen. Die Gemeinden hatten zudem die Möglichkeit, WEA-Konzentrationszonen in sachlichen oder räumlichen Teilflächennutzungsplänen darzustellen. Dadurch konnten sich mehrere Gemeinden für die Planung zusammenschließen und somit geeignete Konzentrationsflächen über die einzelnen Gemeindegrenzen hinweg ausweisen. Eine andere Möglichkeit war die Ausweisung von Sonderflächen gemäß § 5 Abs. 2 Nr. 1 bzw. Nr. 2 Buchstabe b) BauGB. Auf der Ebene des Bebauungsplans wurden vor allem die Standorte der WEA konkretisiert und Sondergebiete für die Windkraft festgesetzt (z. B. Arge Landentwicklung 2013, Kötter und Kropp 2014, Reuter 2015).

2.2 Situation nach Erlass des WindBG

Das WindBG führt im Zusammenspiel mit der Neufassung des § 249 BauGB zu einer grundlegenden Neuausrichtung der planerischen Steuerung von Windenergieanlagen. Nach § 249 Abs. 2 kommt es bei der Genehmigung einer WEA entscheidend darauf an, ob sie innerhalb oder außerhalb eines Windenergiegebiets liegt. Im ersten Fall ist die WEA privilegiert nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB und damit in der Regel zulässig. Im zweiten Fall stellt die WEA ein sonstiges Vorhaben nach § 35 Abs. 2 BauGB dar und ist im Allgemeinen unzulässig. Das WindBG sieht für die Ausweisung von Windenergiegebieten verbindliche mengenmäßige Flächenziele (Flächenbeiträge) vor, die auf Teilflächenziele für die Planungsregionen bzw. die Gemeinden eines Landes heruntergebrochen werden können. Insofern kann von einer Umstellung auf eine Positivplanung gesprochen werden, die faktisch einer gesetzlichen

Bedarfsplanung entspricht (Scheidler 2024). Spannowsky (2023) weist in diesem Zusammenhang auf die kritisch zu sehenden Beschränkungen des Selbstverwaltungsrechts der kommunalen und regionalen Planungsträger hin, die aus einer weitgehenden Inpflichtnahme der Bundesländer entspringen.

Die einzelnen Bundesländer müssen die gesetzlich vorgegebenen Flächenbeitragswerte in zwei Stufen erreichen. Bis zum 31.12.2027 müssen vorgesehene Zwischenziele erreicht werden und bis zum 31.12.2032 das Gesamtziel. Die Werte für 2032 liegen bei 0,5 % der Landesfläche für die Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg und schwanken zwischen 1,8 und 2,2 % für die Flächenstaaten (vgl. Anlage zum WindBG, Schmidt-Eichstaedt 2023). Die konkrete Ausdifferenzierung des Umfangs der Verpflichtungen orientiert sich im Wesentlichen an den Flächenpotenzialen vor Ort (Kment 2022). Die Untergrenze von 1,8 % und die Obergrenze von 2,2 % sollen dabei extreme Unterschiede in der Lastenverteilung vermeiden (Rheinschmitt und Köck 2023). Es handelt sich bei den Flächenbeitragswerten um Mindestvorgaben, die überschritten werden können. Im Rahmen einer Länderöffnungsklausel (§ 3 Abs. 4 WindBG) können sich Länder verpflichten, höhere Flächenbeiträge zu erreichen oder Stichtage vorzuverlegen. Diese verbindlichen Zusagen werden dann aber auch Maßstab der Erfüllungsprüfung (Scheidler 2024).

Gemäß § 2 Nr. 1 WindBG sind Windenergiegebiete bestimmte Ausweisungen von Flächen für die Windenergie an Land in Raumordnungs- oder Bauleitplänen, wobei im Falle der Raumordnung grundsätzlich nur Vorranggebiete (§ 7 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 ROG) und mit diesen vergleichbare Gebiete erfasst werden. Im Rahmen einer Übergangsregelung können unter bestimmten Voraussetzungen bis zum 31.12.2027 Vorbehaltsgebiete ebenfalls berücksichtigt werden. Im Rahmen der Bauleitplanung kommen sowohl Flächenausweisungen als Sonderflächen im Flächennutzungsplan als auch Sondergebiete im Bebauungsplan und vergleichbare Ausweisungen in Betracht (Scheidler 2024).

Stand Anfang September 2024 hatten alle Bundesländer Strategien für das Erreichen der Flächenbeitragswerte vorgelegt und zum Großteil auch schon gesetzliche Regelungen zur Umsetzung getroffen. Nur in Berlin waren bis zu diesem Zeitpunkt noch keine veröffentlichten Regelungen bekannt. Fast alle Flächenländer setzen auf die Regionalplanung als Planungsebene. Lediglich das Saarland und die Stadtstaaten weisen die Aufgabe der Bauleitplanung zu. Die Regionalplanungsebene ist insbesondere deshalb geeignet, weil auf höheren Planungsebenen mehr Potenzialflächen zur Verfügung stehen, deren räumliche Verteilung bei der Festsetzung von Flächenbeitragswerten für die Teilräume berücksichtigt werden kann. Zudem kann im Hinblick auf die Koordination zunehmender Landnutzungskonkurrenzen eine überörtliche und überfachliche Betrachtung ihre Stärken ausspielen. Sieben der 12 Bundesländer haben die Flächenbeitragsziele gleichmäßig über die einzelnen Regionen innerhalb ihrer Landesfläche verteilt. Die anderen fünf Länder (Niedersachsen, NRW,

Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen) sehen unterschiedliche Festsetzungen für die einzelnen Regionen vor, wobei bis auf Sachsen-Anhalt jeweils eine Potenzialstudie als Grundlage dient. Insgesamt ist festzustellen, dass alle Länder den Nachweis über die verbindliche Regionalisierung ihrer Flächenbeitragswerte fristgerecht bis zum 31.05.2024 erbracht haben (Rheinschmitt und Köck 2023).

Die Regionalplanung ist bei der Ausweisung der anrechenbaren Flächen für die Flächenbeitragswerte grundsätzlich unabhängig von bestehenden Flächenausweisungen. Allerdings entfalten Raumordnungs- und Flächennutzungspläne gemäß § 245e Abs. 1 Satz 1 BauGB zunächst weiterhin gegenüber Windenergieanlagen ihre Konzentrationswirkung nach § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB, wenn sie bis zum 1.2.2024 wirksam geworden sind. »Damit soll sichergestellt werden, dass auf dem Weg zur Erfüllung des Flächenbeitragswertes keine unkontrollierte Ansiedlung von Windenergieanlagen eintritt« (Kment 2022). Die Konzentrationswirkung entfällt, soweit für den Geltungsbereich des Plans das Erreichen des Flächenbeitragswerts oder eines daraus abgeleiteten Teilflächenziels festgestellt wird oder spätestens mit Ablauf des 31.12.2027 (Spannowsky 2023, Schmidt-Eichstaedt 2023).

Zu den anrechenbaren Flächen auf die Flächenbeitragswerte gehören zunächst alle Flächen, die in Windenergiegebieten liegen. Hinzu kommen Umkreisflächen von einer Rotorblatlänge um WEA außerhalb dieser Gebiete, sofern der zuständige Planungsträger die Anrechenbarkeit feststellt. Die Anrechenbarkeit gilt allerdings nur, solange die Anlage in Betrieb ist. Die Flächen in Windenergiegebieten können grundsätzlich ab Inkrafttreten des entsprechenden Plans angerechnet werden. Eine anhängige gerichtliche Überprüfung verhindert die Anrechnung daher zunächst nicht. Allerdings kann durch die gerichtliche Verwerfung des Plans eine nachträgliche Zielverfehlung eintreten. Die Anrechenbarkeit der Flächen kann deshalb auch eine dynamische Komponente haben. Es gibt allerdings nach § 4 Abs. 2 WindBG eine Übergangsfrist von einem Jahr, in dem die verworfenen Pläne noch angerechnet und nachgebessert werden können. Rotor-innerhalb-Flächen (d.h. auch die überstrichene Fläche der Rotorblätter muss innerhalb des ausgewiesenen Gebiets liegen) werden nur anteilig angerechnet, da den Flächenbeitragswerten die Annahme zugrunde liegt, dass die Rotorblätter über die Grenze hinausragen können. Der zuständige Planungsträger kann allerdings eine entsprechende Festsetzung treffen, sofern es hierzu bisher an einer expliziten Feststellung im Plan fehlt (Scheidler 2024). Weisen die Regelungen zu Windenergiegebieten hingegen eine ausdrückliche Regelung auf, dass sich die Fläche des Rotordrehkreises innerhalb des Gebiets befinden muss, kann die Fläche nur anteilig angerechnet werden (Schmidt-Eichstaedt 2023). Gemäß § 4 WindBG ist »flächenscharf der einfache Rotorradius abzüglich des Turmfußradius einer Standardwindenergieanlage an Land von den Grenzen der ausgewiesenen Fläche abzuziehen. Der Rotorradius einer Standardwindenergieanlage an

Land abzüglich des Turmfußradius wird zu diesem Zweck mit einem Wert von 75 Metern festgesetzt.«

Die Bundesländer sind grundsätzlich berechtigt, Variationen der für sie vorgeschriebenen Flächenbeitragswerte herbeizuführen, sofern die Flächenausweisung insgesamt gewährleistet wird. So kann ein Bundesland auf Basis eines Staatsvertrags Verpflichtungen eines anderen Bundeslandes übernehmen. Zum anderen kann ein Bundesland durch ein Landesgesetz oder als Ziel der Raumordnung regionale Teilflächenziele festlegen, die in Summe den landesweiten Flächenbeitrag erreichen. Wichtig ist also, dass die landesspezifischen Ziele in verbindlicher Form an die unteren Planungsebenen weitergegeben werden. Kment (2022) weist darauf hin, dass die Option der Teilflächenziele allerdings zu Umgehungen der Sanktionssystematik einlädt: »Den Ländern wird ermöglicht, die Flächenerbringung auf einige Regionen zu konzentrieren, die sie dem Regime des § 249 VII BauGB >opfern, um anderen Regionen mit sehr geringen Lasten ein schnelles Erreichen des Teil-Flächenbeitragswerts zu ermöglichen. Hält sich die Qualität der verfügbaren Flächen in den >gepferten<, offenen Regionen bzw. Gemeinden in Grenzen, läuft das Sanktionsmodell des § 249 VII BauGB (partiell) ins Leere.« Das Erreichen der vorgesehenen Flächenbeitragswerte bzw. der daraus abgeleiteten regionalen Teilziele zu den Stichtagen 31.12.2027 und 31.12.2032 ist förmlich festzustellen und dient als Anknüpfungspunkt für die Überprüfung der Zielerreichung und die Rechtsfolgen nach § 249 Abs. 2 BauGB (Scheidler 2024). Zudem besteht eine bis zum 31.05.2024 zu erfüllende Berichts- und Nachweispflicht darüber, ob und inwieweit die Länder durch entsprechende Planungen das Erreichen der Flächenbeitragsziele sicherstellen (Spannowsky 2023). Wenn die Länder die Nachweispflicht zu diesem Termin verpassen, haben sie gemäß § 5 Abs. 3 WindBG die Möglichkeit, bis zum 30.11.2024 nachträglich nachzuweisen, dass mit den Flächenausweisungen für Windenergiegebiete im Sinne des WindBG begonnen wurde. Wird amtlich festgestellt, dass ein Land den Nachweis des Beginns ausreichender Planungsleistungen bis zu diesem Termin nicht erbracht hat, entfällt die Anwendbarkeit der landesrechtlichen Mindestabstandsregelungen (Schmidt-Eichstaedt 2023, Rheinschmitt und Köck 2023).

Wurde das Erreichen des jeweiligen Flächenbeitragswerts festgestellt, gelten WEA außerhalb der Windenergiegebiete als »sonstige Außenbereichsvorhaben«. Wie oben beschrieben, verlieren auch ehemalige abweichende Flächenausweisungen ihre Konzentrationswirkung. Durch die fehlende Privilegierung sind die WEA außerhalb der neuen Windenergiegebiete deutlich schwerer realisierbar. Diese Rechtsfolge trifft das ganze Bundesland, es sei denn, es wurden regionale Teilziele definiert. Dann ist das Erreichen dieser Teilziele zu prüfen und festzustellen (Scheidler 2024). Eine Ausnahme gilt für Repowering-Anlagen. Deren Zulassung ist nach § 249 Abs. 3 BauGB bis zum 31.12.2030 weiterhin privilegiert möglich (Schmidt-Eichstaedt 2023). Innerhalb der Windenergiegebiete greift

die Privilegierung nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB uneingeschränkt. Die Zulässigkeit der dort geplanten WEA wird zusätzlich durch die neue Abwägungsdirektive zugunsten erneuerbarer Energien nach § 2 EEG gefördert (Beschluss BVerfG vom 27.09.2022, Az.: 1 BvR 2661/21).

Demgegenüber sind im Falle einer Zielverfehlung WEA im gesamten Planungsraum als privilegierte Vorhaben genehmigungsfähig. Wurden die Flächenbeiträge auf regionale Teilziele heruntergebrochen, so trifft die Rechtsfolge auch nur die Regionen, in denen die Teilziele verfehlt wurden. Den privilegierten WEA können zudem Darstellungen in Flächennutzungsplänen, Ziele der Raumordnung sowie sonstige Maßnahmen der Landesplanung nicht entgegengehalten werden. Darüber hinaus entfallen nach § 249 Abs. 9 BauGB landesrechtliche Abstandsregelungen (Kment 2022, Rheinschmitt und Köck 2023, Scheidler 2024). Der Gesetzgeber hat somit ein breites Sanktionsinstrumentarium geschaffen, um die Bundesländer zur Einhaltung der Flächenziele anzuhalten.

Hinsichtlich der Dauer von Genehmigungsverfahren ist noch beachtlich, dass nach § 6 WindBG im Genehmigungsverfahren für WEA weder eine Umweltverträglichkeitsprüfung noch eine artenschutzrechtliche Prüfung durchzuführen ist, sofern auf der Planungsebene für die Windenergiegebiete eine strategische Umweltprüfung stattgefunden hat.

Aber auch das WindBG selbst unterliegt der kontinuierlichen Überprüfung. So sieht § 7 WindBG eine regelmäßige Überprüfung und Evaluierung des Gesetzes spätestens ab 2025 vor.

Kritisch ist anzumerken, dass das WindBG Flächenziele festsetzt, ohne diese mit qualitativen Kriterien zu verknüpfen. Zudem bestimmt § 249 Abs. 6 Satz 2 BauGB: »Für die Rechtswirksamkeit des Plans ist es hingegen unbeachtlich, ob und welche sonstigen Flächen im Planungsraum für die Ausweisung von Windenergiegebieten geeignet sind« (hierzu weiterführend Raschke und Roscher 2022). Es ist daher gerade nicht sichergestellt, dass die Ausweisung der Windenergiegebiete auf den bundesweit am besten geeigneten Flächen erfolgt. Das ist gleichfalls bei der Frage zu berücksichtigen, inwiefern sich Investoren für die Errichtung und Betreibung von WEA auf den einzelnen Flächen finden. Diese Problematik ist aber nicht grundsätzlich neu. Auch nach alter Rechtslage kam es bereits zu »Negativ- bzw. Verhinderungsplanungen«, also Planungsaktivitäten der Gemeinden, die durch Ausweisung ungeeigneter Flächen den Ausbau von Windenergieanlagen zu verhindern suchten (Grigoleit et al. 2022). Dies wurde außerdem in einem Urteil des BVerfG vom 17.12.2002 (Az.: 4 C 15.01) bemängelt. Das Gericht mahnte an, dass der Windenergie im Rahmen der Planung substanzell Raum zu verschaffen sei (Raschke und Roscher 2022). Nichtsdestotrotz kam eine 2023 publizierte Studie des Bundesumweltamts zu dem Schluss, dass bundesweit nur 0,8 % der Landesfläche für Windenergieanlagen ausgewiesen waren, wovon wiederum lediglich 0,5 % tatsächlich verfügbar waren. Gemäß der Studie kann ein doch beachtlicher Teil der »ausgewiesenen

Flächen aufgrund planungs- und genehmigungsrechtlicher oder privatrechtlicher Restriktionen nicht genutzt werden, z. B. weil artenschutzrechtliche Konflikte einer effektiven Nutzung entgegenstehen, weil Höhenbegrenzungen für Windenergieanlagen festgelegt sind oder weil der Grundeigentümer nicht in Windnutzungen einwilligt« (Rheinschmitt und Kröpp 2023).

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass die rechtliche Qualität der Festsetzung als Windenergiefläche nach den neuen Regelungen von einem gewissen Restrisiko begleitet wird, dass die dadurch erzeugte Ausschlusswirkung wegfällt. Selbst wenn nach dem momentanen Umsetzungsstand und unter Berücksichtigung der drakonischen Rechtsfolgen davon auszugehen ist, dass die Bundesländer ihrer Pflicht zur Ausweisung der Windenergieflächen nachkommen, so besteht letztlich doch erst Rechtssicherheit, wenn das Erreichen des zum 31.12.2032 festgesetzten Flächenbeitragswerts (oder entsprechender regionaler Teil-Flächenbeitragswerte) festgestellt wird und keine Rechtsmittel mehr gegen die Ausweisungen der Windenergieflächen anhängig sind. Darüber hinaus ist bezüglich der planerischen Qualität in Rechnung zu stellen, dass die Ausweisung nach der neuen Rechtslage nicht mit qualitativen Kriterien verknüpft ist und es auch schon nach der alten Rechtslage in nicht unbedeutlichem Umfang zu sogenannten Vermeidungsausweisungen gekommen ist. Zudem bestehen auf einem beachtlichen Teil der ausgewiesenen Flächen planungs- und genehmigungsrechtliche oder privatrechtliche Restriktionen.

3 Ermittlung des Verkehrswerts

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

Landwirtschaftlich genutzte Grundstücke, bei denen Merkmale vorliegen, die eine über die rein landwirtschaftliche Nutzung hinausgehende Verwendung außerhalb einer potenziellen baulichen Nutzung ermöglichen, werden landläufig als »begünstigtes Agrarland« bezeichnet. Diese Bezeichnung stellt keinen Entwicklungszustand dar, sondern beschreibt in der Regel Flächen, bei denen aufgrund ihrer Nutzungsmöglichkeiten, ihres Zuschnitts oder ihrer Lage etc. höhere Bodenwerte zu erwarten sind. Einen Entwicklungszustand i. S. der einschlägigen Verordnungen oder Richtlinien beschreibt diese Bezeichnung nicht. Vielmehr sind in § 3 Abs. 1 bis 4 der ImmoWertV die Entwicklungszustände normiert. Die Vermutung, dass Flächen mit

Begünstigungen unter die Definition »Sonstige Flächen« (Abs. 5) subsummiert werden könnten, ist hingegen nicht richtig; diese werden in der Anlage 5 ImmoWertV unter Ziff. 8 aufgeführt.

Die über eine reine Agrarnutzung im herkömmlichen Sinne hinausgehenden Nutzungs- und Einnahmemöglichkeiten sind in diesem Fall entsprechend den Regelungen des § 8 Abs. 3 Nr. 1 ImmoWertV den »besonderen objektspezifischen Grundstücksmerkmalen (b. o. G.)« zuzuordnen.

Bei den Windenergieanlagen 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 Nutzungsrechtsentgelte für die Wertermittlung quantifiziert werden kann (Kötter et al. 2013).

Der Verkehrswert von Windenergieflächen setzt sich somit bei unklarer Lage der Standorte der Windenergieanlagen zusammen aus dem Wert der land- und forstwirtschaftlichen Flächen und dem Wert des zukünftigen Nutzungsrechts (besonderes objektspezifisches Grundstücksmerkmal). Bei bestehenden Nutzungsverträgen sind die Standortflächen als Bauland zu bewerten und die Abstandsflächen als land- und forstwirtschaftliche Flächen mit b. o. G. Der Wert des Nutzungsrechts hängt grundsätzlich von den zusätzlichen Einnahmemöglichkeiten ab, die sich für die Grundstückseigentümer bzw. die landwirtschaftlichen Pächter aus der Windenergienutzung ergeben. Je nach den rechtlichen und tatsächlichen Gegebenheiten entstehen Wartezeiten und Risiken hinsichtlich dieser Einnahmen, die sachgerecht zu würdigen sind. Weiterhin ist zu berücksichtigen, ob es sich um Zusatzeinnahmen bei Aufrechterhaltung der landwirtschaftlichen Nutzung handelt (bei Abstandsflächen der Regelfall) oder ob für die Dauer der Windkraftnutzung keine landwirtschaftliche Nutzung möglich ist (Regelfall bei Standortflächen).

Ausgangspunkt für alle Bewertungen sind jedoch die Einnahmemöglichkeiten, die wiederum von den Erträgen der Windräder abhängen. Diese werden daher in Kap. 3.1 näher betrachtet.

3.1 Einnahmen bei Windrädern

Seit der Novellierung des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien im Jahr 2017 (EEG 2017) haben neue Windenergieanlagen ab einer Nennleistung von 750 kW an einer Ausschreibung teilzunehmen, um eine 20-jährige Einspeisevergütung zu erhalten. Die Einspeisevergütungen sind dabei nach oben gedeckelt und das niedrigste Angebot erhält den Zuschlag (Troff 2022). 2023 gab es beispielsweise vier Ausschreibungen mit einem zulässigen Höchstwert von 7,35 ct/kWh und der durchschnittliche Zuschlagswert variierte zwischen 7,31 und 7,34 ct/kWh (Bundesnetzagentur 2024). Die Angebotswerte beziehen sich auf

Tab. 1: Vergütungskorrektur nach § 36 EEG 2023

Vergütungskorrektur nach § 36 EEG 2023											
	Zuschlagswert										
Referenzertragswert oder Gütfaktor in %	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor	1,42	1,35	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Beispielhafte Vergütungssätze in ct/kWh	9,94	9,45	9,03	8,12	7,49	7,00	6,58	6,23	5,95	5,67	5,53
	10,44	9,92	9,48	8,53	7,86	7,35	6,91	6,54	6,25	5,95	5,81
	10,65	10,13	9,68	8,70	8,03	7,50	7,05	6,68	6,38	6,08	5,93

einen Referenzertrag mit einer gewissen Standortqualität (100 %), der mit Korrekturfaktoren zwischen 0,79 (150 % Standortqualität) und 1,42 (50 % Standortqualität) an die jeweiligen Standortwindverhältnisse angepasst wird (siehe Tab. 1).

Nähere Bestimmungen zur Ermittlung des Referenz- und Standortertrags finden sich in Anlage 2 zum EEG 2023. Eine Referenzanlage ist demnach eine WEA eines bestimmten Typs, der durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe bestimmt wird. Der Referenzertrag ist die für einen Typ einer WEA einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch in fünf Jahren erbringen würde. Für den Referenzstandort gibt es Vorgaben hinsichtlich des Höhenprofils und die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit liegt bei 6,45 m/s in einer Höhe von 100 m.

Zur Anwendung von Tab. 1 ist dem Referenzertrag der Standortertrag gegenüberzustellen. Der Standortertrag vor Inbetriebnahme ergibt sich aus dem Bruttostromertrag abzüglich der Verlustfaktoren. Der Bruttostromertrag ist der mittlere zu erwartende Stromertrag, der auf Grundlage des Windpotenzials in Nabenhöhe ermittelt wird. Zu den Verlustfaktoren zählen Abschattungseffekte, fehlende technische Verfügbarkeit (max. 2 % des Bruttostromertrags), elektrische Effizienzverluste und genehmigungsrechtliche Auflagen. Nach fünf, zehn und 15 Jahren werden die Standorterträge überprüft und die Vergütungshöhen über die Korrekturfaktoren nachträglich angepasst, wodurch sich je nach Ergebnis Rückzahlungen oder Nachzahlungen ergeben können. Für diese Überprüfungen ist zu der eingespeisten Strommenge im Betrachtungszeitraum die fiktive Strommenge zu addieren, die der Anlagenbetreiber hätte einspeisen können. Die fiktive Strommenge setzt sich zusammen aus Strommengen, die auf eine technische Nichtverfügbarkeit von mehr als 2 % des Bruttostromertrags zurückgehen, Strommengen, die wegen Abregelung durch den Netzbetreiber nicht erzeugt wurden, und Strommengen, die wegen sonstiger Abschaltungen und Drosselungen nicht eingespeist wurden.

Somit steht einerseits ein ausgereiftes Instrumentarium zur Verfügung, um Unterschiede in den Einnahmen, die

aus unterschiedlichen Standortqualitäten herrühren, abzufedern. Andererseits werden die Unterschiede aber auch nicht vollständig kompensiert. So müsste der Korrekturfaktor bei einer Halbierung der Standorterträge (50 %) bei 2,00 liegen, um auf den gleichen Ertrag zu kommen wie beim Referenzertrag von 100 %.

Moderne Onshore-WEA besitzen eine Nennleistung von 6 bis 7 MW. Die Wahl der zu realisierenden Anlage hängt vor allem davon ab, ob es sich um eine Stark- oder eine Schwachwindregion handelt. Für die weiteren Betrachtungen wird eine Nennleistung von 6 MW veranschlagt. Die erzeugte Windenergie hängt neben der Nennleistung der WEA aber vor allem von der Anzahl der Wind-Vollaststunden ab, die sich im deutschlandweiten Vergleich sehr unterschiedlich gestalten. So lag im Jahr 2021 die durchschnittliche Anzahl der Vollaststunden in Küstennähe und an windreichen Standorten bei 3.200, in Norddeutschland bei 2.500 und im sonstigen Binnenland bei 1.800 (Statista 2024). Natürlich ergeben sich auch lokal und regional zum Teil große Unterschiede je nach vorherrschender Windrichtung und Topografie. Nimmt man für die gesamte Bandbreite eine Spanne von 1.500 bis 3.500 Stunden an, so variieren die Jahreserträge bei einer Nennleistung von 6 MW zwischen 9 GWh und 21 GWh. Bei einem mittleren Windenergieertrag von 15 GWh ergibt sich für den Referenzertragswert bei einer Vergütung von 7,35 ct/kWh ein Ertrag von $15.000.000 \text{ kWh} \times 0,0735 \text{ €/kWh} = 1.102.500 \text{ €}$. Es sei noch darauf hingewiesen, dass auch die Höchstwerte für die Einspeisevergütungen in den letzten Jahren starken Schwankungen unterlagen. Die Werte bewegten sich seit der Einführung der Auktionen im Jahr 2017 zwischen 5,88 ct/kWh und 7,35 ct/kWh.

Für die weitere allgemeine Betrachtung wird von dem oben ermittelten mittleren Wert von 1.102.500 € als möglichem Ertrag ausgegangen. Für die Beurteilung konkreter Einzelfälle ist allerdings eine eigenständige Untersuchung notwendig, in der die Standorterträge an Windenergie, der technische Standard der WEA und die Höchstwerte für die Einspeisevergütung zu berücksichtigen sind.

3.2 Ausschüttung auf die Grundstückseigentümer und die landwirtschaftlichen Pächter und deren Kapitalisierung

Die umsatzabhängigen Nutzungsentgelte bewegen sich momentan regelmäßig zwischen 10 und 16 % der in Kap. 3.1 ermittelten Einnahmen. Im Durchschnitt liegen sie bei 13 %. Es gibt zum Teil auch Vereinbarungen außerhalb dieses Bereichs, aber der Wert von 13 % kann im Bundesdurchschnitt als marktüblich bezeichnet werden. Weichen die Werte regional signifikant ab, sodass ein anderer Wert für die Region üblich ist, so ist dieser abweichende Wert in die Berechnung einzuführen.

Zur Ausschüttung stünden bei einem Anteil von 13 % pro Jahr und Windrad $1.102.500 \text{ €} \times 0,13 = 143.325 \text{ €}$ zur Verfügung. Diese Einnahmen werden als Reinerträge aufgefasst und über die 20-jährige Laufzeit der Ausschreibung kapitalisiert (diskontiert). Als zu verwendender Zinssatz werden in der Literatur Werte zwischen 6 und 8 % genannt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Angaben eher auf Annahmen und weniger auf der Grundlage von empirischen Untersuchungen basieren. Auch vor diesem Hintergrund ist der Hinweis von Troff (2022) zu beurteilen, dass bei neueren WEA der Klasse > 5 MW wegen des höheren Wagnisses und Risikos der Zinssatz auch noch höher angesetzt werden kann. Für eine Beispielrechnung wird dennoch von einem Zinssatz von 10 % ausgegangen. Damit ergibt sich bei einer Laufzeit von 20 Jahren ein Kapitalisierungsfaktor von 8,51 (die Formel kann der Standardliteratur entnommen werden bzw. tabellierte Werte finden sich in Anhang B der ImmoWertA). Die kapitalisierten jährlich eingenommenen Nutzungsentgelte liegen damit bei $143.325 \text{ €} \times 8,51 = 1.219.696 \text{ €}$.

Für die Verteilung der Entgelte kann grundsätzlich das Einzelstandortmodell und das Windfarmflächenmodell unterscheiden (Troff 2022).

3.2.1 Das Einzelstandortmodell

Beim Einzelstandortmodell werden nur die Standortfläche (»Bauwerksfläche«) und die baurechtlich erforderliche, kreisförmige Baulistenfläche (»Abstandsfläche«) als Umlagefläche herangezogen (siehe Abb. 1). Andere Regelungen zu Abständen von Windrädern, wie der Abstand zu Siedlungen, immissionsschutzrechtliche Bestimmungen und das Rücksichtnahmegebot, bleiben bei der Bestimmung der Umlagefläche außer Betracht.

Die Regelungen zur notwendigen Baulistenfläche unterliegen dabei dem Landesrecht und sind sehr heterogen. Die einzige Gemeinsamkeit besteht darin, dass Bezug auf die Höhe H der Windräder genommen wird, die sich als Summe aus der Nabenhöhe und der Länge der Rotorblätter ergibt ($H = h_R + r_R$). Im Allgemeinen wird als Tiefe der Abstandsfläche ein Bruchteil der Höhe festgesetzt, der von der fiktiven Außenwand aus gemessen wird, die im Abstand des Rotorradius vom Mastmittelpunkt aus verläuft (vgl. Abb. 1). Einige Bundesländer berücksichtigen zusätzlich noch die Exzentrizität, die dadurch entsteht, dass der Mittelpunkt des Rotors vor dem Maschinenhaus (der sogenannten Gondel) sitzt (vgl. Draufsicht in Abb. 1). Andere Bundesländer bemessen die Abstandsfläche von der Mitte des Mastes aus. Einzelheiten zu den entsprechenden Festsetzungen finden sich in den Bauordnungen und Windenergieerlassen der Länder. In diesem Artikel finden die rechtlichen Bestimmungen in Bayern Anwendung. Gemäß Windenergieerlass vom 01.09.2016 (BayWEE) ist die Abstandsfläche »einzuhalten ab einem Kreis um die Mittelachse der Anlage; der Radius dieses Kreises wird durch den Abstand des senkrecht stehenden Rotors vom Mastmittelpunkt bestimmt« (Nr. 7.3.2 BayWEE, entspricht der Darstellung in Abb. 1). Art. 6 der Bayerischen Bauordnung bestimmt, dass die Tiefe der Abstandsfläche 0,4 H beträgt. Im Windenergieerlass wird aber dazu weiter ausgeführt, dass Abweichungen regelmäßig zugelassen werden können, »da WEA in verschiedener Hinsicht keine typischen baulichen Anlagen sind, wie sie das Abstandsflächenrecht vor Augen hat, und Grundstücke, auf denen die volle Abstandsfläche eingehalten werden kann, oftmals nicht existieren« (Nr. 7.3.2 BayWEE). Die Tiefe der Abstandsfläche darf allerdings nicht so weit verringert werden, dass der Rotor fremde Grundstücke überstreift (Arge Landentwicklung 2013, Loibl 2019).

Rechenbeispiel

Für ein Rechenbeispiel gehen die Autoren davon aus, dass keine Abweichung von der vorgeschriebenen Tiefe der Abstandsfläche gegeben

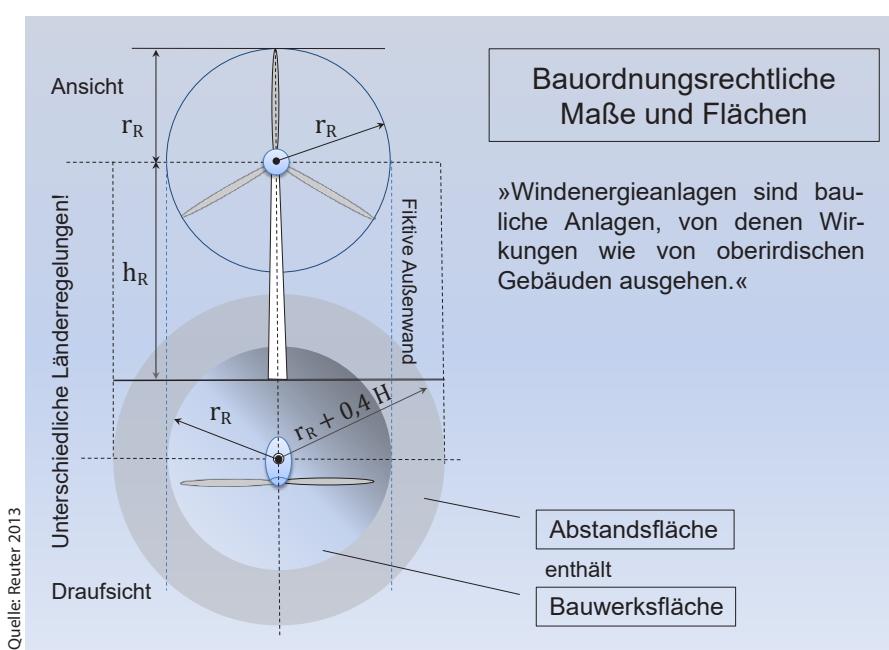


Abb. 1: Die bauordnungsrechtliche Abstandsfläche bei Windrädern

ist (Zusammenfassung der Berechnungen aus Kap. 3.1 und 3.2 in Tab. 2). Als Beispiel für ein Windrad mit einer Nennleistung von 6 MW (siehe Kap. 3.1) ziehen die Autoren das Windrad »NORDEX N163/6.X« heran. Die Nabenhöhe beträgt bei dieser WEA 164 m und der Durchmesser des Rotors liegt bei 163 m. Die Höhe H wird damit zu $164 \text{ m} + 163/2 \text{ m} = 245,5 \text{ m}$ errechnet. Bei einer Tiefe der Abstandsfläche von $0,4 \text{ H}$ ergibt sich unter der Berücksichtigung des Rotorradius von 81,5 m eine Kreisfläche von $\pi \times (81,5 \text{ m} + 245,5 \times 0,4 \text{ m})^2 = 101.449 \text{ m}^2$, die der Umlagefläche entspricht. Es ist nun generell so, dass 80 % der Finanzmittel auf das gesamte Umlagegebiet ausgeschüttet werden und 20 % auf den Standort der WEA (Arge Landentwicklung 2013, Reuter 2013). Pro m^2 ergibt sich somit ein kapitalisiertes Nutzungsentgelt von $1.219.696 \text{ €} \times 0,8 / 101.449 \text{ m}^2 = 9,62 \text{ €/m}^2$. Für den Standort eines Windrades kommen $1.219.696 \text{ €} \times 0,2 = 243.939 \text{ €}$ hinzu. Zur Standortfläche zählen die Fläche des Turms, die Flächen der Betriebsvorrichtungen (z.B. Transformatorenhaus) und befestigte Betriebsflächen (z.B. Aufstellfläche für einen Kran) und Zuwegungen (Ott 2013). EnBW (2022) veranschlagt hierfür beispielsweise durchschnittlich 4.600 m^2 pro WEA. Somit ergeben sich für die Standortflächen zusätzliche kapitalisierte Erträge von $53,03 \text{ €/m}^2$. Damit berechnet sich für die Eigentümer der Standortflächen ein Betrag von $53,03 \text{ €/m}^2 + 9,62 \text{ €/m}^2 = 62,65 \text{ €/m}^2$.

Berücksichtigung der Verpachtung

In den Nutzungsverträgen ist ebenfalls zu regeln, wie verpachtete Flächen zu behandeln sind. Dies wird häufig durch eine Pächtereinverständniserklärung bewerkstelligt, in der der landwirtschaftliche Pächter gegen eine angemessene Entschädigung sein Einverständnis zur Windenergienutzung gibt (FA Wind 2019). Es ist daher zumindest für die Standortflächen davon auszugehen, dass die Nutzungsentgelte weiter aufgeteilt werden, wobei 85 % der Gelder auf den Grundstückseigentümer und 15 % auf den landwirtschaftlichen Pächter entfallen (Troff 2022). Dies ist auch sachgerecht, da auf den Standortflächen keine Landwirtschaft betrieben werden kann und die Entschädigung diesen Nachteil ausgleicht. Es gibt in der Literatur aber auch Stimmen, die diese Aufteilung ebenso für die Umlageflächen ansetzen (Ott 2013). Letztlich ist es eine Frage der Aushandlung zwischen Grundstückseigentümer und landwirtschaftlichem Pächter und das b.o.G. der Vermietung zur Windenergieerzeugung ist nach den individuellen Festsetzungen zu quantifizieren. Im weiteren Fortgang wird die Aufteilung für die Standort- und die Umlageflächen behandelt, um für beide Optionen die rechnerische Berücksichtigung aufzuzeigen.

Wie bereits beschrieben, kann die Verpachtung als »negatives b.o.G.« begriffen werden, das für die Bewertung zu quantifizieren ist. Die entsprechenden Mindereinnahmen sind daher zu kapitalisieren und von dem Verkehrswert bei Eigentum ohne Verpachtung in Abzug zu bringen. Hierfür

wird die voraussichtliche Dauer der Verpachtung benötigt. Im Falle der Standortflächen ist davon auszugehen, dass der Eigentümer die Pachtverträge zum nächstmöglichen Zeitpunkt kündigt, d.h. bei Zeitpachtverträgen zum Ablauf des Vertrags und bei unbefristeten Verträgen in den ersten drei Werktagen des Pachtjahres zum Ende des nächsten Pachtjahres.

Im Falle der Umlageflächen ist die Einschätzung schwieriger. In Baden-Württemberg besteht z.B. eine Bewirtschaftungs- und Pflegepflicht gemäß § 26 Landwirtschafts- und Landeskulturgesetz und es ist anzunehmen, dass die Eigentümer die Pachtverhältnisse aufrechterhalten, sofern sie dieser Pflicht nicht selbst nachkommen können oder wollen. Besteht diese Pflicht nicht, so gewinnt die Einnahmesituation an Gewicht. Ohne Verpachtung würde der Eigentümer pro Jahr $143.325 \text{ €} \times 0,8 / 101.449 \text{ m}^2 = 1,13 \text{ €/m}^2$ erhalten. Durch die Verpachtung würde er jährlich $1,13 \text{ €/m}^2 \times 0,15 = 0,17 \text{ €/m}^2$ verlieren. Das entspricht einem Verlust von ca. 1.700 €/ha . Die Pachtzahlungen für landwirtschaftliche Flächen liegen in der Regel weit darunter. In Bayern wurden beispielsweise im Jahr 2020 für Ackerflächen durchschnittlich 444 €/ha und für Dauergrünland 257 €/ha bezahlt (Bayerisches Landesamt für Statistik 2021). Bei Kündigung des Pachtvertrags würde der Eigentümer dementsprechend jährlich 1.700 € mehr an Nutzungsentgelt erhalten und weniger als 500 € an Pachtzahllungen verlieren. Es ist daher davon auszugehen, dass der Eigentümer unter diesen Vorzeichen den Pachtvertrag kündigen würde.

In den Standortflächen würde der Eigentümer ohne Verpachtung jährlich einen Standortanteil von $143.325 \text{ €} \times 0,2 / 4.600 \text{ m}^2 = 6,23 \text{ €/m}^2$ erhalten. Hinzu kommen die $1,13 \text{ €/m}^2$ aus der Umlagefläche. Somit ergeben sich $7,35 \text{ €/m}^2$. Durch die Verpachtung entgehen ihm daher jährlich $7,35 \text{ €/m}^2 \times 0,15 = 1,10 \text{ €/m}^2$ oder 11.000 €/ha . Geht man beispielhaft von einer Restlaufzeit von fünf Jahren aus, so würde sich für eine verpachtete Ackerfläche innerhalb der Standortflächen pro Hektar folgende Wertminderung berechnen: $(11.000 - 444) \text{ €} \times 3,79 = 40.007 \text{ €}$ (3,79 ist der Rentenbarwertfaktor für eine Laufzeit von fünf Jahren bei einem Zinssatz von 10 %). Das entspricht einer Wertminderung von $4,00 \text{ €/m}^2$. Für das verpachtete Grundstück in der Standortfläche würde sich somit ein Wert von $62,65 \text{ €/m}^2 - 4,00 \text{ €/m}^2 = 58,65 \text{ €/m}^2$ ergeben.

Für eine verpachtete Ackerfläche in der Umlagefläche würde sich bei einer Kündigungsfrist von fünf Jahren pro Hektar folgende Wertminderung entwickeln: $(1.700 - 444) \text{ €} \times 3,79 = 4.760 \text{ €}$. Das entspricht einer Wertminderung von $0,47 \text{ €/m}^2$. Für das verpachtete Grundstück in der Umlagefläche würde somit ein Wert von $9,62 \text{ €/m}^2 - 0,47 \text{ €/m}^2 = 9,15 \text{ €/m}^2$ entstehen.

Die Zahlenbeispiele machen deutlich, dass die Pachtverträge insbesondere bei Standortflächen und bei längeren verbleibenden Pachtzeiten zu berücksichtigen sind. Die Berechnung hat individuell für die einzelnen Grundstücke zu erfolgen.

Tab. 2: Rechenschema für die Ermittlung des Verkehrswerts von Windparks (Teil 1)

Ermittlung des Verkehrswerts von Windenergieflächen (Windparks), Teil 1 (Kap. 3.1 u. 3.2)

In der Tabelle sind zu prüfende und ggf. zu modifizierende Angaben blau markiert. Die Rechenergebnisse sind grün markiert.

Einnahmen pro Windrad	
Vergütung laut Ausschreibung (Standortqualität 100 %)	7,35 ct/kWh
Ggf. Korrekturfaktor (bei bestehenden Windrädern Ø)	1,00
Nennleistung WEA (bei bestehenden Windrädern Ø)	6 MW
Volllaststunden	2.500 h
Windenergieertrag (6 MW × 2.500 h)	15 GWh
Standortertrag (15 GWh × 7,35 ct/kWh)	1.102.500,00 €
Ausschüttung auf die Eigentümer	
Umsatzabhängiges Nutzungsentgelt	13 %
Laufzeit der Windräder (ggf. Restlaufzeit)	20 Jahre
Zinssatz für die Kapitalisierung	10 %
Jährliche Ausschüttung (1.102.500 € × 0,13)	143.325,00 €
Rentenbarwertfaktor: $(1,1^{20} - 1) / (1,1^{20} \times 0,1)$	8,51
Kapitalisiert: 143.325 € × 8,51	1.220.206,52 €
Anzahl Windräder (bei zukünftiger Nutzung unter Berücksichtigung der technischen Abstandsflächen zu schätzen)	12
Umlagefläche (i. d. R. gesamte Windenergiefläche, ggf. unter Berücksichtigung von Baulastflächen außerhalb)	6.985.254 m ²
Standortfläche (bei bestehenden Windrädern Ø)	4.600 m ²
Ausschüttungsanteil für die gesamte Umlagefläche	80 %
Zusätzlicher Ausschüttungsanteil für die Standortflächen	20 %
Kapitalisierte Einnahmen im Windpark (12 × 1.220.206,52 €)	14.642.478,24 €
Kapitalisierte Einnahmen Umlageflächen (14.642.478,24 € × 0,8 / 6.985.254 m ²)	1,68 €/m ²
Zusätzliche kapitalisierte Einnahmen Standortflächen (14.642.478,24 € × 0,2 / (12 × 4.600 m ²)	53,05 €/m ²
Kapitalisierte Einnahmen Standortflächen insgesamt (1,68 €/m ² + 53,05 €/m ²)	54,73 €/m ²
Wertminderung bei Verpachtung der Standortflächen	
Anmerkung: Die folgende Berechnung ist lediglich beispielhaft. Die Wertminderung muss für jedes Grundstück individuell berechnet werden.	
Anteil des Pächters am Nutzungsentgelt	15%
Jährliche Pacht Ackerflächen	444 €/ha
Jährliche Pacht Grünflächen	257 €/ha
Restlaufzeit des Pachtvertrags	5 Jahre
Jährliche Einnahmen Umlagefläche pro m ² (143.325 € × 12 × 0,8 / 6.985.254 m ²)	0,20 €/m ²
Zusätzliche jährliche Einnahmen Standortfläche pro m ² (143.325 € × 0,2 / 4.600 m ²)	6,23 €/m ²
Jährliche Einnahmen Standortfläche insgesamt	6,43 €/m ²
Verlust durch Verpachtung (6,43 €/m ² × 0,15)	0,9643 €/m ²
Bezogen auf den Hektar	9.643 €/ha
Jährlicher Verlust durch Verpachtung einer Ackerfläche (9.643 €/ha - 444 €/ha)	9.199 €/ha
Rentenbarwertfaktor: $(1,1^5 - 1) / (1,1^5 \times 0,1)$	3,79
Wertminderung (9.199 €/ha × 3,79)	34.870,48 €/ha
Bezogen auf den m ²	3,49 €/m ²

3.2.2 Das Windfarmflächenmodell

Beim Windfarmflächenmodell vergrößert sich die Umlagefläche erheblich, da zur optimalen Ausnutzung der WEA über die bauordnungsrechtliche Abstandsfläche hinaus technische Mindestabstände eingehalten werden müssen. Diese liegen in Hauptwindrichtung bei dem Achtfachen und senkrecht zur Hauptwindrichtung beim Fünffachen des Rotordurchmessers r_D der WEA (Arge Landentwicklung 2013, siehe Abb. 2)

Beispielhafter Windpark

An einem Beispiel (siehe Abb. 3) soll gezeigt werden, welche Umlagefläche sich mindestens aus diesem Sachverhalt ergibt. Nehmen wir an, es wäre eine rechteckige Windvorrangfläche mit den Maßen $24 r_D \times 10 r_D$ ausgewiesen worden, wobei die lange Seite in Hauptwindrichtung verläuft. Weiterhin wird vom Regelfall ausgegangen, dass die Errichtung von Windrädern bis zur Grenze der Vorrangfläche möglich ist (der Gesetzgeber geht gemäß § 4 Abs. 3 WindBG davon aus, dass die planerischen Flächen der Länder so ausgestaltet sind, dass die Rotorblätter der Windenergieanlagen über die Flächengrenzen hinausragen können; Kment 2022). Demnach wäre es möglich, in dieser Fläche 12 Windräder zu errichten. Die Windräder werden in diesem schematischen Beispiel zum Teil vereinfachend auf dem Rand des Gebiets platziert. Eigentlich müssen die Standflächen innerhalb des Gebiets liegen, wodurch sich das Gebiet geringfügig vergrößern würde. Übernimmt man die technischen Daten aus dem obigen Beispiel, so würde sich ein kapitalisierter Ertrag von $12 \times 1.219.696 \text{ €} = 14.636.352 \text{ €}$ ergeben. Die Umlagefläche besteht zum einen aus der technischen Abstandsfläche von $24 \times 163 \times 10 \times 163 \text{ m}^2 = 6.376.560 \text{ m}^2$. Hinzu kommen die Teile der baurechtlichen Abstandsflächen, die außerhalb der Vorrangfläche liegen. Im Beispiel sind das sechs Kreise zur Hälfte und vier Kreise zu dreiviertel außerhalb. In Summe ergeben sich damit sechs Kreise und eine Fläche von $6 \times 101.449 \text{ m}^2 = 608.694 \text{ m}^2$. Die Umlagefläche beträgt damit $6.985.254 \text{ m}^2$. Wie beim Einzelstandortmodell ist es generell so, dass 80 % der Finanzmittel auf das gesamte Umlagegebiet ausgeschüttet werden und 20 % auf die Standorte der WEA (Arge Landentwicklung 2013, Reuter 2013). In der Praxis gibt es aber auch Varianten, in denen beispielsweise zudem die baurechtliche Abstandsfläche berücksichtigt wird und/oder andere Prozentsätze für die Ausschüttung verwendet werden. So gibt die Landesenergieagentur Hessen für die Verteilung beispielhaft folgende Werte an: 50–80 % für die Umlagefläche, 10–40 % für die Standortfläche und 10 % für die baurechtliche Abstands-

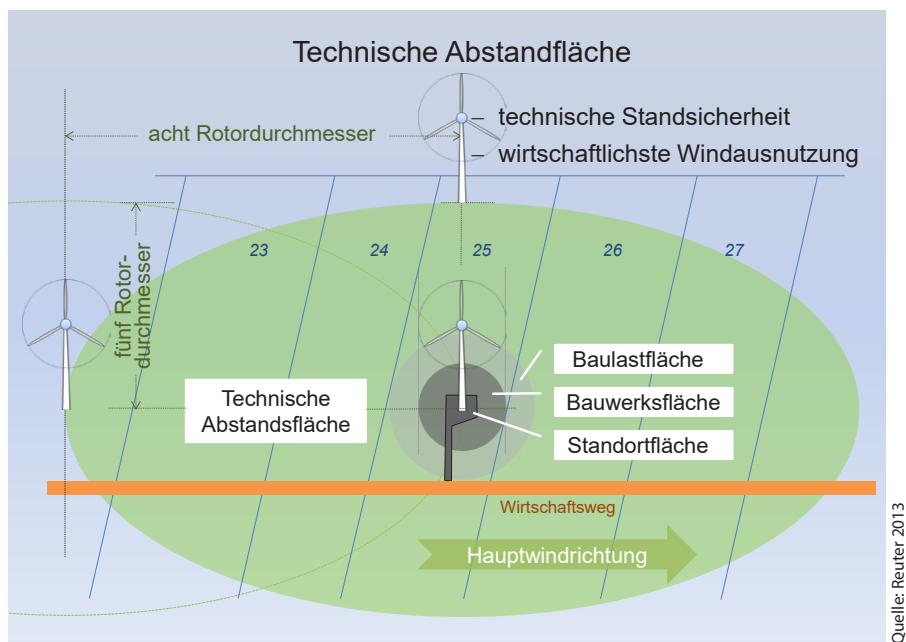


Abb. 2: Die technische Abstandsfläche in Windfarmen

Quelle: Reuter 2013

fläche (LEA Hessen 2022). Wegen der Vergleichbarkeit mit dem Einzelstandortmodell gehen die Autoren im vorgestellten Beispiel aber von der Aufteilung 80/20 aus. Pro m^2 ergibt sich somit ein kapitalisiertes Nutzungsentgelt von $14.636.352 \text{ €} \times 0,8 / 6.985.254 \text{ m}^2 = 1,68 \text{ €}/\text{m}^2$. Für jeden Standort eines Windrades kommen $14.636.353 \text{ €} \times 0,2 / 12 = 243.939 \text{ €}$ hinzu. Bei einer durchschnittlichen Standortfläche von 4.600 m^2 pro WEA (s.o.) ergeben sich für die Standortflächen zusätzliche kapitalisierte Erträge von $53,03 \text{ €}/\text{m}^2$.

Allerdings wird es in der Praxis niemals eine derart optimierte Ausnutzung von Vorrangflächen geben, da sich das Windparkdesign eher an topografischen Gegebenheiten, Grundstücksgrenzen und Schutzvorschriften orientiert. Zudem verhindern oftmals unkooperative Grundstücks-eigentümer, die der Errichtung von WEA skeptisch gegenüberstehen, eine optimale Ausnutzung. Daher werden

Schema zur optimalen Nutzung einer rechteckigen Windvorrangfläche mit den Maßen $24 r_D \times 10 r_D$ (Hauptwindrichtung in Richtung der langen Seite)

- Baurechtliche Abstandsfläche
- Standort Windrad

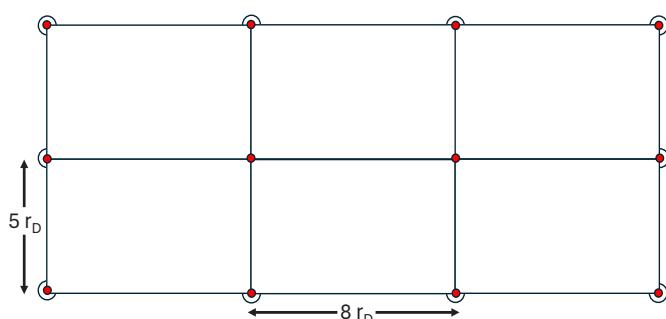


Abb. 3: Schema zur optimalen Nutzung einer rechteckigen Windvorrangfläche

regelmäßig Verhältnisse wie in Abb. 4 vorliegen. Durch die technischen Mindestabstände ergibt sich die dargestellte Platzierung der Windräder für eine optimale Nutzung der Vorrangfläche (gestrichelte Umrandung). Im Gegensatz zu Abb. 3 entstehen dabei zusätzliche Flächen im Umring der Windräder, die die Umlagefläche vergrößern.

Letztlich wird es bei der Bewertung einer konkreten Windvorrangfläche darauf ankommen, die maximale Anzahl der Windräder zu kennen und in Relation zur Umlagefläche zu setzen. Stehen die Standpunkte bereits fest und steht der Beginn der Zahlung der Nutzungsentgelte unmittelbar bevor, so kann der windkraftabhängige Wertanteil der Flächen nach dem oben beschriebenen Schema ermittelt werden. Er liegt in dem obigen Beispiel der Windfarmflächen für die Umlagefläche bei $1,68 \text{ €/m}^2$, wobei die landwirtschaftliche Nutzung i. d. R. weitergeführt werden kann. Im Falle der Standortflächen liegt der Wert bei $(53,03 + 1,68) \text{ €/m}^2 = 54,71 \text{ €/m}^2$, wobei keine landwirtschaftliche Nutzung möglich ist.

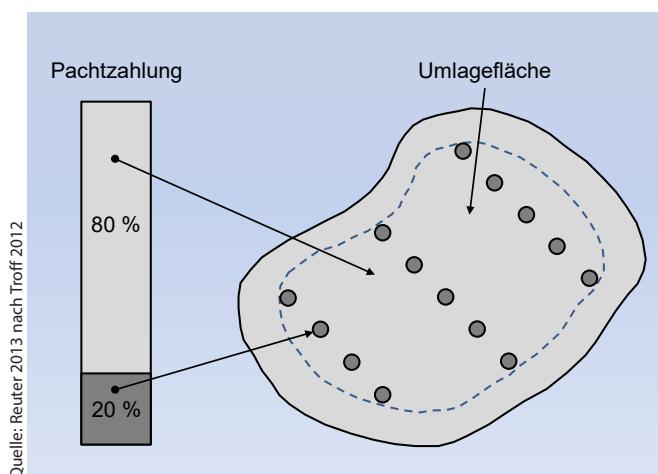


Abb. 4: Die Umlagefläche in Windfarmen

Berücksichtigung der Verpachtung

Analog zum Einzelstandortmodell sind bestehende Pachtverträge wertmindernd zu berücksichtigen. Der jährliche Anteil auf den Standortflächen kann aus der Berechnung im Einzelstandortmodell übernommen werden ($6,23 \text{ €/m}^2$). Für die Umlageflächen ergeben sich jährliche Einnahmen von $143.325 \text{ €} \times 12 \times 0,8 / 6.985.254 \text{ m}^2 = 0,20 \text{ €/m}^2$. Somit berechnen sich für die Standorte insgesamt Einnahmen von $6,43 \text{ €/m}^2$. Durch die Verpachtung entgehen dem Eigentümer daher jährlich $6,43 \text{ €/m}^2 \times 0,15 = 0,96 \text{ €/m}^2$ oder 9.600 €/ha . Geht man erneut von einer Restlaufzeit von fünf Jahren aus, so würde für eine verpachtete Ackerfläche innerhalb der Standortflächen pro Hektar folgende Wertminderung bestehen: $(9.600 - 444) \text{ €} \times 3,79 = 34.701 \text{ €}$. Das entspricht einer Wertminderung von $3,47 \text{ €/m}^2$. Für das verpachtete Grundstück in der Standortfläche würde sich somit ein Wert von $54,71 \text{ €/m}^2 - 3,47 \text{ €/m}^2 = 51,24 \text{ €/m}^2$ errechnen. Wie bereits erwähnt, handelt es sich nur um ein erläuterndes Zahlenbeispiel. In der Praxis

hat die Berechnung individuell für die einzelnen Grundstücke zu erfolgen.

Bei einer Verpachtung der Fläche in der Umlagefläche würden sich Mindereinnahmen von $0,20 \text{ €/m}^2 \times 0,15 = 0,0295 \text{ €/m}^2$ oder 295 €/ha ergeben. Dieser Wert liegt im Bereich der üblichen landwirtschaftlichen Pachten (s.o.) und es ist davon auszugehen, dass die Pachtverträge nicht gekündigt werden. Etwaige kleinere Differenzen können vernachlässigt werden. Für die Umlageflächen erübrigt sich daher eine Differenzierung zwischen Flächen in Eigentum und verpachteten Flächen.

3.2.3 Diskussion der Beispieldfälle

Allgemein ist die hohe Diskrepanz der Bodenwerte für die Standort- und die Umlagefläche dem hohen Anteil am Nutzungsentgelt für die Standortflächen geschuldet. Das liegt daran, dass die Aufteilung 80/20 bei den ersten Windfarmen zwar auch zu höheren Beträgen für die Standorte geführt hat, der Unterschied aber bei weitem nicht so groß war. In den letzten zehn Jahren hat sich die Größe der WEA aber etwa verdoppelt, wodurch sich die technische Abstandsfläche etwa vervierfacht hat, während sich die Standortflächen nur unwesentlich vergrößert haben. Dadurch erhalten die Standorte heute häufig das 30- bis 40-Fache der Abstandsflächen, während es früher eher das 5- bis 10-Fache war. Es wäre daher überlegenswert, die Aufteilung auf ein Verhältnis 90/10 oder 95/5 anzupassen. Andererseits gibt es in der Praxis aber auch gegenläufige Überlegungen. So werden zum Teil noch höhere Anteile auf die Standortflächen ausgeschüttet (z.B. 40%). Dieser Ansatz wird insbesondere dann in Betracht gezogen, wenn die zukünftigen Standorte der WEA aufgrund der topografischen Gegebenheiten und der existierenden Verkehrsinfrastruktur gut vorhersehbar sind. In diesen Fällen sind die Eigentümer der entsprechenden Flächen nur schwer zu überzeugen, vom Einzelstandortmodell zu Gunsten des Windfarmflächenmodells abzuweichen.

In der Literatur finden sich häufig Pauschalen für die Bewertung von Windvorrangflächen. Es handelt sich dabei um Faktoren, die mit dem Wert landwirtschaftlicher Flächen zu multiplizieren sind. Die Faktoren bewegen sich dabei je nach Quelle und Qualität bzw. Entwicklungszustand der Fläche zwischen 1 und 10 (z. B. Ott 2013, Reuter 2015). Problematisch ist dabei, dass sich die Werte für landwirtschaftliche Flächen im bundesweiten Vergleich erheblich unterscheiden. Zudem spiegeln fast alle Publikationen zu dem Thema den Sachstand von vor zehn Jahren wider. Daraus ist aus Sicht der Autoren eine Werteinschätzung über die kapitalisierten Erträge zielführender, auch wenn der Aufwand erheblich ist.

Wie bereits erwähnt, können WEA (sofern nichts anderes bestimmt wurde) bis zur Grenze von Vorrangflächen errichtet werden. Dementsprechend kann es vorkommen, dass baurechtliche Abstandsflächen außerhalb der Windenergieflächen liegen, aber in die Umlagefläche einbezogen

werden müssen (siehe Abb. 4, Bereich außerhalb der gestrichelten Linie). Das ist bei bekannter Festsetzung der Standortflächen problemlos möglich. Sind die Standorte allerdings nicht bekannt, so ist die Inanspruchnahme höchst spekulativ, da eventuell gar keine oder nur sehr kleine Anteile des Umrings als Abstandsfläche benötigt werden. Berücksichtigt man ferner die geringen Geldbeträge für die Abstandsflächen in Windparks, so ist es sachgerecht, in diesem Bereich von keinem wertrelevanten Einfluss auszugehen.

Ein weiterer wichtiger Punkt bezüglich der Einnahmen ist das sogenannte »Repowering«. Nach der üblicherweise vereinbarten Nutzung der WEA von 20 Jahren werden in der Regel im Bereich der Windenergieflächen neue WEA errichtet. Deren Standorte sind allerdings noch unklar, da sich in Abhängigkeit von den technischen und rechtlichen Entwicklungen abweichende Anforderungen ergeben können, die eine abweichende Platzierung von dem momentanen Stand erfordern. Nichtsdestotrotz sind auch diese Einnahmen zu berücksichtigen.

Wie bereits erwähnt, kann die Bewertung auf dem hier skizzierten Weg erfolgen, wenn die Standpunkte der WEA bereits feststehen und der Beginn der Zahlung der Nutzungsentgelte unmittelbar bevorsteht (vgl. Kap. 3.3). Andernfalls sind Wartezeiten und Risiken bezüglich dieser Einnahmen sachgerecht zu würdigen. Diesem Problem widmet sich Kap. 3.4.

3.3 Berechnung des Verkehrswerts bei feststehender Lage der Standpunkte der WEA

Bei feststehender Lage der Standpunkte der WEA sind grundsätzlich zwei Fälle (Standortfläche und Umlagefläche) zu unterscheiden (vgl. Abb. 5).



Abb. 5: Schematische Darstellung der Einnahmesituation bei bestehender Nutzung der Windenergiegebiete

Standortflächen

Die Standortflächen sind grundsätzlich als Bauland zu bewerten. Der Verkehrswert ergibt sich zum einen aus den kapitalisierten Erträgen während der Nutzung als Bauland. Andererseits ist aber auch dem Umstand Rechnung zu tragen, dass nach Ablauf der baulichen Nutzung eine weitere Nutzung als »begünstigtes Agrarland« möglich ist, da das Windenergiegebiet mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit weiterhin für die Windenergieerzeugung genutzt werden wird. Dieser Ansatz lehnt sich an die gängige Praxis bei der Bewertung von Erbbaurechten oder der Bewertung im Zuge des »Liquidationswertverfahrens«

an. Hierzu werden die kapitalisierten Erträge aus dem Repowering benötigt. Wegen der unklaren Lage der neuen Standorte sind diese Einnahmen gleichmäßig auf die Fläche zu verteilen. Dieses Vorgehen auf Grundlage des Gedankens der Solidargemeinschaft knüpft an die gängige Praxis bei der Bewertung von werdendem Bauland oder im Rahmen der Baulandumlegung an (Kötter et al. 2013). Die planungsbedingte Wertsteigerung innerhalb eines Windparks sollte allen betroffenen Eigentümern in gleichem Maße zufließen und es sollte nicht zwischen zukünftigen Standort- und Umlageflächen unterschieden werden (Drees 2014).

In Fortführung des Beispiels aus Kap. 3.2 liegen die jährlichen Einnahmen bei 143.325 € pro Windrad, d.h. bei $143.325 \text{ €} \times 12 = 1.719.900 \text{ €}$ im gesamten Windenergiegebiet (Zusammenfassung der Berechnungen aus Kap. 3.3 und 3.4 in Tab. 3). Da das Repowering wiederholt stattfinden kann, wird zur Kapitalisierung näherungsweise der Barwertfaktor für »unendliche Renten« verwendet: $1.719.900 \text{ €} / 0,1 = 17.199.000 \text{ €}$. Verteilt auf die Windenergiefläche ergibt sich ein Wert von $17.199.900 \text{ €} / 6.985.254 \text{ m}^2 = 2,46 \text{ €/m}^2$.

Nimmt man für die land- und forstwirtschaftliche Fläche einen Wert von 5 €/m² an, so würde sich unter Berücksichtigung der 2,46 €/m² für das b. o. G. der möglichen Windkraftnutzung ein Wert von 7,46 €/m² ergeben. Da die Nutzung aber erst nach Ablauf der baulichen Nutzung ansteht, ist dieser Wert über den Zeitraum der baulichen Nutzung zu diskontieren (im obigen Beispiel 20 Jahre). Somit ergibt sich für die Nachnutzung ein Wertzuschlag von $7,46 \text{ €/m}^2 / 1,1^{20} = 1,11 \text{ €/m}^2$ und insgesamt ein Verkehrswert von rund 55 €/m² ($54,71 \text{ €/m}^2 + 1,11 \text{ €/m}^2 = 55,82 \text{ €/m}^2$, gerundet in »5 €-Schritten«). Wertminderungen für Verpachtungen können, wie in Kap. 3.2 beschrieben, ermittelt und berücksichtigt werden.

Umlagefläche

Für die Umlagefläche ergibt sich die folgende Betrachtung. Es handelt sich durchgängig um land- und forstwirtschaftliche Flächen mit dem b. o. G. der Windkraftnutzung. Dementsprechend ergibt sich zunächst für die bestehende Nutzung ein Wert von $5 \text{ €/m}^2 + 1,68 \text{ €/m}^2 = 6,68 \text{ €/m}^2$. Hinzu kommen die diskontierten zusätzlichen Einnahmen durch Repowering von $2,46 \text{ €/m}^2 / 1,1^{20} = 0,37 \text{ €}$. Der Verkehrswert ergibt sich damit zu rund 7 €/m² ($6,68 \text{ €/m}^2 + 0,37 \text{ €/m}^2 = 7,05 \text{ €/m}^2$).

3.4 Berücksichtigung von Wartezeiten und Risiken bei der Ermittlung des Verkehrswerts bei zukünftiger Nutzung der Windenergieflächen

Die Bewertung basiert gedanklich auf Kap. 3.3. Wie dargelegt, werden die Eigentümer bei noch unklarer Lage der Standortflächen als Solidargemeinschaft betrachtet und die möglichen Einnahmen fiktiv auf die gesamte Fläche

Tab. 3: Rechenschema für die Ermittlung des Verkehrswerts von Windparks (Teil 2)

Ermittlung des Verkehrswerts von Windenergieflächen (Windparks), Teil 2 (Kap. 3.3 u. 3.4)	
Wertanteil aus der Laufzeit der Windräder	
Umlageflächen	1,68 €/m ²
Standortflächen in Eigentum	54,73 €/m ²
Verpachtete Standortflächen	51,24 €/m ²
VW bei feststehender Lage der Standorte	
VW landwirtschaftliche Fläche (ohne b. o. G. Windkraft)	5 €/m ²
Einnahmen aus Repowering:	
Jährliche Einnahmen (143.325 € × 12)	1.719.900,00 €
Rentenbarwertfaktor für unendliche Renten (1/0,1)	10
Kapitalisierte Einnahmen	17.199.000,00 €
Bezogen auf den m ² (17.199.000 / 6.985.254 €/m ²)	2,46 €/m ²
Wert der landwirtschaftlichen Fläche mit b. o. G. Windkraft (5 €/m ² + 2,46 €/m ²)	7,46 €/m ²
Diskontierungsfaktor über die Nutzungsdauer der bestehenden Anlagen (1/1,1 ²⁰)	0,15
Diskontierter Wert der landwirtschaftlichen Fläche mit b. o. G. Windkraft (7,46 €/m ² × 0,15)	1,11 €/m ²
VW Standortfläche im Eigentum (54,73 €/m ² + 1,11 €/m ²)	55,84 €/m ²
Wertminderungen bei verpachteten Standortflächen müssen nach dem oben dargestellten Schema berücksichtigt werden.	
Diskontierte Einnahmen aus Repowering (2,46 €/m ² × 0,15)	0,37 €/m ²
VW Abstandsfläche (5 €/m ² + 1,68 €/m ² + 0,37 €/m ²)	7,04 €/m ²
Anmerkung: Üblicherweise werden Verkehrswerte gerundet angegeben. In diesem Beispiel würde sich bei den Standortflächen eine Rundung auf volle 5 € und bei den Umlageflächen auf 1 € anbieten. Für die Standortflächen im Eigentum wäre der VW dann 55 €/m ² und bei den Umlageflächen 7 €/m ² .	
VW bei ungeklärter Lage der Standorte (zukünftige Nutzung)	
Zinssatz über die Diskontierung der Wartezeit (höher als der Zinssatz für die Kapitalisierung der Erträge)	12 %
Wartezeit bis zur Nutzung der Windenergie (Berücksichtigung der rechtlichen und tatsächlichen Voraussetzungen)	10 Jahre
Diskontierungsfaktor (1/1,12 ¹⁰)	0,32
Diskontierte Einnahmen aus der Windkraftnutzung (2,46 €/m ² × 0,32)	0,79 €/m ²
VW bei ungeklärter Lage der Standorte (5 €/m ² + 0,79 €/m ²)	5,79 €/m ²
Anmerkung: Üblicherweise werden Verkehrswerte gerundet angegeben. Für die Windenergieflächen bei ungeklärter Lage der Standorte wäre der VW dann 6 €/m ² .	

verteilt. Aus den kapitalisierten Einnahmen würde sich bei einer direkt anstehenden Nutzung im o. g. Beispiel eine Bewertung des b. o. G. der Windkraftnutzung in Höhe von 2,46 €/m² ergeben. Es sind nun allerdings Wartezeiten und Risiken bezüglich dieser 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« (ImmoWertA Nr. 11. (2).2). 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« (ImmoWertA Nr. 11.(2).1).

Rechtlich besteht vor allem das Risiko, dass die Ausschlusswirkung der Windenergiegebiete wegfällt, wenn die

vorgegebenen Flächenbeitragswerte nicht erreicht werden (vgl. Kap. 2.2). Selbst wenn das Risiko als gering einzustufen ist, ist es bei der Bemessung des Zinssatzes für die Diskontierung über die Wartezeit bis zur realen Windkraftnutzung zu berücksichtigen.

Das planerische Risiko liegt vor allem darin, dass die Ausweisung nach der neuen Rechtslage nicht mit qualitativen Kriterien verknüpft ist und es auch schon nach der alten Rechtslage in nicht unbeachtlichem Umfang zu sogenannten Vermeidungsausweisungen gekommen ist. Zudem bestehen auf einem beachtlichen Teil der ausgewiesenen Flächen planungs- und genehmigungsrechtliche oder privatrechtliche Restriktionen. Es kann daher vorkommen, dass Windenergiegebiete die Errichtung von WEA zwar privilegieren, aber tatsächlich keine oder nur geringe Aussicht besteht, dass sich ein Investor für dieses Gebiet findet. Es ist daher unerlässlich, die Standortqualität eines zu bewertenden Gebiets näher zu betrachten.

Aber auch, wenn von einer Ausschlusswirkung der Windenergiegebiete ausgegangen werden kann und eine tatsächliche Nutzung als wahrscheinlich gilt, ergeben sich Wartezeiten. Die Planung von der Idee bis zur Inbetriebnahme einer WEA innerhalb bestehender Windenergiegebiete nimmt laut Literatur ca. drei bis vier Jahre in Anspruch (Ott 2013). Vor der Planung muss aber zunächst ein Investor gefunden werden. Da im Bereich der Windenergie vor allem überregionale Investoren agieren, ist davon auszugehen, dass sich diese zunächst auf die Gebiete mit den besten Standortwindverhältnissen konzentrieren. Es ist daher für die Bewertung wichtig, wie sich die Qualität des zu bewertenden Gebiets im regionalen und überregionalen Kontext einordnet. Auf der anderen Seite spielt aber auch die Akzeptanz für Vorhaben der Windenergienutzung eine Rolle. Sind bereits Widerstände bekannt, so könnte es dazu führen, dass Investoren geringfügig niedrigere Standortqualitäten akzeptieren, wenn sich dadurch die Wartezeit reduziert. Bezuglich der Akzeptanz können Beteiligungsformen förderlich sein, die die Bürger und/oder Kommunen an den Einnahmen beteiligen (Kötter et al. 2013). Sofern entsprechende Informationen zum Bewertungszeitpunkt vorliegen, können diese bei der Bemessung der Wartezeit berücksichtigt werden.

Aus all diesen Informationen sind die Wartezeit und der Zinssatz zur Diskontierung der möglichen Einnahmen abzuleiten. Der Zinssatz ist wegen des höheren Risikos im Vergleich zur bestehenden Windenergienutzung höher anzusetzen. In Fortführung des Beispiels wird er mit 12 % veranschlagt. Als Wartezeit wird hier beispielhaft ein Zeitraum von zehn Jahren festgesetzt.

Für das b.o.G. der möglichen Windkraftnutzung berechnet sich somit ein Wert von $2,46 \text{ €/m}^2 / 1,12^{10} = 0,79 \text{ €/m}^2$.

Bei einem Verkehrswert von land- und forstwirtschaftlicher Fläche von 5 €/m² würde sich somit ein Verkehrswert von ca. 6 €/m² ergeben. Das Ergebnis wird gestützt durch die Aussage von Lorig et al. (2014), dass Verkehrswerte (bezogen auf den Quadratmeter) für großflächige Vor-

ranggebiete oder Windenergiekonzentrationszonen nur gering über dem Wert sonstiger land- und forstwirtschaftlicher Flächen liegen.

3.5 Berücksichtigung von »Spekulationen«

Der vorstehend beschriebene Ansatz setzt auf den wirtschaftlich relevanten Tatsachen auf und versucht, den Gedankengang einer objektiv am Markt agierenden Person nachzuvollziehen, um so den Preis zu ermitteln, den jeder Mann zu zahlen bereit wäre (sogenanntes »Jedermann-Prinzip«). Das entspricht der Vorgabe des »gewöhnlichen Geschäftsverkehrs« in der Definition des Verkehrswerts (Marktwerts) in § 194 BauGB. Auch die in der Literatur vorgestellten Bewertungsmethoden beruhen generell auf den möglichen Erträgen. Es wird allerdings darauf hingewiesen, dass »aufgrund fehlender Verkaufsfälle und entsprechender Marktanalysen bisher nicht ausreichend überprüft werden konnte, ob die Marktteilnehmer diese Auffassung teilen« (Kötter et al. 2013).

Gemäß § 11 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. In der 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).

Bei unklarer Lage der Standortflächen ist es grundsätzlich denkbar, dass Grundstückseigentümer darauf spekulieren, dass ihre Grundstücke zukünftig zur Standortfläche werden und sich erheblich höhere Einnahmen generieren lassen (vgl. Kap. 3.3). Ähnliche Beobachtungen lassen sich beispielsweise im »Speckgürtel« von Siedlungsgebieten machen, wo land- und forstwirtschaftliche Flächen häufig durch die Spekulation auf die Weiterentwicklung zu Bau-land – auch ohne begründete Bauerwartung – über dem Wert von Agrarland gehandelt werden. Andererseits ist bei Windenergiegebieten zu berücksichtigen, dass der Flächenanteil der Standorte (Baulandanteil) sehr klein ist (im vorgestellten Beispiel ca. 0,8 % der Umlagefläche). Nichtsdestotrotz sollte eruiert werden, ob sich entsprechende Erwartungen im gewöhnlichen Geschäftsverkehr niederschlagen. Denkbar wären z.B. Nachfragen bei den zuständigen Gutachterausschüssen oder Oberen Gutachterausschüssen bzw. Zentralen Geschäftsstellen. Hat sich ein besonderer Teilmarkt für Windenergieflächen gebildet, der relevante Abweichungen von den gemäß Kap. 3.4 gewonnenen Ergebnissen zeigt, dann sind diese Abweichungen bei der Bemessung des Verkehrswerts zu berücksichtigen. Handelt es sich allerdings nur um einzelne, persönliche Spekulationen, so haben diese unberücksichtigt zu bleiben.

Ist eine Berücksichtigung angezeigt, bietet sich grundsätzlich das Vergleichswertverfahren an. Liegen die gehandelten Grundstücke, die zur Einschätzung eines Teilmarktes geführt haben, in anderen Windenergiegebieten, so sind etwaige Unterschiede zum Untersuchungsgebiet sachgerecht zu berücksichtigen (insbesondere unterschiedliche Standortwindverhältnisse).

Zur momentanen Einschätzung wurde eine Umfrage bei den Oberen Gutachterausschüssen und Zentralen Geschäftsstellen der Flächenländer durchgeführt (d.h. Bundesländer ohne die Stadtstaaten), ob sich ein Teilmarkt für ausgewiesene, aber bisher ungenutzte Windenergieflächen gebildet hat, der über dem Wert von landwirtschaftlichen Flächen liegt. Zehn Bundesländer haben auf die Anfrage geantwortet. In sechs Bundesländern lagen keine Erkenntnisse dazu vor bzw. befindet sich die diesbezügliche Erfassungssystematik noch im Aufbau. In einer gemeinsamen Untersuchung des Gutachterausschusses Sachsen-Anhalt mit der Georg-August-Universität Göttingen hat sich rechnerisch ein Zuschlag von 3 % ergeben, der allerdings wegen der kleinen Stichprobe als »statistisch nicht signifikant« einzustufen war. Diese Ergebnisse weisen wie das vorgestellte Beispiel darauf hin, dass Verkehrswerte (bezogen auf den Quadratmeter) für großflächige Vorranggebiete oder Windenergiekonzentrationszonen nur gering über dem Wert sonstiger land- und forstwirtschaftlicher Flächen liegen. In Thüringen waren zudem Daten zu bestehenden Windparks verfügbar. Für Freihalteflächen ergab sich dabei ein Wert, der ca. 2 €/m² über dem Wert landwirtschaftlicher Flächen lag (landwirtschaftliche Flächen Median 1,10 €/m², Mittelwert 1,15 €/m²; Freihalteflächen Median 3,26 €/m², Mittelwert 3,45 €/m²). Der Wert liegt damit in der gleichen Größenordnung wie im behandelten Beispiel. Für die Standortflächen ergab sich ein Median von 4,46 €/m² und ein Mittelwert von 7,49 €/m². Die Diskrepanz der beiden Werte weist auf die größere Streuung der Stichprobe hin. In Rheinland-Pfalz lagen die Ergebnisse noch deutlich weiter auseinander. Im Grundstücksmarktbericht 2023 schwanken die Vergleichsfaktoren für Freihalte- und Standortflächen für Windenergie zwischen 2,5 und 19,6 (bezogen auf den Wert landwirtschaftlicher Flächen). Es wird allerdings darauf hingewiesen, dass bei den Kauffällen nicht weiter zwischen Standort- und Abstandsflächen unterschieden wurde. Demgemäß kommt es zu »Mischkalkulationen« zwischen Standort- und Abstandsflächen, wenn Grundstücke beide Flächentypen beinhalten, und in Anbetracht der großen Wertunterschiede zu einer großen Streuung. Die Ergebnisse der Befragung belegen daher zwar nicht explizit die Richtigkeit der vorgestellten Berechnung für die Standortflächen, sie weisen aber gleichwohl darauf hin, dass die Werte der Standortflächen erheblich höher sein müssen als die Werte der Abstandsflächen.

4 Fazit

Mittels der vorgestellten Systematik kann dem objektspezifischen Merkmal der (möglichen) Windkraftnutzung angemessen Rechnung getragen werden. Bei bereits gebauten Windenergieanlagen oder zumindest projektierten Standorten und Regelungen zur Höhe und Verteilung der Nutzungsentgelte können die Verkehrswerte der Standort- und der Umlageflächen mit hoher Sicherheit abgeleitet werden. Liegt die Nutzung der Gebiete demgegenüber noch in der Zukunft und sind keine konkreten Planungen bekannt, sind viele nötige Parameter sachverständig zu schätzen. Dabei bereitet insbesondere die Schätzung der Wartezeit bis zur tatsächlichen Nutzung Schwierigkeiten. Der Sachverständige benötigt daher neben sehr guten Kenntnissen über die lokalen Gegebenheiten (z.B. regionale Standortwindverhältnisse, Akzeptanz der Eigentümer hinsichtlich der WEA) auch umfangreiches technisches Know-how, um die möglichen Einnahmen und deren Verteilung analog zu dem hier behandelten Beispiel abschätzen zu können. Wie bereits erwähnt, sind die Parameter dabei für jedes Windenergiegebiet individuell zu prüfen. So wurde beispielsweise Ende 2023 von »Preisexplosionen« an Windkraft-Standorten berichtet. Öffentliche Grundbesitzer forderten regional jährliche Nutzungsentgelte in Höhe von 460.000 € für einen Windkraftstandort anstelle bisher 50.000 bis 150.000 € (Schumacher 2023). Im hier behandelten Beispiel waren es 143.000 €. Auf der anderen Seite liegen die umsatzabhängigen Nutzungsentgelte in Bürgerwindparks zum Teil unter 10 % und sind gestaffelt. Vertiefte Einblicke in das aktuelle Marktgeschehen sind daher unerlässlich.

Durch die verstärkte Ausweisung von Windenergieflächen ist davon auszugehen, dass sich der Datenbestand über gehandelte Flächen in Zukunft deutlich verbessern wird. Diese Daten können zur Validierung des vorgestellten Modells über statistisch ermittelte Liegenschaftszinssätze genutzt werden und bei einer ausreichenden Anzahl von lokalen Verkaufsfällen auch zur Nutzung des Vergleichswertverfahrens.

Literatur

- Arge Landentwicklung – Bund-Länder-Arbeitsgemeinschaft Nachhaltige Landentwicklung (2013): Empfehlungen zum Umgang mit Windenergieanlagen in der Bodenordnung nach dem Flurbereinigungsgesetz. www.landentwicklung.de/fileadmin/sites/Landentwicklung/Dateien/Investive_Massnahmen/Energiewende/ArgeEmpfWindkraftanl12Aug13.pdf, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Bayerisches Landesamt für Statistik (2021): Pressemitteilung vom 20.07.2021. www.statistik.bayern.de/presse/mitteilungen/2021/pm208/index.html, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Bundesnetzagentur (2024): Beendete Ausschreibungen. www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Christ, B., Linke, H.J. (2014): Windenergieanlagen in der Raumordnung – landes- und regionalplanerische Ansätze. In: fub – Flächenmanagement und Bodenordnung, Heft 1/2014, 6–11.

- Drees, A. (2014): Flächenmobilisierung für Windparks durch innovative Ansätze der Bodenordnung. In: fub – Flächenmanagement und Bodenordnung, Heft 1/2014, 33–36.
- EnBW – Energie Baden-Württemberg AG (2022): Windenergie im Wald? – Ist Abholzen für Windräder klimafreundlich? www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/wind-im-wald.html, letzter Zugriff 16.01.2024.
- FA Wind – Fachagentur Windenergie an Land (2019): Nutzungsverträge für Windenergieprojekte – Die Entstehung und Ausgestaltung von Nutzungsverträgen bei der kommunalen Flächenbereitstellung für Windenergie. www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Hintergrundpapier_Nutzungsvertrage_fuer_Windenergie_04-2019.pdf, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Grigoleit, K. J., Engelbert, J., Strothe, L., Klanten, M. (2022): Booster für die Windkraft – Aspekte zur Beschleunigung der Windenergieplanung Onshore. In: NVwZ – Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht, Heft 8/2022, 512–518.
- Kment, M. (2022): Eine neue Ära beim Ausbau von Windenergieanlagen. In: NVwZ – Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht, Heft 16/2022, 1153–1159.
- 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, 275–287.
- Kötter, T., Kropp, S. (2014): Methodische und planungsrechtliche Möglichkeiten der Standortsteuerung von Windkraftanlagen durch Bauleitpläne. In: fub – Flächenmanagement und Bodenordnung, Heft 1/2014, 12–19.
- LEA Hessen – Landesenergieagentur Hessen (2022): Windprojekte in Windvorranggebieten – Steuerung und Beteiligung aus kommunaler Sicht. www.buergerforum-energiewende-hessen.de/mm/Windprojekte_Windvorranggebiete_Infopapier_nicht-barrierefrei.pdf, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Loibl, H. (2019): Windenergie – Genehmigungsfragen. Vorlesungsmaterial. www.paluka.de/fileadmin/user_upload/downloads/LO_Vorlesungen/Windenergie_Genehmigungsfragen_SS_2019.pdf, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Lorig, A., Berendt, L., Dielmann, R., Grosselindemann, A., Henkes, E., Lehmköster, A., Linke, E. H., Mitschang, T., Peter, A., Wienand, T., Wingerter, K. (2014): Behandlung von Windkraftanlagen in Bodenordnungsverfahren nach dem FlurbG. In: fub – Flächenmanagement und Bodenordnung, Heft 1/2014, 25–32.
- Ott, D. (2013): Erneuerbare Energien und Bodenordnung – praxisbezogene Fragen der Wertermittlung im Zusammenhang mit Windenergieanlagen. Masterthesis an der Hochschule Neubrandenburg. https://digibib.hs-nb.de/file/dbhsnb_derivate_0000001613/Masterthesis-Ott-2013.pdf, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Raschke, M., Roscher, M. (2022): Laues Lüftchen oder starke Brise? Zur Reform des Planungsrechts für Windenergieanlagen an Land. In: ZfBR – Zeitschrift für deutsches und internationales Bau- und Vergaberecht, Heft 6/2022, 531–539.
- Reuter, F. (2013): Windenergie – Bodenmarkt und Wertermittlungsaufgaben. Vortrag im Rahmen des Bonner Symposiums zum »Ausbau der Windkraft – sozialgerecht, umweltverträglich und effizient« am 25.07.2013. www.landentwicklung.de/fileadmin/sites/Landentwicklung/Dateien/Investive_Massnahmen/Energiewende/05-Reuter-Bodenmarkt_und_Wertermittlungsaufgaben.pdf, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Reuter, F. (2015): Methodik der Wertermittlung bei Grundstücken mit Anlagen erneuerbarer Energien am Beispiel von Windenergie, Photovoltaik und Biogas. Vortrag im Rahmen der Tagung »Wertermittlung nach dem Baugesetzbuch« des Instituts für Städtebau Berlin vom 18. bis 20.03.2015.
- Rheinschmitt, C., Köck, W. (2023): Implementation des Windflächenbedarfsgesetzes in den Ländern. Zum Stand der Umsetzung des 2 %-Flächenziels für die Windenergienutzung. In: DVBl – Deutsches Verwaltungsblatt, Heft 22/2023, 1389–1396.
- Scheidler, A. (2024): Planerische Steuerung von Windenergieanlagen auf Grundlage des Windflächenbedarfsgesetzes. In: RdL – Recht der Landwirtschaft, Heft 3/4 2024, 57–64.
- Schmidt-Eichstaedt, G. (2023): Die Festlegung von Windenergieflächen – Terminkalender und Pflichtenheft. In: ZfBR – Zeitschrift für deutsches und internationales Bau- und Vergaberecht, Heft 1/2023, 10–17.
- Schumacher, H. (2023): Pachtpreise für Windrad-Standorte vervierfacht: »Da ist die Gier ausgebrochen«. WiWo – Wirtschaftswoche vom 02.11.2023.
- Spannowsky, W. (2023): Beschleunigter Ausbau der Windkraft- und Photovoltaiknutzung und deren Folgen für die Raumordnungsplanung und Bauleitplanung. In: ZfBR – Zeitschrift für deutsches und internationales Bau- und Vergaberecht, Heft 1/2023, 18–27.
- Statista (2024): Anzahl der Wind-Vollaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2021 (in Stunden pro Jahr). <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-vollaststunden-nach-standorten-fuer-wea/>, letzter Zugriff 16.01.2024.
- Thiemann, K.-H., Hendricks, A. (2024): Grundsätzliche Aspekte zur Bewertung und Zuteilung von Windenergieflächen in Flurbereinigungsverfahren. In: zfv – Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement, Heft 2/2024, 76–89. DOI: 10.12902/zfv-0464-2024.
- Troff, H. (2022): Bewertung von Grundstücken mit Anlagen erneuerbarer Energien. 3. Auflage, Mgo Fachverlage, Kulmbach.

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 www.geodaeisie.info.