DEUTSCHE WINDGUARD

ZSW

Stiftung Umweltenergierecht

Bio Consult SH

Wissenschaftlicher Endbericht

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land

FKZ: 03MAP393

Berichtsnr.: SP23011A0

Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Dieser Bericht wurde erstellt durch:

Deutsche WindGuard	ZSW	BioConsult SH	SUER
Silke Lüers Anna-Kathrin Wallasch	Henning Jachmann	Esther Clausen Jennifer Lustig Jan Blew	Frank Sailer Dr. Nils Wegner

Bericht vom 22. Juni 2023
zuletzt bearbeitet und ergänzt am 14. Dezember 2023

Vorhabens-Konsortium:

Deutsche WindGuard GmbH Oldenburger Straße 65 26316 Varel	Zentrum für Sonnen-energie- und Wasser-stoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) Meitnerstr. 1 70563 Stuttgart	BioConsult SH GmbH & Co. KG Schobüller Str. 36 25813 Husum	Stiftung Umwelt-energierecht (SUER) Friedrich-Ebert-Ring 9 97072 Würzburg

Zusammenfassung

Der vorliegende wissenschaftliche Endbericht des Vorhabens zur „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG 2017[1] zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land" stellt die Arbeitsergebnisse der vier Projektpartner (Deutsche WindGuard, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), BioConsult SH und Stiftung Umweltenergierecht (SUER)) dar. Die Ergebnisse fassen die Arbeiten der Vorhabenslaufzeit zusammen. Die meisten Abschnitte beziehen wurden zum Berichtszeitpunkt im Sommer 2023 erstellt und beziehen sich auf den Datenstand bis Ende Q1 2023. Die Bearbeitung einiger Themenfelder erfolgte bereits zu Beginn der Vorhabenslaufzeit und die Ausführungen beziehen deshalb teils nicht die aktuellen Entwicklungen ein. An entsprechenden Abschnitten des Berichts wird dieser Umstand durch Hinweise auf den jeweiligen Bearbeitungszeitpunkt kenntlich gemacht. Einige Berichtsteile wurden auf Basis der ursprünglichen Datengrundlage im zweiten Halbjahr 2023 um ergänzende Auswertungen erweitert und redaktionell angepasst oder auf Aufgrund neuer Anforderungen ergänzt.

Marktentwicklung

Nach den zubaustarken Jahren für die Windenergie an Land zwischen 2014 bis 2017 waren in den folgenden Jahren historisch niedrige Zubauwerte zu verzeichnen. Insbesondere 2019 stellte mit nur 1 GW Leistungszubau einen deutlichen Einbruch dar. Ab 2020 steigt der Zubau wieder sukzessive an, im Jahr 2022 wurden 2,4 GW neue Windenergieanlagen an Land in Deutschland installiert.

Dabei hat sich die durchschnittliche Anlagenkonfiguration im Zeitverlauf erheblich verändert. Insbesondere ab 2021 zeigt sich ein starker Anstieg der durchschnittlichen Nennleistung, die 2020 noch bei 3,4 MW lag und 2022 auf 4,4 MW gestiegen ist. Weitere Steigerungen zeichnen sich bereits ab, bei den bekannten bezuschlagten und genehmigten Windenergieanlagen beträgt die durchschnittliche Nennleistung 4,9 MW. Auch die Anlagenhöhe ist im Zeitverlauf immer weiter angestiegen. So erreichte eine durchschnittliche Anlage im Inbetriebnahmejahr 2022 bei einer durchschnittlichen Nabenhöhe von 137 m und einem durchschnittlichen Rotordurchmesser von 138 m eine Gesamthöhe von 206 m. Die mittlere spezifische Flächenleistung sinkt seit 2018 nicht mehr erheblich weiter, sondern bewegt sich zwischen 290 und 300 W/m^2.

Im Jahr 2019 wurden weniger als 100 MW Windenergieleistung stillgelegt. In den darauffolgenden Jahren stieg die stillgelegte Menge auf knapp 300 MW. Der Großteil alter

[1] Weiterführung der Regelungen zum Erfahrungsbericht finden sich in § 99 EEG 2021 bzw. § 99 EEG 2023

Anlagen, die vor 2003 installiert wurden und ihren Vergütungsanspruch nach EEG bereits verloren haben, befindet sich noch in Betrieb. Die Rückbaumengen können erheblich steigen, wenn diese Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Auch zunehmende Anreize fürs Repowering können zu steigenden Rückbauzahlen führen.

Gemäß dem MaStR beläuft sich der Anlagenbestand in Deutschland zum Ende des ersten Quartals 2023 auf 28.463 WEA mit einer kumulierten Leistung von 58.553 MW. Die installierte Leistung steigt dabei schneller als die Anlagenanzahl. Absolut weist Niedersachen den höchsten Leistungs- und Anlagenbestand auf, bezogen auf die Landesfläche (Stadtstaaten ausgenommen) wird durch Schleswig-Holstein der höchste Leistungsbeitrag geliefert. Die Stromerzeugung des Gesamtportfolios der Windenergie an Land in Deutschland lag 2022 bei etwa 101 TWh. Obwohl in der Vergangenheit bereits höhere Werte erreicht wurden, überstieg die Erzeugung 2022 jene des vergleichsweise schlechten Windjahrs 2021 deutlich.

Seit dem Tiefpunkt von etwa 1,0 GW genehmigter Leistung in 2017 hat sich die Situation bis zum Jahr 2021 mit Genehmigungen in Höhe von 4,2 GW deutlich erholt. Im Jahr 2022 konnte allerdings keine weitere Steigerung der Genehmigungszahlen erreicht werden. Im Jahr 2023 wurden im ersten Quartal bereits 1,6 Gigawatt neue Genehmigungen erfasst. Im Betrachtungszeitraum von 2019 bis Ende März 2023 entfallen die meisten neuen Genehmigungen auf die vier Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Brandenburg.

Seit Mai 2017 schreibt die Bundesnetzagentur die Förderung von Windenergieanlagen an Land im Rahmen technologiespezifischer Ausschreibungen aus. Bis März 2023 wurde in 28 Gebotsrunden eine Leistung von 25,1 GW ausgeschrieben und Zuschläge im Umfang von 17,6 GW erteilt. Seit 2018 die Teilnahmeoptionen für nicht genehmigte Projekte ausgesetzt wurden, sind die Ausschreibungen regelmäßig unterzeichnet. Nur in wenigen Runden wurde Wettbewerb festgestellt.

Projektverlauf

Der Verlauf eines Windenergieprojekts erstreckt sich von der Projektentwicklung bis zum Rückbau einer Windenergieanlage. Die Projektentwicklung umfasst die Projektplanung, die Genehmigungsphase so wie die Realisierungsphase und endet mit der Inbetriebnahme der Anlage. Der Zeitraum, der zwischen der Genehmigung einer Windenergieanlage und ihrer Inbetriebnahme vergeht, hat sich seit Einführung der Ausschreibung erheblich verlängert. Dauerte es zwischen 2011 und 2017 im Durchschnitt noch 11 bis 13 Monate bis eine Anlage nach ihrer Genehmigung in Betrieb ging, so waren es im Zeitraum 2018 bis Ende März 2023 im Mittel 19 bis 28 Monate. Ist die Inbetriebnahme schließlich erfolgt, beginnt die Phase des Anlagenbetriebs und der Vermarktung. Das EEG eröffnet Anlagenbetreibern unterschiedliche Vermarktungswege. Üblich für Windenergieanlagen ist die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie. Der Anspruch auf den geförderten Betrieb endet 20 Jahre nach der Inbetriebnahme. Ab diesem Zeitpunkt müssen Anlagen im Weiterbetrieb den Strom, beispielsweise über PPAs, ungefördert vertreiben. Am Ende der Projektlebensdauer steht die

Stilllegung und der Rückbau der Windenergieanlage. Das mittlere Stilllegungsalter stieg von 17 Jahren im Jahr 2017 auf durchschnittlich 21 Jahre in den Jahren 2021 und 2022. Idealerweise werden zurückgebaute Windenergieanlagen durch neue ersetzt. Das damit erfolgende Repowering erhält Flächen, die sich bereits für die Windenergienutzung etabliert haben und wird seit 2023 durch gesetzliche Anpassungen verstärkt angereizt.

Instrumente der Marktsteuerung

Die technologiespezifischen Ausschreibungen sind das zentrale Steuerungsinstrument für den Ausbau der Windenergie an Land. Ausgenommen davon sind Pilot-Windenergieanlagen, Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften und Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1 MW (bis Ende 2022: 750 kW). Für diese Anlagen können Betreiber ohne eine Teilnahme an den Ausschreibungen einen Zahlungsanspruch aus dem EEG geltend machen. In den Jahren 2018 bis 2020 bestand ergänzend die Möglichkeit, in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen einen Zuschlag zu erhalten. Seit 2020 können sich die Betreiber zudem an den Innovationsausschreibungen beteiligen. Nicht zuletzt aufgrund der hohen Zuschlagswahrscheinlichkeit in den technologiespezifischen Ausschreibungen spielen bzw. spielten die alternativen Ausschreibungen bislang nur eine untergeordnete Rolle.

Für die technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergie an Land sind neben den Ausschreibungsmengen weitere technologiespezifische Regelungen angelegt. Das Netzausbaugebiet begrenzte von 2017 bis 2020 den Zubau in bestimmten Landkreisen im Norden Deutschlands, um die weitere Verschärfung von Netzengpässen zu vermeiden. Ab 2021 sollte es durch die Südquote als Steuerungsinstrument für die regionale Verteilung ersetzt werden, die jedoch nicht notifiziert und mit dem EEG 2023 schließlich wieder gestrichen wurde. Das Referenzertragsmodell trägt dem Umstand Rechnung, dass die Voraussetzungen für die Nutzung der Windenergie in Deutschland stark variieren und gleicht Unterschiede anteilig aus, um Standorten mit niedrigerer Standortgüte (und höheren Kosten je kWh) die Abgabe wettbewerbsfähiger Gebote zu ermöglichen. Als Teilnahmevoraussetzungen für die technologiespezifischen Ausschreibungen ist seit 2018 eine vorliegende und mindestens vier Wochen vor dem Gebotstermin im Marktstammdatenregister erfasste Genehmigung erforderlich. Weiterhin muss eine finanzielle Sicherheit von 30 EUR/kW geleistet werden. Die Höhe der Zuschläge wird weiterhin durch gesetzlich festgelegte Höchstwerte begrenzt, die mehrfach durch Festlegungen von der Bundesnetzagentur auf Basis der Kostenentwicklung angepasst worden sind. Die Zuschläge werden im Gebotspreisverfahren an die niedrigsten Gebote bezogen auf den 100 %-Standort vergeben. Abweichend davon galt bis zum Inkrafttreten des EEG 2023 für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) das Einheitspreisverfahren. Die Realisierungsfrist beträgt grundsätzlich 30 Monate, wobei nur die Realisierung innerhalb von 24 Monaten pönalfrei ist. Daneben existierten im Laufe der Zeit verschiedene Sonderregelungen zur Verkürzung bzw. Verlängerung der Fristen. Die Ausnahmen für BEG-Projekte ohne Genehmigung, die eine Realisierungsfrist von 54 Monaten haben, wurden Anfang 2018 ausgesetzt und später gänzlich gestrichen.

Betrachtet man die in Deutschland auftretenden Standortgüten anhand der im Marktstammdatenregister erfassten Windenergieanlagen, zeigt sich, dass Standorte mit einer Standortgüte von über 120 % quasi nicht vorkommen, und dass lediglich 3 % der Standorte eine Standortgüte von über 100 % aufweisen. Standorte, die den Bereich von 100 % und höher erreichen, sind somit als sehr gute Standorte zu bezeichnen. Der absolute Großteil der Projekte liegt zwischen 60 und 90 % Standortgüte. Die Untergrenze, bis zu der die Korrekturfaktoren des Referenzertragsmodells differenziert werden, wurde ausgehend von 70 % im EEG 2017 auf 60 % im EEG 2021 gesenkt. Für Anlagen in der Südregion ist der Differenzierungsbereich mit dem EEG 2023 schließlich nochmals bis zu einer Standortgüte von 50 % ausgeweitet worden.

Ökonomische Aspekte

Im Rahmen des Vorhabens werden regelmäßig die Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land ermittelt. In der aktuellen Kostenbetrachtung wird auf Basis mehrerer Kostendatenerhebungen die Kostenstruktur für die Betrachtungszeiträume 2019 bis 2021 und 2022 bis 2025 ermittelt.

Seit 2021 sind die Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inklusive Transport und Installation) erheblich angestiegen. Die aktuell durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten wurden je Kilowatt installierter Leistung differenziert nach Leistungs- und Gesamthöhenklasse bestimmt. Zum Beispiel liegen die Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung für Anlagen der 3 bis <4 MW-Klasse mit einer Gesamthöhe von 150 bis 200 m im Mittel bei 1.180 €. Für Anlagen der 4 bis <5 MW-Klasse in derselben Höhenklasse fallen im Mittel 1.120 €/kW an. In der 5 bis 6 MW-Klasse bei einer Gesamthöhe von 200 bis 250 m betragen die Investitionskosten durchschnittlich 1.080 €/kW. Festzustellen sind Skaleneffekte hinsichtlich der Anlagenleistung – mit zunehmender Anlagenleistung fallen niedrigere Kosten je kW an. Mit zunehmender Nabenhöhe steigen die Kosten.

Die Investitionsnebenkosten fallen zusätzlich zu den Hauptinvestitionskosten an. Sie umfassen neben den Kosten für Fundament, Netzanbindung, Infrastruktur und Kompensation auch die Planungskosten. Die ermittelten durchschnittlichen spezifischen Investitionsnebenkosten für Projekte mit Inbetriebnahme in 2022 bis 2025 liegen bei nominal 546 €/kW. Nominal sind die Kosten damit im Vergleich zum vorgelagerten Betrachtungszeitraum (2019-2021) weiter gestiegen, vor dem Hintergrund der hohen Inflation relativiert sich dies: Real konnten die mittleren erwarteten Investitionsnebenkosten gesenkt werden.

Die durchschnittlichen Betriebskosten in der ersten Dekade werden für die heute installierten Anlagen in Höhe von 44 €/kW für beide Betrachtungszeiträume erwartet. Für die zweite Betriebsdekade werden im Rahmen der Projektentwickler-Befragung erwartete Kosten in Höhe von 55 bzw. 53 €/kW angegeben. Nominal zeigt sich somit kaum eine Veränderung der erwarteten Kosten. Real sind die deutlichen Kostensenkungen durch Skaleneffekte aufgrund der immer größer werdenden Anlagen zu begründen.

Die Finanzierung der Projekte erfolgte im Betrachtungszeitraum 2019 bis 2021 mit hohen Fremdkapitalanteilen und niedrigen Fremdkapitalzinsen. Die Lage am Finanzmarkt hat sich

jedoch deutlich geändert. Die dynamische Entwicklung der Zinsmärkte ändert auch die Finanzierungskonditionen für Windenergieprojekte. So werden für den Inbetriebnahmezeitraum 2022 bis 2025 mittlere Fremdkapitalzinsen von über 5 % sowie erhöhte Eigenkapitalanteile angesetzt.

Die auf Basis der geschilderten Daten und Grundannahmen berechneten durchschnittlichen Stromgestehungskosten liegen am 100 %-Standort für den Zeitraum 2022 bis 2025 bei 6,2 ct/kWh. An Standorten mit niedrigerer Standortgüte (niedrigerer Energieertrag im Verhältnis zum Energieertrag am Referenzstandort) sind höhere Kosten zu verzeichnen. So wurden beispielsweise für einen 60 %-Standort, der 2022 bis 2025 in Betrieb genommen wird, Stromgestehungskosten von 9,9 ct/kWh ermittelt. Projektspezifisch können die Stromgestehungskosten deutlich von den ermittelten mittleren Kosten abweichen – Gründe liegen einerseits in der teils sehr großen Standardabweichung bei den einzelnen Kostenbestandteilen und andererseits im Bereich der Technologieauswahl, die oftmals durch projektspezifische Restriktionen eingeschränkt ist.

Die Gesamthöhe der aktuell und zukünftig gebauten Anlagen auf dem Stand der Technik liegt bei über 200 m. Um die verfügbaren Standorte optimal zu nutzen, ist es erforderlich, entsprechende Anlagen zu genehmigen und zu realisieren. Standorte, an denen dies nicht möglich ist, sind im Nachteil. Die modernen Anlagentypen können hinsichtlich der Hauptinvestitionskosten gegenüber Anlagen mit geringerer Nennleistung Vorteile erzielen. Zudem werden höhere Energieerträge erzielt. Trotz der zunehmenden Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen mit großer Nabenhöhe und niedriger spezifischer Flächenleistung sinken die Stromgestehungskosten deshalb bei der Nutzung entsprechender Anlagen.

Seit dem Einbruch des Wettbewerbs in den Ausschreibungen orientierten die Bieter ihre Gebote stark an den geltenden Höchstwerten. Die mittleren, mengengewichteten Zuschlagswerte lagen im Betrachtungszeitraum nur geringfügig unter dem jeweiligen Höchstwert, der langsam von 6,2 ct/kWh im Jahr 2019 auf 5,88 ct/kWh im Jahr 2022 gesunken ist. Für das Jahr 2023 erhöhte die BNetzA als Reaktion auf die branchenübergreifenden Kostensteigerungen die Höchstwerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen um 25 % auf 7,35 ct/kWh.

Die aus den Kostenparametern resultierenden Stromgestehungskosten werden vorrangig durch die geförderte Direktvermarktung des Windstroms gedeckt. Dabei erhalten die Anlagen nach Teilnahme an den Ausschreibungen eine projektspezifische, wettbewerblich festgelegte Marktprämie, wenn die durchschnittlichen Referenzmarktwerte für die Windenergie geringer sind als die spezifischen anzulegenden Werte. Liegen die durchschnittlichen Marktwerte, wie im Jahr 2022 beobachtet, über den anzulegenden Werten, wird keine Marktprämie gezahlt.

Artenschutzrechtliche Aspekte

Der Artenschutz (insbesondere das Tötungsverbot nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) wird häufig als Konflikt gesehen, welcher dem Ausbau der Windenergie entgegensteht bzw. Planungsprozesse verzögert und erschwert. Zum Zeitpunkt des Projektstarts (2019) wurde der

besondere Artenschutz von den Bundesländern nahezu ohne bundesrechtliche Konkretisierung der Vorgaben vollzogen, so dass nahezu jedes Bundesland seine eigenen Erlässe, Leitfäden oder Arbeitshilfen, welche sich teilweise stark unterschieden, hatte und auch nach wie vor hat. Im Themenbereich „Artenschutzrechtliche Aspekte" wurden artenschutzfachliche und artenschutzrechtliche Hemmnisse aufgezeigt, welche durch die Berücksichtigung des Artenschutzes begründet sind, sowie fachliche und rechtliche Lösungsoptionen zur Stärkung der Vereinbarkeit zwischen Artenschutz und dem Ausbau von Windenergie an Land dargestellt. Wenn sich das Tötungsrisiko für eine windkraftsensible Vogelart durch Bau und Betrieb einer Windenergieanlage signifikant erhöht und dieser Konflikt nicht durch Verminderungs-/Vermeidungsmaßnahmen gelöst werden kann, war bisher eine geplante Windenergieanlage – vorbehaltlich der Ausnahmemöglichkeit gemäß § 45 BNatSchG – nicht genehmigungsfähig. Zur Verminderung und Vermeidung standen fachlich anerkannte Schutzmaßnahmen (hierunter fallen auch sog. Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen) wie beispielsweise Bauzeitenregelungen, Ablenkungsmaßnahmen, Betriebsregulierung und in einigen Fällen Änderungen an den Außenmaßen der Windenergieanlage (Gesamthöhe, unterer Rotordurchgang) zur Verfügung. Für umzusetzende Schutzmaßnahmen liegen jedoch hinsichtlich ihrer Wirksamkeit nicht in allen Fällen abschließend belastbare Forschungsergebnisse vor. Bis zur Novellierung des BNatSchG 2022 hatte jedes Bundesland eigene Bewertungsmethoden sowie ebenfalls individuelle Regionalplanungsansätze.

Der Großteil der Untersuchungen zu diesem Themenkomplex erfolgte bereits zu Beginn der Vorhabenslaufzeit. Im Sommer 2022 war daher absehbar, dass sowohl die gesetzlichen Grundlagen als auch die Zielsetzung des Projekts von den aktuellen rechtlichen Änderungen (Novellierung BNatSchG) überholt sein werden. Die Untersuchungen in diesem Bericht erfolgten vor diesen Änderungen und berücksichtigen diese hier daher allenfalls stellenweise. Durch den neuen § 45b BNatSchG gibt es nunmehr bundeseinheitliche Regelungen zur Bewertung des Tötungsverbots bei kollisionsgefährdeten Brutvögeln. Mit einer Liste von 15 Brutvogelarten wurde im Hinblick auf ihre Kollisionsgefährdung eine allgemeingültige und abschließende Auswahl an Brutvogelarten getroffen, wonach die signifikante Risikoerhöhung hinsichtlich des Tötungs- und Verletzungsrisikos zunächst primär aufgrund der Abstände der Brutplätze zur Windenergieanlagen-Planung zu bewerten sind. Im zentralen Prüfbereich besteht die Möglichkeit, eine signifikante Risikoerhöhung auf der Grundlage einer Habitatpotentialanalyse (HPA) zu widerlegen. Somit entfällt die deutlich aufwändigere Raumnutzungsanalyse (RNA) im Regelfall vollständig, es sei denn, der Vorhabenträger möchte diese durchführen. Hiermit wurde ein Grundstein für die Beschleunigung des Windenergieausbaus unter Berücksichtigung des Artenschutzes gelegt, unter anderem durch den Wegfall der Raumnutzungsanalyse sowie den erstmalig bundesweit einheitlichen Regeln für die Bewertung des Tötungsverbots bei kollisionsgefährdeten Brutvögeln. Hinsichtlich anderer Bereiche fehlt es bislang an einer solchen Vereinheitlichung auf Bundesebene (z. B. hinsichtlich Bestandserfassung, Störungs-/Beschädigungs-/Zerstörungsverbot, Ansammlungen, Vogelzug, Fledermäuse und andere FFH-Arten, nachträgliche Ansiedlung, Anlagenerrichtung).

Bereits ein halbes Jahr später trat auf EU-Ebene die „Verordnung zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien" (EU-NotfallVO, Verordnung EU 2022/2577) in Kraft, welche nochmals zur Beschleunigung beitragen soll; in Folge von Art. 6 dieser EU-NotfallVO wurde im § 6 Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) festgelegt, dass für die Genehmigung von WEA in ausgewiesenen „Windenergiegebieten" (gemäß § 2 WindBG) eine artenschutzrechtliche Prüfung nicht durchzuführen ist; ggf. notwendige Schutzmaßnahmen werden aufgrund vorhandener Daten festgelegt oder es wird, wenn dies aufgrund bspw. veralteter oder nicht geeigneter Daten nicht möglich ist, eine Ersatzzahlung in Geld geleistet.

Die Anwendung artenschutzrechtlicher Vorgaben ist mit großen Unsicherheiten und einer uneinheitlichen Handhabung in den Bundesländern verbunden. Die hier maßgeblichen Fragen, vor allem im Hinblick auf die signifikante Erhöhung des Tötungsrisikos, richteten sich primär nach außerrechtlichen naturschutzfachlichen Kriterien, die bis zur BNatSchG-Novelle – und für die nicht im Zuge dieser Novelle vereinheitlichten Bereiche auch weiterhin – normativ nicht weiter konkretisiert wurden und zu denen in Fachkreisen und Wissenschaft bislang häufig keine allgemeine Meinung über die fachlichen Zusammenhänge und die im Einzelfall anzuwendenden Ermittlungsmethoden besteht. Gesetzgeberische Handlungsinstrumente für eine Standardisierung im besonderen Artenschutzrecht können neben Regelungen im Gesetz selbst (wie im Zuge der BNatSchG-Novelle) auch Verwaltungsvorschriften oder Rechtsverordnungen darstellen. Bei der artenschutzrechtlichen Ausnahmeregelung könnten Konkretisierungen bei den einzelnen Anforderungen erwogen werden, wie sie jetzt teils auch über die BNatSchG-Novelle bereits erfolgt sind. Es wurde aufgezeigt, ob, und wenn ja, wo der Artenschutz zu Planungshemmnissen oder rechtlichen Unklarheiten führt und wie Lösungsmöglichkeiten aussehen könnten.

Weitere Aspekte

Der Ausbau der Windenergie an Land wird von vielen weiteren Aspekten beeinflusst. Im abschließenden Teil des Berichts werden einzelne Themenfelder aufgegriffen und ihr Einfluss auf die Windenergie in Deutschland beschreiben. Die Technologieentwicklung bestimmt, welche Anlagen für den weiteren Ausbau vorhanden sind, während die Flächenziele und -Potenziale die verfügbare Fläche bestimmen. Die Bebauungsdichte beeinflusst, wie die Flächen genutzt werden können. Die für fast alle Windenergieanlagen vorgesehene bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung wird verzögert umgesetzt. Die Bedeutung des Genehmigungshemmnis der flugbetrieblichen Funknavigationsanlagen wurde durch aktuelle Entscheidungen deutlich reduziert. Die kommunale Beteiligung am Windenergieausbau wurde verbessert, Wirkungen können jedoch noch nicht quantifiziert werden.

Summary

This final report of the project "Preparation and support in the preparation of a progress report in accordance with Section 97 EEG 2017[2] on the sector onshore wind energy" presents the results of the work of the four project partners (Deutsche WindGuard, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), BioConsult SH and Stiftung Umweltenergierecht (SUER)). The results summarize the work carried out during the project period. Most of the sections refer to the data available up to the end of Q1 2023 at the time of the report in summer 2023. Some topics were already being worked on at the beginning of the project period and the explanations therefore do not include current developments in some cases. This circumstance is indicated in the relevant sections of the report by references to the respective processing date. Some parts of the report were expanded and editorially adjusted in the second half of 2023 on the basis of the original data set or added based on new requirements.

Market development

After the strong years for onshore wind energy between 2014 and 2017, the following years saw historically low new capacity additions. In particular, 2019 represented a significant slump with only 1 GW of capacity added. From 2020 onwards, the addition of new capacity gradually increased again, and in 2022 2.4 GW of new onshore wind turbines were installed in Germany.

The average turbine configuration has changed considerably over time. From 2021 onwards in particular, there was a sharp increase in the average rated output, which was still 3.4 MW in 2020 and rose to 4.4 MW in 2022. Further increases are already becoming apparent; the average rated output of the known wind turbines that have been awarded and approved is 4.9 MW. The height of the turbines has also continued to increase over time. For example, in 2022, the year of commissioning, an average turbine will reach a total height of 206 m with an average hub height of 137 m and an average rotor diameter of 138 m. Since 2018, the average specific capacity has not continued to decrease significantly, but ranges between 290 and 300 W/m².

In 2019, less than 100 MW of wind energy capacity were decommissioned. In the following years, the quantity decommissioned rose to just under 300 MW. The majority of old turbines that were installed before 2003 and have already lost their entitlement to remuneration under the EEG are still in operation. The decommissioning quantities may increase considerably when these turbines reach the end of their lifetime. Increasing incentives for repowering can also lead to rising dismantling figures.

[2] Continuation of the regulations on the experience report can be found in § 99 EEG 2021 or § 99 EEG 2023.

According to the MaStR, the installed base in Germany at the end of the first quarter of 2023 amounts to 28,463 WTs with a cumulative capacity of 58,553 MW. The installed capacity is increasing faster than the number of turbines. In absolute terms, Lower Saxony has the highest output and number of turbines, but in relation to the area of the state (excluding city states), the highest output contribution is provided by Schleswig-Holstein. The electricity generation of the total portfolio of onshore wind energy in Germany was about 101 TWh in 2022. Although higher values have been achieved in the past, the generation in 2022 clearly exceeds that of the comparatively poor wind year 2021.

Since the low point of around 1.0 GW of approved capacity in 2017, the situation recovered significantly by 2021 with approvals amounting to 4.2 GW. In 2022, however, no further increase in the number of approvals could be achieved. In 2023, 1.6 gigawatts of new permits were already recorded in the first quarter. In the period under review from 2019 to the end of March 2023, most of the new approvals are accounted for by the four federal states of North Rhine-Westphalia, Lower Saxony, Schleswig-Holstein, and Brandenburg.

Since May 2017, the Federal Network Agency has been tendering the subsidisation of onshore wind turbines within the framework of technology-specific tenders. By March 2023, a capacity of 25.1 GW had been put out to tender in 28 bidding rounds and awards totalling 17.6 GW had been made. Since participation options for unapproved projects were suspended in 2018, tenders have been regularly undersubscribed. Competition was only identified in a few rounds.

Project history

The course of a wind energy project extends from project development to the dismantling of a wind turbine. Project development includes project planning, the approval phase, and the implementation phase, and ends with the commissioning of the wind turbine. The period between the approval of a wind turbine and its commissioning has lengthened considerably since the introduction of the tendering process. While between 2011 and 2017 it took an average of 11 to 13 months for a turbine to go into operation after it was approved, in the period from 2018 to the end of March 2023 the average is 19 to 28 months. Once commissioning has finally taken place, the phase of plant operation and marketing begins. The EEG allows turbine operators to use different marketing channels. The usual option for wind turbines is subsidised direct marketing with a market premium. The entitlement to subsidised operation ends 20 years after commissioning. From this point on, plants in continued operation must sell the electricity unsubsidised, for example via PPAs. At the end of the project lifetime, the wind turbine is decommissioned and dismantled. The average decommissioning age rose from 17 years in 2017 to an average of 21 years in 2021 and 2022. Ideally, dismantled wind turbines are replaced by new ones. The resulting repowering preserves areas that are already established for wind energy use and will be increasingly stimulated by legal adjustments beginning in 2023.Instruments of market governance

The technology-specific tenders are the central control instrument for the development of onshore wind energy. Pilot wind turbines, turbines of citizens' energy companies and turbines

with an installed capacity of up to and including 1 MW (until 2023: 750 kW) are excluded. For these installations, operators can claim payment under the EEG without participating in the tenders. In the years 2018 to 2020, there was also the possibility of being awarded a contract in the joint tenders for onshore wind turbines and solar installations. Since 2020, operators have also been able to participate in the innovation tenders. Not least because of the high award probability in the technology-specific tenders, the alternative tenders have so far only played a minor role.

In addition to the tender volumes for the technology-specific tenders for onshore wind energy, further technology-specific regulations have been defined in the EEG. From 2017 to 2020, the grid expansion area limited the expansion in certain districts in the north of Germany in order to avoid further aggravation of grid bottlenecks. From 2021, it was to be replaced by the southern quota as a steering instrument for regional distribution, but this was not notified and was finally cancelled again with the EEG 2023. The reference yield model takes into account the fact that the conditions for the use of wind energy vary greatly in Germany and compensates for differences to enable sites with lower site quality (and higher costs per kWh) to submit competitive bids. Since 2018, the prerequisite for participation in the technology-specific tenders has been a permit that is available and recorded in the market master data register at least three weeks before the bid date. Furthermore, a financial guarantee of 30 EUR/kW must be provided. The amount of the surcharges continues to be limited by maximum values, which since 2018 have primarily been determined by the Federal Network Agency. The surcharges are awarded in the bid price procedure to the lowest bids in relation to the 100% site. In deviation from this, the standard price procedure applied to citizen energy companies until the entry into force of the EEG 2023. The realisation period is generally 30 months, whereby only realisation within 24 months is exempt from penalties. In addition, over time there have been various special regulations to shorten or extend the deadlines. The exceptions for citizens' energy projects without approval, which have a realisation period of 54 months, were suspended at the beginning of 2018, and later completely abolished.

Economic aspects

Within the scope of the project, the LCOE of onshore wind energy projects are determined on a regular basis. In the current cost analysis, the cost structure for the periods under consideration 2019 to 2021 and 2022 to 2025 is calculated based on several cost data surveys.

Since 2021, the main investment costs (wind turbine including transport and installation) have increased significantly. The average main investment costs were determined per kilowatt of installed capacity, differentiated by capacity and total height class of the turbines. For example, the main investment costs per kilowatt for turbines in the 3 to <4 MW class with a total height of 150 to 200 m are on average €1,180. For plants in the 4 to <5 MW class in the same height class, the average cost is 1,120 €/kW. In the 5 to 6 MW class with a total height of 200 to 250 m, the investment costs average 1,080 €/kW. Economies of scale can be observed with regard to the turbine output - with increasing turbine output, lower costs per kW are incurred. The costs increase with increasing hub height.

Ancillary investment costs occur in addition to the main investment costs. In addition to the costs for foundations, grid connection, infrastructure, and compensation, they also include planning costs. The calculated average specific incidental investment costs for projects with commissioning in 2022 to 2025 are nominally 546 €/kW. In nominal terms, the costs have thus risen further compared to the upstream period under consideration (2019-2021), but this is put into perspective against the backdrop of high inflation: In real terms, the average expected incidental investment costs were reduced.

The average operating costs in the first decade are expected to be €44/kW for both periods under consideration for the plants installed today. For the second decade of operation, the project developer survey indicates expected costs of 55 and 53 €/kW. In nominal terms, there is hardly any change in the expected costs. In real terms, the significant cost reductions can be explained by economies of scale due to the larger turbines.

The projects were financed in the period under review from 2019 to 2021 with a high proportion of debt capital and low interest rates on debt capital. However, the situation on the financial market has changed significantly. The dynamic development of the interest rate markets is also changing the financing conditions for wind energy projects. For the commissioning period from 2022 to 2025, average interest rates on borrowed capital of over 5 % and increased equity capital shares are being applied.

The average levelised cost of energy calculated based on the data and basic assumptions described is 6.2 ct/kWh at the 100% site for the period 2022 to 2025. At sites with lower site quality (lower energy yield in relation to the energy yield at the reference site), higher costs are reported. For example, LCOE of 9.9 ct/kWh was calculated for a 60 % site that will be commissioned between 2022 and 2025. For specific projects, the levelised cost of energy can deviate significantly from the calculated average costs - the reasons for this are, on the one hand, the sometimes very large standard deviation of the individual cost components and, on the other hand, the choice of technology, which is often limited by project-specific restrictions.

The average total height of the current and future state-of-the-art wind turbines is over 200 metres. In order to make optimal use of the available sites, it is necessary to approve and realise appropriate turbines. Sites where this is not possible are at a disadvantage. The modern turbine types can achieve advantages in terms of the main investment costs compared to turbines with a lower nominal output. In addition, higher energy yields are achieved. Despite the increasing main investment costs for wind turbines with large hub heights and low specific surface power, the electricity production costs therefore fall when using corresponding turbines.

Since competition in the tenders dropped, bidders have strongly oriented their bids towards the applicable maximum values. The average, volume-weighted award values were only slightly below the respective maximum value during the period under review, which gradually fell from 6.2 ct/kWh in 2019 to 5.88 ct/kWh in 2022. For 2023, the BNetzA increased the maximum values in the technology-specific tenders by 25 % to 7.35 ct/kWh in response to the cross-industry cost increases.

The LCOE resulting from the cost parameters are predominantly covered by the subsidised direct marketing of wind power. After participating in the tenders, the plants receive a project-specific, competitively determined market premium if the average reference market values for wind energy are lower than the specific values to be applied. If the average market values, as observed in 2022, are higher than the values to be applied, no market premium is paid.

Aspects of species protection

The protection of species (in particular the prohibition of killing according to § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) is often seen as a conflict that opposes the expansion of wind energy or delays and complicates planning processes. At the start of the project (2019), the special protection of species was regulated by the federal states; almost every federal state had its own decrees, guidelines or working aids, some of which differed greatly. The aim of the chapter "Aspects of species protection law" is to describe and explain the obstacles that are justified by the consideration of species protection. The aim is also to strengthen professional solutions and the compatibility between species protection and the development of onshore wind energy development.
If the risk of killing a wind-sensitive bird species is significantly increased by the construction and operation of a wind turbine - as according to German law (BNatSchG) and this conflict cannot be solved by mitigation/avoidance measures, a planned wind turbine was previously not eligible for approval - subject to the possibility of exemption under § 45 BNatSchG. For mitigation and avoidance, effective measures (including so-called mitigation and avoidance measures) were available, such as construction schedules, distraction measures, operational regulations and, in some cases, changes to the external dimensions of the wind turbine (overall height, lower rotor passage). However, there are not always robust research results available on the effectiveness of the protective measures. Until the amendment of the BNatSchG, each federal state had its own baseline studies and evaluation methods as well as individual regional planning approaches.

The majority of the research on this topic was carried out at the beginning of the of the project. It was evident in summer of 2022 that both the legal basis and the objective of the project, respectively, would be overtaken by the current legal changes (amendment to the BNatSchG). Through the § 45b BNatSchG a list of breeding birds sensitive to collision was established nationwide. With this list of 15 breeding bird species, a generally valid and conclusive selection was made; the assessment, whether a breeding pair of this list is subject to a significantly increased risk of collision (=killing) is based solely with regard due to the distances of the breeding sites to the wind turbine planning. Thus, the flight activity (spatial use) analysis is not mandatory, unless the developer wishes to conduct it. These changes laid the foundation for accelerating wind energy development still taking species protection into account.

In addition, six months later, the “Council Regulation (EU) 2022/2577 of 22 December 2022 laying down a framework to accelerate the deployment of renewable energy” came into force, which should once again contribute to acceleration; as a result, § 6 of the Wind Energy Area Requirements Act (WindBG) stipulates that an Environmental Impact Assessment, which

includes the species protection assessment, does not have to be carried out for applications for wind turbines in designated "wind energy areas" (according to § 2 WindBG); protective measures will be determined on the basis of existing data or, if this is not possible due to e.g. outdated or unsuitable data, a monetary compensation payment will be made.

The application of species protection regulations is associated with several uncertainties. The relevant questions regarding the significant increase in the risk of killing and, in part, also the granting of an exemption under species protection law, are primarily based on other criteria relating to nature conservation, which have not yet been further specified in normative terms. Neither among experts nor among scientist there is also no consolidated opinion yet to the baseline methods and the assessment methods to be applied in individual cases. Legislative instruments for standardization in the special species protection law could be administrative regulations or legal ordinances. In the case of species protection law exemptions, concretization of the individual requirements could be considered. It was shown whether and where species protection leads to planning obstacles or legal ambiguities; possible solutions are presented.

Other aspects

The development of onshore wind energy is influenced by many other aspects. In the concluding part of the report, individual topics will be singled out and their impact on wind energy in Germany will be described. Technology development determines which turbines are available for further expansion, while land targets and potential determine the available area. The density of development influences how the areas can be used. The Aircraft Detection Lighting Systems requirement for almost all wind turbines, is being implemented with delays. The significance of the approval obstacle of rotating radio beacons has been significantly reduced by recent decisions. Financial participation of municipalities in wind energy development has been improved, but effects cannot yet be quantified.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung ..... **III**

Summary ..... **X**

Inhaltsverzeichnis ..... **XVI**

Abbildungsverzeichnis ..... **XXVI**

Tabellenverzeichnis ..... **XXXII**

1. Einleitung **34**

2. Marktentwicklung **35**

2.1. Installierte Leistung und Anlagenanzahl 36
2.1.1. Zubau 36
2.1.2. Rückbau 43
2.1.3. Bestand 46
2.1.4. Genehmigungssituation 51
2.1.5. Ausschreibungsergebnisse 54

2.2. Technologie 66
2.2.1. Nennleistung 67
2.2.2. Anlagenhöhe 68
2.2.3. Spezifische Flächenleistung 70
2.2.4. Hersteller und Anlagentypen 71

2.3. Stromerzeugung 73
2.3.1. Strommengen 74
2.3.2. Volllaststunden 78

2.4. Erwartete Marktentwicklung bis 2030 80
2.4.1. Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden 82
2.4.2. Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Stilllegungen 85
2.4.3. Mögliche zukünftige Stromerzeugung der Windenergie an Land 88
2.4.4. Weitere Szenarien zur zukünftigen Stromerzeugung der Windenergie an Land 90

2.5. Internationale Entwicklung 95

3. Projektverlauf **97**

3.1. Projektentwicklung 97
3.1.1. Projektplanung 97
3.1.2. Genehmigungsphase 98
3.1.3. Realisierungsphase 100

3.2. Anlagenbetrieb und Vermarktung 102
3.2.1. Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie 105
3.2.2. Einspeisevergütung 106

3.2.3. Sonstige Direktvermarktung ... 107
3.2.4. Weitere Vermarktungsmöglichkeiten ... 108
3.3. Ende der Projektlebenszeit ... 109
3.3.1. Zeitpunkt der Stilllegung ... 109
3.3.2. Rückbau ... 110
3.3.3. Repowering ... 111
4. Instrumente zur Marktsteuerung ... 113
4.1. Technologiespezifische Ausschreibung ... 113
4.1.1. Ausschreibungsmengen ... 113
4.1.2. Netzausbaugebiet ... 114
4.1.3. Südquote ... 115
4.1.4. Teilnahmevoraussetzungen ... 116
4.1.5. Zuschlagsvergabe & Höchstwerte ... 116
4.1.6. Referenzertragsmodell ... 117
4.1.7. Realisierungsfrist ... 124
4.1.8. Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften ... 126
4.2. Gemeinsame Ausschreibung ... 128
4.2.1. Ausschreibungsmengen ... 128
4.2.2. Differenzierte Höchstwerte ... 128
4.2.3. Verteilernetzkomponente ... 129
4.3. Innovationsausschreibungen ... 130
4.4. Ausschreibungsfreie Anlagen ... 131
4.4.1. Pilot-Windenergieanlagen ... 131
4.4.2. Windenergieanlagen bis ein Megawatt ... 132
4.4.3. Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften ... 132
4.5. Anlagen nach Ablauf der Förderung ... 133
5. Ökonomische Aspekte ... 135
5.1. Kostenstruktur ... 135
5.1.1. Datengrundlage ... 135
5.1.2. Hauptinvestitionskosten ... 139
5.1.3. Investitionsnebenkosten ... 147
5.1.4. Finanzierung ... 152
5.1.5. Betriebskosten ... 157
5.2. Stromgestehungskosten im Förderzeitraum ... 164
5.2.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung ... 165
5.2.2. Eingangsparameter und mittlere Stromgestehungskosten ... 166
5.2.3. Sensitivitätsanalysen zur installierten Anlagenkonfiguration ... 170
5.2.4. Sensitivitätsanalysen zu fixen und variablen Betriebskosten ... 174
5.2.5. Sensitivitätsanalysen zu Fremdkapitalzinsen ... 175

5.2.6. Sensitivitätsanalysen zu weiteren Parametern 177
5.2.7. Bandbreite zu erwartender Stromgestehungskosten 179
5.2.8. Resultierende erforderliche Gebotswerte in der Ausschreibung 183
5.3. Erlöse und Wirtschaftlichkeit 185
5.3.1. Anlagen mit wettbewerblich ermittelter Marktprämie 186
5.3.2. Anlagen mit gesetzlich bestimmter Marktprämie/Einspeisevergütung 191
5.4. Kosten im Weiterbetrieb 194
5.4.1. Vorhandene Analysen zu den Kosten des Weiterbetriebs 194
5.4.2. Ergänzungen auf Basis der Kostendatenbasis 195
5.4.3. Vorgehen zum Weiterbetrieb 199
5.4.4. Mögliche Erlöse nach Ende der EEG-Förderung 200
5.4.5. Fazit zur Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs 201
5.5. Kostensituation international 202
6. Artenschutzrechtliche Aspekte 204
6.1. Darstellung des § 44 Bundesnaturschutzgesetz 204
6.2. Analyse artenschutzrechtlicher Konfliktpotenziale 207
6.3. Steuerung in den Regionalplanungsräumen der Bundesländer 208
6.4. Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen 211
6.4.1. Abschalttechnologien – Vogelerkennungssysteme 212
6.4.2. Ablenkung 213
6.4.3. Betriebsregulierung 214
6.4.4. Senkung der Attraktivität von Habitaten im Mastfußbereich 216
6.4.5. Begrenzung der Gesamthöhe, Erhöhung des unteren Rotordurchgangs 217
6.4.6. Nachweisbarkeit der Wirksamkeit von Maßnahmen 217
6.4.7. Bauzeitenregelung 218
6.5. Vergleich auf Länderebene 219
6.6. Bewertung des Vorgehens zum Artenschutz und Windenergie in den Bundesländern 222
6.7. Gesetzgeberische Handlungsoptionen bei der untergesetzlichen Standardisierung im besonderen Artenschutzrecht 226
6.7.1. Einfache Verwaltungsvorschriften 228
6.7.2. Allgemeine Verwaltungsvorschriften 229
6.7.3. Sonderform: Normkonkretisierende Verwaltungsvorschriften 229
6.7.4. Rechtsverordnung 234
6.8. Gesetzgeberische Handlungsoptionen bei der artenschutzrechtlichen Ausnahmeregelung 239
6.8.1. Rechtlicher Hintergrund 239
6.8.2. Übernahme des Ausnahmegrundes der „vernünftigen Nutzung" 240
6.8.3. Konkretisierungen im Bereich der Ausnahmegründe 242

6.8.4. Übernahme von EuGH-Rechtsprechung zum Erhaltungszustand 249
6.8.5. Einschränkung des Ermessens 250

7. Weitere Aspekte 251

7.1. Technologietrends 251

7.2. Flächenziel und -potential 253

7.3. Bebauungsdichte 256
7.3.1. Planungsrechtliche Vorgaben für Abstände zwischen Windenergieanlagen 257
7.3.2. Immissionsschutz- und weitere baurechtliche Vorgaben 258

7.4. Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung 264

7.5. Flugbetriebliche Funknavigationsanlagen 266

7.6. Finanzielle Beteiligung von Kommunen 267

7.7. Gründe der ausbleibenden Teilnahme von genehmigten Projekten an der Ausschreibung 269
7.7.1. Alter der in den Ausschreibungen bezuschlagten Genehmigungen 269
7.7.2. Akteursbefragung 272

8. Handlungsempfehlungen 281

Abkürzungsverzeichnis 286

Literaturverzeichnis 289

Anhang 309

Abbildung 1: Jährlicher Bruttozubau ab 1995 in Megawatt und Anlagenanzahl in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr 37

Abbildung 2: Monatlicher Bruttozubau ab 2019 und gleitender Mittelwert (12 Monate) in Megawatt 38

Abbildung 3: Bruttozubau in MW im den Jahren 2019 bis Q1 2023 nach Bundesländern 39

Abbildung 4: Bruttozubau in MW im den Jahren 2019 bis Q1 2023 bezogen auf Landesfläche in kW/km² 40

Abbildung 5: Zubau von Pilotanlagen in MW im den Jahren 2017 bis Q1 2023 42

Abbildung 6: Jährlicher Bruttozubau im Anlagensegment ≤ 1.000 kW in Anlagenanzahl und Kilowatt in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr 43

Abbildung 7: Monatliche und jährlich kumulierte Stilllegungen in MW ab 2019 44

Abbildung 8: Windenergiezubau nach Inbetriebnahmejahren mit Differenzierung hinsichtlich in Betrieb befindlicher und bereits stillgelegter Leistung sowie Anteil bereits stillgelegter Leistung je Inbetriebnahmejahrgang 46

Abbildung 9: Entwicklung der kumulierten Anlagenzahl (WEA) und Leistung (MW) 47

Abbildung 10: Aktueller Leistungs- und Anlagenbestand in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr 48

Abbildung 11: Aktueller Leistungs- und Anlagenbestand je Bundesland 49

Abbildung 12: Kumulierter Leistungsbestand bezogen auf Landesfläche in kW/km² 50

Abbildung 13: Leistungs- und Anlagenbestand mit Ende der EEG-Förderung jeweiligen Jahresende 51

Abbildung 14: Erteilte Genehmigungen in MW ab 2017 52

Abbildung 15: Erteilte Genehmigungen in MW ab 2019 nach Bundesländern 53

Abbildung 16: Realisierungsstand genehmigter Windenergieanlage nach Genehmigungszeitpunkt 54

Abbildung 17: Ausschreibungsvolumen und Gebotsmengen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2017–03/2023 (unten), Über-/Unterzeichnung der Ausschreibungen (oben) 55

Abbildung 18: Gebots und Zuschlagsmengen nach Bietertypen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2023) 58

Abbildung 19: Zuschlagsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2023) 59

Abbildung 20: Spezifische Zuschlagsmenge je Landesfläche (kW/km²) in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergie an Land (2017–03/2023) 60

Abbildung 21: Gebotsmengen, Zuschlagsgrenzen und Zuschlagsmengen (MW) im Netzausbaugebiet in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–2020) 62

Abbildung 22: Realisierungsstatus in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 64

Abbildung 23: Realisierungsverläufe für die Gebotstermine WIN21-1 bis WIN21-3 im Vergleich zu den Mittelwerten der Jahre 2018 bis 2020 sowie den Minimal- und Maximalwerten 65

Abbildung 24: Anteil der Leistungsklassen im Anlagenzubau in Deutschland in Prozent 68

Abbildung 25: Mittlere Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Gesamthöhe (m) im Zeitverlauf 69

Abbildung 26: Mittelwert und Bandbreite (Quartile) der spezifischen Flächenleistung (W/m²) im Zeitverlauf 71

Abbildung 27: Marktanteile der Hersteller in Prozent am Bruttoleistungszubau ab 2019 72

Abbildung 28: Bruttostromerzeugung aus Wind an Land in TWh seit 1990 74

Abbildung 29: Mittlere jährliche Strommengen aufgeschlüsselt nach Inbetriebnahmejahrgängen (Ertragsindex-bereinigt) 75

Abbildung 30: Mittlere Strommengen (absolut und in Bezug auf die Landesfläche) nach Bundesländern (IBN ≤ 2020, Ertragsindex-bereinigt) 76

Abbildung 31: Ausfallarbeit der Windenergie an Land und Anteil von Windenergie an Land an der jährlichen Ausfallarbeit über alle Technologien 78

Abbildung 32: Mittlere reale Volllaststunden (links) und indexbereinigte Volllaststunden (rechts) nach Inbetriebnahmejahrgängen im Zeitverlauf (auf Basis der Betriebsjahre 2018 bis 2021) 79

Abbildung 33: Mittlere Volllaststunden der Betriebsjahre 2018-2021 (indexbereinigt) für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2017 nach Bundesländern 80

Abbildung 34: Analysestruktur zur Ermittlung des erforderlichen Bruttozubaus 82

Abbildung 35: Annahmen verschiedener aktueller Analysen für die durchschnittlichen Volllaststunden im Gesamtbestand 2030 83

Abbildung 36: Rückbauzeitpunkt in Abhängigkeit des Anlagenalters 87

Abbildung 37: Ergebnis Stromerzeugung (TWh) aus Windenergie unter Basisannahmen 89

Abbildung 38: Sensitivitätsannahmen zum Zubauverlauf ab 2023 91

Abbildung 39: Entwicklung des Leistungszubaus aus Windenergie an Land (GW) bis 2030 nach Szenarien 94

Abbildung 40: Weltweiter Zubau der Windenergie an Land von 2017 bis 2022 95

Abbildung 41: Regionale Verteilung des weltweiten Brutto-Zubaus an Land in den Jahren 2017 bis 2022 96

Abbildung 42: Europaweiter Zubau der Windenergie an Land von 2017 bis 2022 nach Top 10 Ländern 96

Abbildung 43: Übliche Realisierungsdauer zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme 101

Abbildung 44: Realisierungsdauer zwischen Genehmigung, Zuschlag und Inbetriebnahme von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2019 102

Abbildung 45: Schematische Übersicht der Vermarktungsmöglichkeiten 103

Abbildung 46: Installierte Leistung in sonstiger Direktvermarktung, Marktprämienmodell und Ausfallvergütung im April 2023 (Mindestleistung: > 100 kW) 104

Abbildung 47: Monatsmarktwerte für Windenergie an Land ab 2019 106

Abbildung 48: Übliches Stilllegungsalter von seit 2017 zurückgebauten Windenergieanlagen 110

Abbildung 49: Jährlich installierte Leistung in Repowering und Neuprojekten bzw. Erweiterungen und Repoweringanteil am Zubau 112

Abbildung 50: Netzausbaugebiet gemäß § 10 EEAV 114

Abbildung 51: Südregion gemäß Anlage 5 EEG 2021 115

Abbildung 52: Schematische Übersicht zur Funktionsweise des Referenzertragsmodells (vereinfacht) 118

Abbildung 53: Jährliche Energieerträge und Volllaststunden von verschiedenen Anlagen am 100% Standort (Referenzstandort) 120

Abbildung 54: Vorliegen von Auflagen zu Abschaltung oder Leistungsbegrenzung 121

Abbildung 55: Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2019 122

Abbildung 56: Korrekturfaktoren im EEG 2023 und Verhältnis der Stromgestehungskosten zu den Kosten am Referenzstandort 124

Abbildung 57: Realisierungsfristen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2022) inkl. Ausnahme- und Übergangsbestimmungen, exkl. besondere Bedingungen für Bürgerenergiegesellschaften und optionale Regelungen. 126

Abbildung 58: Höchstwertgebiete für Windenergieanlagen an Land gemäß Anlage 3 GemAV 129

Abbildung 59: Verteilernetzausbaugebiete und Verteilernetzkomponente für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen 130

Abbildung 60: Vergütungshöhe für Strom aus Windenergieanlagen an Land 2019–2024, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen 132

Abbildung 61: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2022 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe 136

Abbildung 62: Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis2025 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen 139

Abbildung 63: Spezifische Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe 141

Abbildung 64: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der spezifischen Flächenleistung und der Nennleistung 142

Abbildung 65: Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus Q4 2022 in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung 144

Abbildung 66: Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration 146

Abbildung 67: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021 148

Abbildung 68: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025 148

Abbildung 69: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2023 im Zeitverlauf 152

Abbildung 70: Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B 155

Abbildung 71: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021 157

Abbildung 72: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025 158

Abbildung 73: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in 2023 €/kW im Zeitverlauf 164

Abbildung 74: Mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte 169

Abbildung 75: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung 173

Abbildung 76: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten 175

Abbildung 77: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen 177

Abbildung 78: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter 178

Abbildung 79: Mittlere Stromgestehungskosten und P75 und P90-Bandbreiten sowie Höchstwert im Jahr 2023 nach Standortgüte 182

Abbildung 80: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten im deutschen Markt 183

Abbildung 81: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte 184

Abbildung 82: Gewichtete mittlere Zuschlagswerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017 bis Q1 2023) 187

Abbildung 83: Mögliche anzulegende Werte und mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte 190

Abbildung 84: Höchste bezuschlagte Gebote und resultierende gesetzlich festgelegte anzulegende Werte am 100 % Standort ab 2019 192

Abbildung 85: Erwartete Betriebskosten in der zweiten Betriebsdekade nach Inbetriebnahmejahren 196

Abbildung 86: Häufigkeitsverteilung der erwarteten Betriebskosten je kW und Jahr in der zweiten Betriebsdekade 197

Abbildung 87: Häufigkeitsverteilung der erwarteten Volllaststunden unter Berücksichtigung pauschaler EinsMan- und Windjahrkorrekturen auf Basis der Einspeisung 2018 197

Abbildung 88: Häufigkeitsverteilung der Betriebskosten je kWh auf Basis der Einspeisung 2018 und der Betriebskosten je kW in der zweiten Dekade 198

Abbildung 89: Investitions- und Betriebskosten für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2019 in verschiedenen Ländern 203

Abbildung 90: Darstellung der Regionalplanungsräume in Deutschland, mit Angaben zur Ausschlusswirkung und zur Rechtskräftigkeit. 210

Abbildung 91: Entscheidungshilfe zur Einschätzung der erforderlichen Untersuchungstiefe in der artenschutzrechtlichen Prüfung. Signifikanzprüfung für unvermeidbare Tötungsrisiken eines WEA-Vorhabens durch stufenweise und aggregierte Raumnutzungsprognose basierend auf Abstandsbetrachtung, Habitatpotenzialanalysen (HPA) und Raumnutzungsanalysen (RNA) 225

Abbildung 92: Mittlere Nennleistung im Zeitverlauf und Entwicklungs- und Konsolidierungsphasen 252

Abbildung 93: Nennleistung und Rotordurchmesser der aktuell am Markt verfügbaren oder angekündigten Windenergieanlagen ab 5 MW 253

Abbildung 94: Flächenpotential gemäß verschiedener Studien und erforderliche Flächenbeiträge gemäß WindBG 255

Abbildung 95: Rechtswirksam ausgewiesene Flächen mit und ohne maximaler Umrechnung nach Rotor-außerhalb im Verhältnis zum Flächenziel 2027 256

Abbildung 96: Alter der Genehmigungen zum Zeitpunkt der Bezuschlagung in der Ausschreibung 271

Abbildung 97: Alter der Genehmigungen zum Zeitpunkt der Bezuschlagung in der Ausschreibung 272

Abbildung 98: Gründe für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Februar und Mai 2023 nach Anzahl der Nennungen (Projekte) 273

Abbildung 99: Gründe für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Februar und Mai 2023 nach Leistung..... 274

Abbildung 100: Nennungshäufigkeit von Voraussetzungen, die zur Ausschreibungsteilnahme erfüllt sein müssen 277

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jährlicher Bruttozubau ab 1995 in Megawatt und Anlagenanzahl in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr 37

Abbildung 2: Monatlicher Bruttozubau ab 2019 und gleitender Mittelwert (12 Monate) in Megawatt 38

Abbildung 3: Bruttozubau in MW im den Jahren 2019 bis Q1 2023 nach Bundesländern 39

Abbildung 4: Bruttozubau in MW im den Jahren 2019 bis Q1 2023 bezogen auf Landesfläche in kW/km² 40

Abbildung 5: Zubau von Pilotanlagen in MW im den Jahren 2017 bis Q1 2023 42

Abbildung 6: Jährlicher Bruttozubau im Anlagensegment ≤ 1.000 kW in Anlagenanzahl und Kilowatt in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr 43

Abbildung 7: Monatliche und jährlich kumulierte Stilllegungen in MW ab 2019 44

Abbildung 8: Windenergiezubau nach Inbetriebnahmejahren mit Differenzierung hinsichtlich in Betrieb befindlicher und bereits stillgelegter Leistung sowie Anteil bereits stillgelegter Leistung je Inbetriebnahmejahrgang 46

Abbildung 9: Entwicklung der kumulierten Anlagenzahl (WEA) und Leistung (MW) 47

Abbildung 10: Aktueller Leistungs- und Anlagenbestand in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr 48

Abbildung 11: Aktueller Leistungs- und Anlagenbestand je Bundesland 49

Abbildung 12: Kumulierter Leistungsbestand bezogen auf Landesfläche in kW/km² 50

Abbildung 13: Leistungs- und Anlagenbestand mit Ende der EEG-Förderung jeweiligen Jahresende 51

Abbildung 14: Erteilte Genehmigungen in MW ab 2017 52

Abbildung 15: Erteilte Genehmigungen in MW ab 2019 nach Bundesländern 53

Abbildung 16: Realisierungsstand genehmigter Windenergieanlage nach Genehmigungszeitpunkt 54

Abbildung 17: Ausschreibungsvolumen und Gebotsmengen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2017–03/2023 (unten), Über-/Unterzeichnung der Ausschreibungen (oben) 55

Abbildung 18: Gebots und Zuschlagsmengen nach Bietertypen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2023) 58

Abbildung 19: Zuschlagsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2023) 59

Abbildung 20: Spezifische Zuschlagsmenge je Landesfläche (kW/km²) in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergie an Land (2017–03/2023) 60

Abbildung 21: Gebotsmengen, Zuschlagsgrenzen und Zuschlagsmengen (MW) im Netzausbaugebiet in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–2020) 62

Abbildung 22: Realisierungsstatus in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 64

Abbildung 23: Realisierungsverläufe für die Gebotstermine WIN21-1 bis WIN21-3 im Vergleich zu den Mittelwerten der Jahre 2018 bis 2020 sowie den Minimal- und Maximalwerten 65

Abbildung 24: Anteil der Leistungsklassen im Anlagenzubau in Deutschland in Prozent 68

Abbildung 25: Mittlere Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Gesamthöhe (m) im Zeitverlauf 69

Abbildung 26: Mittelwert und Bandbreite (Quartile) der spezifischen Flächenleistung (W/m²) im Zeitverlauf 71

Abbildung 27: Marktanteile der Hersteller in Prozent am Bruttoleistungszubau ab 2019 72

Abbildung 28: Bruttostromerzeugung aus Wind an Land in TWh seit 1990 74

Abbildung 29: Mittlere jährliche Strommengen aufgeschlüsselt nach Inbetriebnahmejahrgängen (Ertragsindex-bereinigt) 75

Abbildung 30: Mittlere Strommengen (absolut und in Bezug auf die Landesfläche) nach Bundesländern (IBN ≤ 2020, Ertragsindex-bereinigt) 76

Abbildung 31: Ausfallarbeit der Windenergie an Land und Anteil von Windenergie an Land an der jährlichen Ausfallarbeit über alle Technologien 78

Abbildung 32: Mittlere reale Volllaststunden (links) und indexbereinigte Volllaststunden (rechts) nach Inbetriebnahmejahrgängen im Zeitverlauf (auf Basis der Betriebsjahre 2018 bis 2021) 79

Abbildung 33: Mittlere Volllaststunden der Betriebsjahre 2018-2021 (indexbereinigt) für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2017 nach Bundesländern 80

Abbildung 34: Analysestruktur zur Ermittlung des erforderlichen Bruttozubaus 82

Abbildung 35: Annahmen verschiedener aktueller Analysen für die durchschnittlichen Volllaststunden im Gesamtbestand 2030 83

Abbildung 36: Rückbauzeitpunkt in Abhängigkeit des Anlagenalters 87

Abbildung 37: Ergebnis Stromerzeugung (TWh) aus Windenergie unter Basisannahmen 89

Abbildung 38: Sensitivitätsannahmen zum Zubauverlauf ab 2023 91

Abbildung 39: Entwicklung des Leistungszubaus aus Windenergie an Land (GW) bis 2030 nach Szenarien 94

Abbildung 40: Weltweiter Zubau der Windenergie an Land von 2017 bis 2022 95

Abbildung 41: Regionale Verteilung des weltweiten Brutto-Zubaus an Land in den Jahren 2017 bis 2022 96

Abbildung 42: Europaweiter Zubau der Windenergie an Land von 2017 bis 2022 nach Top 10 Ländern 96

Abbildung 43: Übliche Realisierungsdauer zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme 101

Abbildung 44: Realisierungsdauer zwischen Genehmigung, Zuschlag und Inbetriebnahme von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2019 102

Abbildung 45: Schematische Übersicht der Vermarktungsmöglichkeiten 103

Abbildung 46: Installierte Leistung in sonstiger Direktvermarktung, Marktprämienmodell und Ausfallvergütung im April 2023 (Mindestleistung: > 100 kW) 104

Abbildung 47: Monatsmarktwerte für Windenergie an Land ab 2019 106

Abbildung 48: Übliches Stilllegungsalter von seit 2017 zurückgebauten Windenergieanlagen 110

Abbildung 49: Jährlich installierte Leistung in Repowering und Neuprojekten bzw. Erweiterungen und Repoweringanteil am Zubau 112

Abbildung 50: Netzausbaugebiet gemäß § 10 EEAV 114

Abbildung 51: Südregion gemäß Anlage 5 EEG 2021 115

Abbildung 52: Schematische Übersicht zur Funktionsweise des Referenzertragsmodells (vereinfacht) 118

Abbildung 53: Jährliche Energieerträge und Volllaststunden von verschiedenen Anlagen am 100% Standort (Referenzstandort) 120

Abbildung 54: Vorliegen von Auflagen zu Abschaltung oder Leistungsbegrenzung 121

Abbildung 55: Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2019 122

Abbildung 56: Korrekturfaktoren im EEG 2023 und Verhältnis der Stromgestehungskosten zu den Kosten am Referenzstandort 124

Abbildung 57: Realisierungsfristen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2022) inkl. Ausnahme- und Übergangsbestimmungen, exkl. besondere Bedingungen für Bürgerenergiegesellschaften und optionale Regelungen. 126

Abbildung 58: Höchstwertgebiete für Windenergieanlagen an Land gemäß Anlage 3 GemAV 129

Abbildung 59: Verteilernetzausbaugebiete und Verteilernetzkomponente für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen 130

Abbildung 60: Vergütungshöhe für Strom aus Windenergieanlagen an Land 2019–2024, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen 132

Abbildung 61: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2022 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe 136

Abbildung 62: Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis2025 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen 139

Abbildung 63: Spezifische Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe 141

Abbildung 64: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der spezifischen Flächenleistung und der Nennleistung 142

Abbildung 65: Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus Q4 2022 in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung 144

Abbildung 66: Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration 146

Abbildung 67: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021 148

Abbildung 68: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025 148

Abbildung 69: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2023 im Zeitverlauf 152

Abbildung 70: Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B 155

Abbildung 71: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021 157

Abbildung 72: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025 158

Abbildung 73: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in 2023 €/kW im Zeitverlauf 164

Abbildung 74: Mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte 169

Abbildung 75: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung 173

Abbildung 76: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten 175

Abbildung 77: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen 177

Abbildung 78: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter 178

Abbildung 79: Mittlere Stromgestehungskosten und P75 und P90-Bandbreiten sowie Höchstwert im Jahr 2023 nach Standortgüte 182

Abbildung 80: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten im deutschen Markt 183

Abbildung 81: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte 184

Abbildung 82: Gewichtete mittlere Zuschlagswerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017 bis Q1 2023) 187

Abbildung 83: Mögliche anzulegende Werte und mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte 190

Abbildung 84: Höchste bezuschlagte Gebote und resultierende gesetzlich festgelegte anzulegende Werte am 100 % Standort ab 2019 192

Abbildung 85: Erwartete Betriebskosten in der zweiten Betriebsdekade nach Inbetriebnahmejahren 196

Abbildung 86: Häufigkeitsverteilung der erwarteten Betriebskosten je kW und Jahr in der zweiten Betriebsdekade 197

Abbildung 87: Häufigkeitsverteilung der erwarteten Volllaststunden unter Berücksichtigung pauschaler EinsMan- und Windjahrkorrekturen auf Basis der Einspeisung 2018 197

Abbildung 88: Häufigkeitsverteilung der Betriebskosten je kWh auf Basis der Einspeisung 2018 und der Betriebskosten je kW in der zweiten Dekade 198

Abbildung 89: Investitions- und Betriebskosten für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2019 in verschiedenen Ländern 203

Abbildung 90: Darstellung der Regionalplanungsräume in Deutschland, mit Angaben zur Ausschlusswirkung und zur Rechtskräftigkeit. 210

Abbildung 91: Entscheidungshilfe zur Einschätzung der erforderlichen Untersuchungstiefe in der artenschutzrechtlichen Prüfung. Signifikanzprüfung für unvermeidbare Tötungsrisiken eines WEA-Vorhabens durch stufenweise und aggregierte Raumnutzungsprognose basierend auf Abstandsbetrachtung, Habitatpotenzialanalysen (HPA) und Raumnutzungsanalysen (RNA) 225

Abbildung 92: Mittlere Nennleistung im Zeitverlauf und Entwicklungs- und Konsolidierungsphasen 252

Abbildung 93: Nennleistung und Rotordurchmesser der aktuell am Markt verfügbaren oder angekündigten Windenergieanlagen ab 5 MW 253

Abbildung 94: Flächenpotential gemäß verschiedener Studien und erforderliche Flächenbeiträge gemäß WindBG 255

Abbildung 95: Rechtswirksam ausgewiesene Flächen mit und ohne maximaler Umrechnung nach Rotor-außerhalb im Verhältnis zum Flächenziel 2027 256

Abbildung 96: Alter der Genehmigungen zum Zeitpunkt der Bezuschlagung in der Ausschreibung 271

Abbildung 97: Alter der Genehmigungen zum Zeitpunkt der Bezuschlagung in der Ausschreibung 272

Abbildung 98: Gründe für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Februar und Mai 2023 nach Anzahl der Nennungen (Projekte) 273

Abbildung 99: Gründe für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Februar und Mai 2023 nach Leistung 274

Abbildung 100: Nennungshäufigkeit von Voraussetzungen, die zur Ausschreibungsteilnahme erfüllt sein müssen 277

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährlicher Zubau im Netzausbaugebiet 41

Tabelle 2: Jährlicher Zubau in der Südregion 41

Tabelle 3: Ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung in den technologiespezifischen Ausschreibrungen 2017–2022 in MW 55

Tabelle 4: Ausgeschriebene, gebotene und bezuschlagte Mengen in den Ausschreibungen für Windenergieanlage Land in MW (Mai 2017 bis März 2023) 56

Tabelle 5: Ausgeschriebene, gebotene und bezuschlagte Mengen in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen in MW (2018–2020) 66

Tabelle 6: Ausgeschriebene, gebotene und bezuschlagte Mengen in MW in den Innovationsausschreibungen (2020–2022) 66

Tabelle 7: Top 10 der am häufigsten gewählten Anlagentypen in Deutschland ab 2019 73

Tabelle 8: Erwartete durchschnittliche spezifische Flächenleistung und Volllaststunden der in 2030 installierten Windenergieanlagen 84

Tabelle 9: Basisannahme zur regionalen Zubau-Verteilung im Jahr 2030 85

Tabelle 10: Rückbauannahmen 88

Tabelle 11: Erforderlicher Zubau zur Erreichung der Zieleinspeisung unter Basisannahmen 90

Tabelle 12: Sensitivitätsannahmen zur regionalen Zubau-Verteilung im Jahr 2030 91

Tabelle 13. Übersicht der berechneten Sensitivitätsszenarien 92

Tabelle 14: Überblick über Verfahrensschritte und Fristen im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren 98

Tabelle 15: Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land gemäß § 28 EEG 2017/2021/2023 in der jeweils zum Ausschreibungszeitpunkt gültigen Fassung 113

Tabelle 16: Höchstwerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land in den Jahren 2017 bis 2022 117

Tabelle 17: Definition des Referenzstandortes gemäß EEG 2014 und EEG 2017 118

Tabelle 18: Korrekturfaktoren zur Berechnung der anzulegenden Werte gemäß § 36h EEG 123

Tabelle 19: Grundannahmen zur Stromgestehungskostenberechnung 168

Tabelle 20: Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Technologiegruppen im Jahr 2022 in Betrieb genommener und genehmigter Windenergieanlagen 171

Tabelle 21: Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Anteile fixer und variabler Betriebskosten 175

Tabelle 22: Erwarteter Anteil von potenziellen Windenergievorhaben mit erforderlichem Gebot kleiner oder gleich unterschiedlicher (fiktiver) Höchstwerte 184

Tabelle 23: Gebots- und Zuschlagswerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017 bis Q1 2023) (alle Werte in ct/kWh) 188

Tabelle 24: Darstellung der kollisionsgefährdeten Brutvogelarten mit Angabe des Nahbereiches, des zentralen Prüfbereiches und des erweiterten Prüfbereiche 207

Tabelle 25: Darstellung der aktuell ausgewiesenen Flächen (ohne Überschneidung der Planungen auf Landes- und Regionalebene und der Bauleitplanung) für Windenergie in den Bundesländern, den Flächenbeitragswerte 2027 und 2032 in Anteil an der Landesfläche in Prozent. 211

Tabelle 26: Darstellung der in fast allen Bundesländern als windkraftsensibel deklarierten Groß- und Greifvogelarten mit Angabe des Mindestabstands sowie des Prüfbereichs, mit jeweils den geringsten und den höchsten Werten 226

Tabelle 27: Kombination von Gründen (Leistung und Anzahl der Nennungen) 276

Tabelle 28: Übersicht über die Zuständigkeiten von Genehmigungsbehörden und der abschließenden Konzentrationszonenplanung bei Windenergieanlagen in den Bundesländern 309

1. Einleitung

Die Deutsche WindGuard ist gemeinsam mit den Unterauftragnehmern Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), BioConsult SH und Stiftung Umwelt-energierecht (SUER) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017)[3] zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land beauftragt. Die Kooperationspartner Deutsche WindGuard und das ZSW vereinen fachspezifische Kenntnisse der Windenergiebranche und umfassende Kompetenzen im Bereich der Evaluierung und Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Projektpartner BioConsult SH bringt Expertise zum Natur- und Artenschutz ein und durch den Partner SUER werden juristische Fragestellungen adressiert. Das Vorhaben hat eine Laufzeit von Ende 2019 bis Mitte 2023 und dient der Unterstützung des BMWK hinsichtlich der Evaluation des EEG in Bezug auf die Windenergie an Land.

Im Rahmen des Vorhabens werden verschiedene wissenschaftliche Fachberichte erstellt. Der erste wissenschaftliche Zwischenbericht wurde bereits im September 2020 erstellt und eingereicht. Der zweite wissenschaftliche Zwischenbericht folgte Mai 2022 Mit der Einreichung des dritten wissenschaftlichen Zwischenberichts wurde die Bearbeitung der fachlichen Themen weitestgehend abgeschlossen. Im nun vorliegenden Endbricht wurden einzelne nachträglich angeforderte Berichtsteile ergänzt und redaktionelle Überarbeitungen vorgenommen. Viel der Berichtskapitel weisen entsprechen Bearbeitungsstand vor Ende 2023 auf.

Im vorliegenden Bericht wird die Marktentwicklung (Kapitel 2) hinsichtlich des Zubaus, der verwendeten Technologie, der erzielten Stromerzeugung und der möglichen weiteren Entwicklung bis 2030 betrachtet. Weiterhin wird der Projektverlauf (Kapitel 3) von der Projektentwicklung über den Betrieb und die Vermarktungsoptionen bis zum Rückbau betrachtet. Die Instrumente zur Marktsteuerung für Windenergie an Land (Kapitel 4) werden dargestellt. Im Rahmen der Betrachtung ökonomischer Aspekte (Kapitel 5) wird die Kosten- und Erlössituation analysiert. Abschließend erfolgt die Darstellung artenschutzrechtlicher (Kapitel 6) und weiterer Aspekte der Windenergienutzung (Kapitel 7).

[3] Weiterführung der Regelungen zum Erfahrungsbericht finden sich in § 99 EEG 2021 bzw. § 99 EEG 2023

2. Marktentwicklung

Nach dem Rekordzubau der Jahre 2014 bis 2017 ist der weitere Ausbau der Windenergie in Deutschland nach der Einführung des Ausschreibungsverfahrens deutlich ins Stocken geraten. Der Tiefpunkt des jährlichen Zubaus wurde im Jahr 2019 erreicht, seither ist eine Erholung des Marktes zu beobachten. Dennoch blieben die vergangenen Ausschreibungsrunden mehrheitlich unterzeichnet und der über die Ausschreibungsmengen gesetzte Zubaupfad konnte somit nicht erfüllt werden. Die durchschnittlich eingesetzte Technologie hat sich über die vergangenen Jahre stetig weiterentwickelt. So werden an deutschen Windenergiestandorten inzwischen Anlagen mit einer durchschnittlichen Gesamthöhe über 200 m und einer Nennleistung von mehr als 4 MW errichtet. Detaillierte Beschreibungen zur Entwicklung der installierten Leistung sowie der genutzten Technologien finden sich in den folgenden Kapiteln.

Datengrundlage

Die Datenverfügbarkeit zu den verschiedenen Aspekten der Windenergienutzung hat sich im Laufe der Zeit verändert und verbessert. Mit der Einführung des Anlagenregisters (AnlReg) im August 2014 wurde erstmals eine öffentlich verfügbare Datenbank mit großer Bandbreite an Informationen zu meldepflichtigen Windenergieanlagen (WEA) geschaffen. Dieser Datenbestand wurde mit der Umsetzung der Regelungen der Marktstammdatenregisterverordnung noch einmal angepasst und erweitert. Somit ersetzt seit Anfang 2019 das Marktstammdatenregister (MaStR) das bisherige Anlagenregister. Die Meldefrist für Bestandsanlagen an das MaStR sollte ursprünglich Ende Januar 2021 enden, wurde jedoch nachträglich auf den 30. September 2021 verlängert [MaStRV]. Für die folgenden Betrachtungen wird das MaStR neben der Nutzung als Datenbasis für die Betrachtung des aktuellen Zubaus auch als Quelle für Betrachtungen des Anlagenbestands herangezogen. Zusätzlich wurden der Datenbasis Anlagen hinzugefügt, die zum Termin der Einführung des MaStR bereits stillgelegt waren. Im MaStR werden immer wieder vermutlich fehlerhafte Einträge identifiziert, welche teilweise für die Auswertung korrigiert werden konnten, in anderen Fällen aus einzelnen Analysen ausgeschlossen werden mussten. Durch die stetige Bearbeitung des MaStR ist das Analyseergebnis vom jeweiligen Termin des Auszugs aus dem MaStR abhängig. Leichte Abweichungen zwischen einzelnen Auszügen, auf denen die vorliegende Analyse basiert, können aufgrund unterschiedlicher Meldestände und Korrekturen vorliegen. Durch die fortlaufende Korrektur des MaStR werden auch künftige Analysen voraussichtlich Abweichungen enthalten. Auch ist davon auszugehen, dass auch zukünftig nicht alle fehlerhaften oder unvollständigen Datenmeldungen identifiziert werden können.

Allgemeine Hinweise zur Analyse der Marktentwicklung

In den meisten hier vorgenommenen Analysen werden Kleinwindenergieanlagen ausgeklammert. Dabei ist ein Grenzwert anzunehmen, um Anlagen, die beispielsweise vor 20 Jahren marktüblich waren, nicht auszuschließen. Dieser Wert zur Abgrenzung wird im Folgenden auf 100 kW gesetzt. Zudem werden in einigen Regelungen im EEG-Schwellenwerte

genutzt – z. B. waren bis Ende 2022 nur Anlagen mit einer Nennleistung über 750 kW zur Ausschreibungsteilnahme verpflichtet. Ab 2023 steigt dieser Wert auf 1.000 kW. In einigen Auswertungen sind diese Schwellwerte entsprechend ebenfalls berücksichtigt.

Neben den Anlagen, die sich in Betrieb befinden oder bereits stillgelegt wurden, werden teilweise auch gemeldete, genehmigte Windenergieanlagen berücksichtigt, die noch nicht in Betrieb genommen wurden. Diese sind bei Darstellungen der Technologieentwicklung über die Inbetriebnahmejahre als künftig erwartete Inbetriebnahmen mit Zuschlag oder Genehmigung gekennzeichnet.

Vorrangig wird in den Auswertungen auf die installierte Leistung abgestellt, teilweise wird auch die Anlagenanzahl berücksichtigt.

2.1. Installierte Leistung und Anlagenanzahl

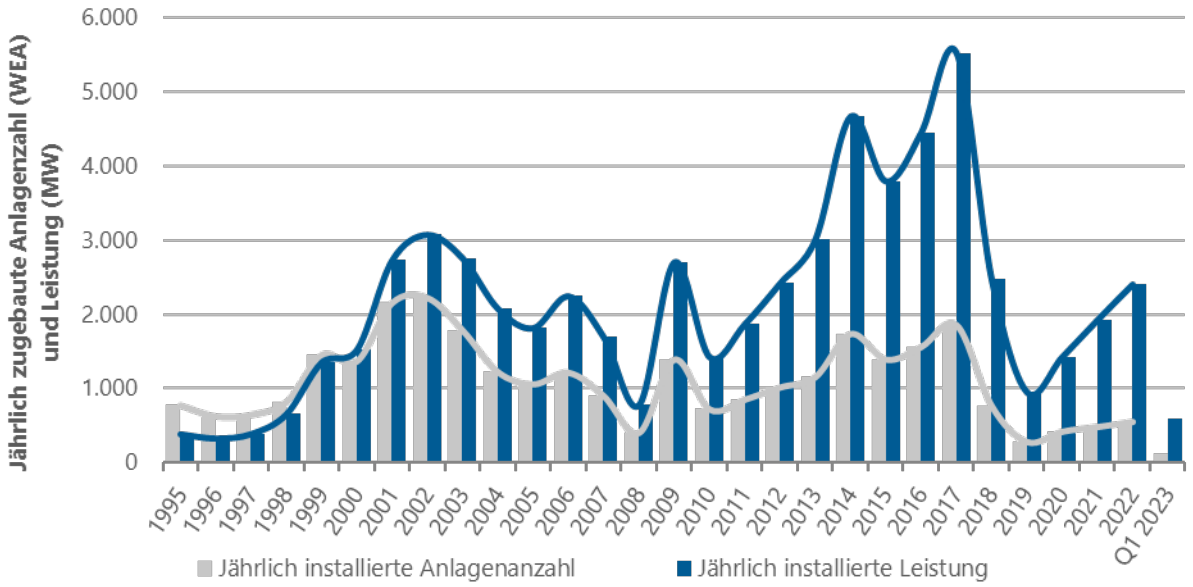
Im Folgenden werden die Entwicklungen des Windenergieausbaus in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2022 bzw. bis zum Ende des ersten Quartals 2023 betrachtet. Der Fokus liegt dabei auf der Entwicklung des Zu- und Rückbaus, der regionalen Verteilung und der Altersstruktur des Leistungs- und Anlagenbestands sowie der Genehmigungssituation und den Ausschreibungsergebnissen in Bezug auf die installierte Leistung (und Anlagenanzahl).

2.1.1. Zubau

Bereits seit Anfang der 1990er Jahre werden Windenergieanlagen zur kommerziellen Nutzung in Deutschland errichtet. Die Zubauentwicklung seither bis zur Jahresmitte 2022 ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Einführung des EEG im April 2000 führte zu einem verstärkten Zubau, insbesondere in den Jahren 2001 und 2002. Ab dem Jahr 2003 ebbte dieser Trend wieder ab und erreichte im Jahr 2008 einen vorläufigen Tiefpunkt seit Einführung des EEG. In den darauffolgenden Jahren konnte eine Trendwende mit steigenden Zubauraten verzeichnet werden. Im Jahr 2014 wurde mit etwa 4,7 GW Leistungszubau ein Rekordwert erzielt. Der Zubau in den Jahren 2015 und 2016 erreichte zwar nicht den Rekordwert aus 2014, dennoch lag der Zubau auf einem weiterhin hohen Niveau. Im Jahr 2017 wurde schließlich der Rekordwert aus 2014 übertroffen. Mit einem Zubauvolumen von 5,5 GW stellt 2017 das Jahr mit dem bisher höchsten Leistungszubau dar. Zugleich markiert das Jahr 2017 die Einführung der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land in Deutschland. In einer Übergangsphase bis Ende 2018 konnten Anlagen, die bis Ende 2016 genehmigt wurden, noch ohne Zuschlag in einer Ausschreibung installiert werden und einen Förderanspruch nach der alten Regelung erhalten. Dennoch kam es mit einem Zubau von lediglich knapp 2,5 GW in 2018 zu einem deutlichen Einbruch und in 2019 mit knapp 1 GW Leistungszubau schließlich zum niedrigsten Zubau seit mehr als einem Jahrzehnt. Im Jahr 2020 stellte sich mit einem Zubau von etwa 1,4 GW eine leichte Erholung ein, die sich 2021 mit 1,9 GW fortsetzte. Im Jahr 2022 wurde ein Zubau von knapp unter 2,4 GW erzielt und im ersten Quartal 2023 sind knapp 0,6 GW in Betrieb gegangen, was immerhin einer Steigerung um 43% im Vergleich zum Vorjahresquartal entspricht. Die im EEG 2023 festgeschriebenen Ziele zum jährlichen Zubau

von Windenergie an Land werden damit trotz der Zubausteigerungen seit 2019 bei weitem nicht erreicht – selbst die weniger ambitionierten Ziele des EEG 2017/21 für den Zubau[4] pro Jahr wurden nicht erreicht.

Aufgrund der kontinuierlich steigenden durchschnittlichen Anlagenleistung verläuft die Zubauentwicklung in Bezug auf die Anlagenanzahl nicht identisch zur Entwicklung der Gesamtleistung. Der Zubau bezogen auf die Anlagenanzahl erreichte 2002 mit über 2.200 Windenergieanlagen den Höhepunkt. Selbst in den Jahren 2014–2017 wurde dieser Wert nicht wieder überschritten. Seit 2019 wurden jeweils unter 500 Windenergieanlagen pro Jahr neu installiert, seit Einführung des EEG wurden nur im Jahr 2008 (durch Verzögerungseffekte) weniger neue Anlagen errichtet. Im Jahr 2022 konnte die 500-Anlagen Marke wieder überschritten werden.



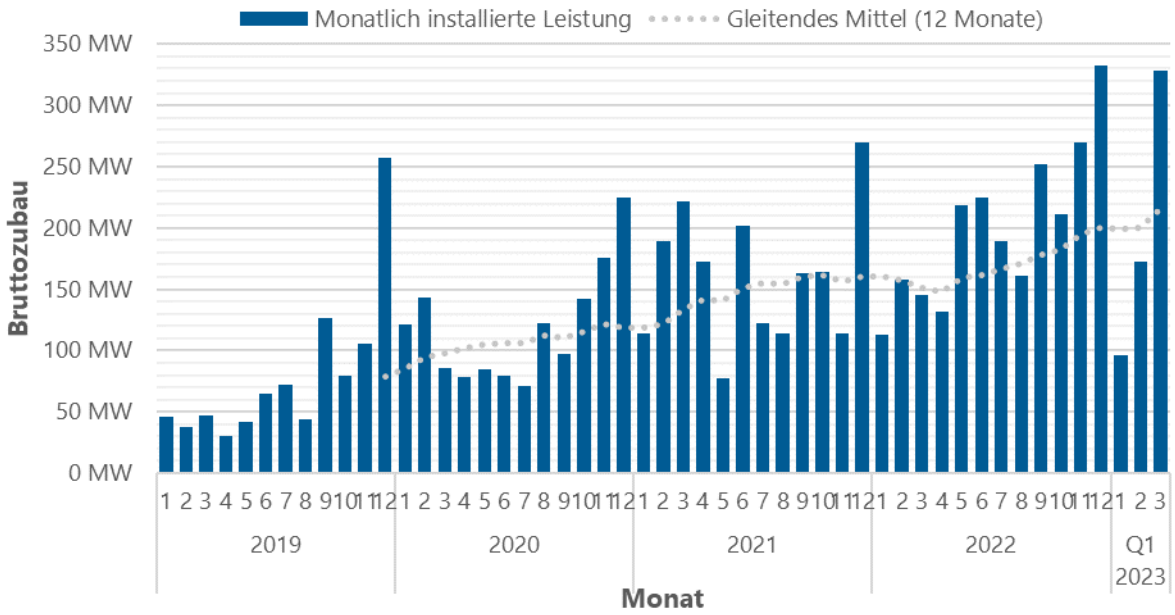
Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 1: Jährlicher Bruttozubau ab 1995 in Megawatt und Anlagenanzahl in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr

Mit Fokus auf den Berichtszeitraum ist in Abbildung 2 der monatliche Bruttozubau[5] gemäß MaStR von Januar 2019 bis März 2023 dargestellt. Nach dem Zubautief im Jahr 2019 (281 WEA mit 952 MW) stieg die jährliche Leistungsinstallation im Jahr 2020 um 50 % an und folglich konnte in Deutschland ein Bruttozubau von 420 WEA mit einer Leistung von insgesamt 1.427 MW verzeichnet werden. Dieser positiven Tendenz folgend übertrifft der Leistungszubau im Jahr 2021 in Höhe von 1.925 MW den Gesamtzubau des Jahres 2020 um 35 %. Im Jahr 2022

[4] Abgeleitet aus der Ausschreibungsmenge im Vorvorjahr
[5] Betrachtet werden Anlagen mit einer Nennleistung > 100 kW.

wurden 552 WEA mit 2.407 MW Leistung installiert – erneut eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr. Den beschriebenen Trend verdeutlicht der in Abbildung 2 dargestellte gleitende Durchschnitt des Zubaus (über 12 Monate), der insgesamt eine steigende Tendenz aufweist und die monatlich teils deutlichen Schwankungen ausklammert.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung. Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 2: Monatlicher Bruttozubau ab 2019 und gleitender Mittelwert (12 Monate) in Megawatt

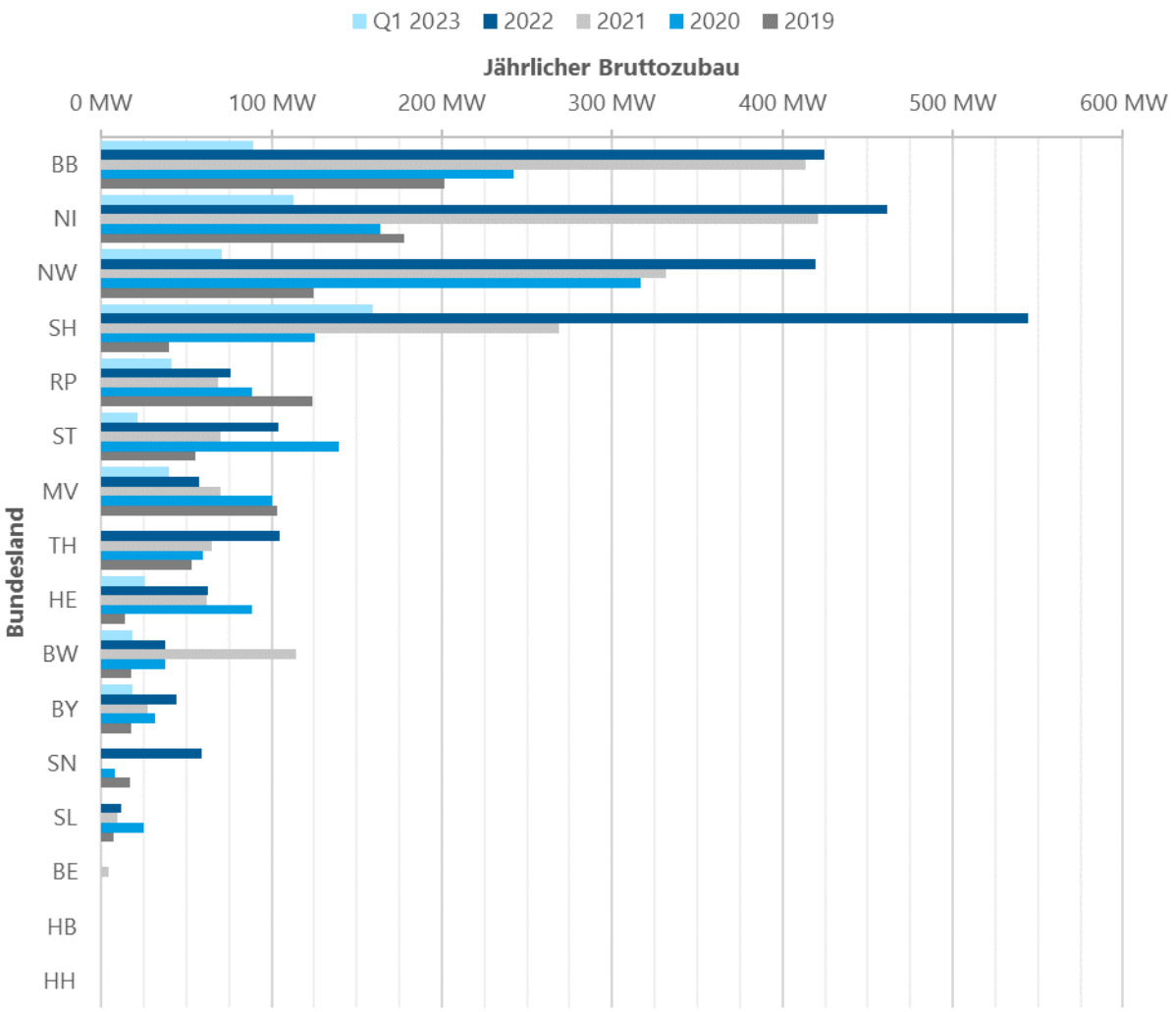
Regionale Verteilung

Im regionalen Vergleich der Bundesländer zeigt sich, dass grundsätzlich in allen Bundesländern (mit Ausnahme der Stadtstaaten) in den betrachteten Jahren neue Windenergieanlagen errichtet worden sind. In den vier Ländern Brandenburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein wurde im Betrachtungszeitraum (2019 bis März 2023) knapp 70 % des bundesweiten Zubaus realisiert. Die vier Länder fanden sich jedes Jahr (teilweise in anderer Reihung) auf den vier vorderen Plätzen hinsichtlich der jährlich installierten Leistung. In Abbildung 3 ist der jeweilige jährliche Zubau je Bundesland dargestellt.

Obwohl die standortdifferenzierte Vergütung eine stärkere Unterstützung für windschwächere Standorte vorsieht, die vermehrt im Süden auftreten, fällt der Zubau in den südlichen Bundesländern deutlich geringer aus als in den restlichen Bundesländern. Der Zubau bis einschließlich des Jahres 2020 erfährt dabei eine förderseitige Standortdifferenzierung für Standorte bis zu einer niedrigsten Standortgüte[6] von 70 %. Mit der EEG-Novelle 2021 wird die

[6] Die Standortgüte bzw. der Gütefaktor einer WEA entspricht dem (erwarteten) Standortertrag durch den Referenzertrag der installierten Anlage entsprechend Anlage 2 EEG 2017/2021/2023

Differenzierung auf Standorte bis 60 % Standortgüte ausgeweitet, ab 2023 wird mit dem neuen EEG zusätzlich in der im Gesetz definierten Südregion eine Differenzierung bis zu einer Standortgüte von 50% ergänzt. Außerhalb der Südregion verbleibt die Standortdifferenzierung bis 60%.

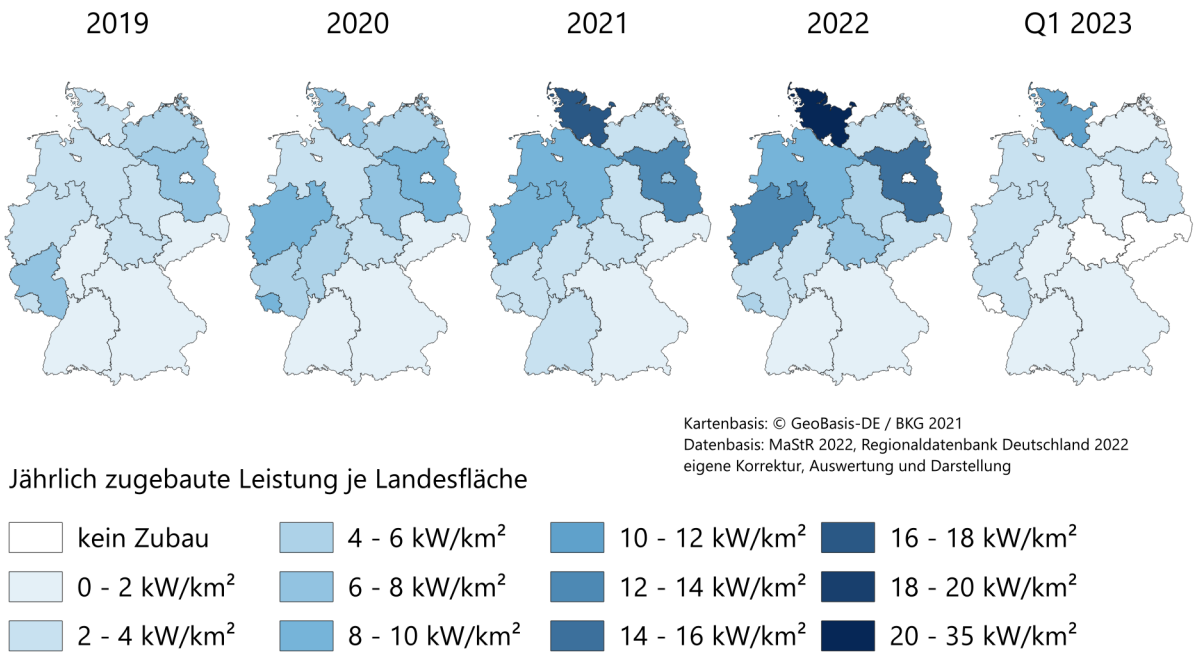


Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 3: Bruttozubau in MW im den Jahren 2019 bis Q1 2023 nach Bundesländern

Bei der Betrachtung der einzelnen Bundesländer ist eine Relativierung der absoluten Zahlen zur Einordnung der Aktivitäten in den Ländern entscheidend – im Folgenden erfolgt diese, wie in Abbildung 4 dargestellt, in Bezug auf die jeweilige Landesfläche (installierte Leistung in kW / Landesfläche in km²). Im gesamten Betrachtungszeitrum liegt mit Abstand die höchste Zubaudichte bezogen auf den jährlichen Leistungszubau und die jeweilige Landesfläche im Jahr 2022 in Schleswig-Holstein vor. Sie liegt mit 34 kW/km² deutlich über den Werten anderer Bundesländer. Auch im Jahr 2021 und im bisherigen Zubau des Jahres 2023 (Q1) liegt Schleswig-Holstein hinsichtlich der jährlichen Zubaudichte vor den anderen Bundesländern. Wie auch bei der absoluten Betrachtung der zugebauten Leistung liegen die Bundesländer Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen über den gesamten

Betrachtungszeitrum weit vorn, wenngleich dies nicht in allen Jahren der Fall ist. Beispielsweise weist Niedersachsen trotz des hohen Zubaus in absoluten Zahlen aufgrund der großen Landesfläche in einigen Jahren eine geringere Zubaudichte als andere Bundesländer auf. Andersherum liegt das Saarland mit seiner verhältnismäßig geringen Landesfläche hinsichtlich der zugebauten Leistungsdichte im Betrachtungszeitraum nur knapp hinter den vier Bundesländern an der Spitze. Abgesehen von den Stadtstaaten, in denen strukturell bedingt weniger zugebaut wird, ist in Bayern, Sachsen und Baden-Württemberg der geringste Zubau je Landesfläche erfolgt.



Datengrundlage: [MaStR 2023; Regionaldatenbank Deutschland 2020]. Kartengrundlage: © GeoBasis-DE / [BKG 2021].
Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 4: Bruttozubau in MW im den Jahren 2019 bis Q1 2023 bezogen auf Landesfläche in kW/km²

Zubau in Sonderregionen

Hinsichtlich der regionalen Verteilung des aktuellen Zubaus sind zudem die im EEG definierten Regionen mit besonderen Zubauregelungen hervorzuheben. Das Netzausbaugebiet, das im EEG 2017 definiert und mit dem EEG 2021 wieder abgeschafft wurde, umfasst den nördlichen Teil Niedersachsens sowie Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern. Für dieses Gebiet wurde die Zuschlagsmenge, die in den Ausschreibungen von 2017 bis 2020 vergeben wurde, begrenzt, was wiederum die Zubaumenge innerhalb des Gebietes begrenzt. In Tabelle 1 ist der jährliche Zubau im Netzausbaugebiet ausgewiesen. Der Zubauanteil im Netzausbaugebiet lag 2017 noch bei 35 %, sank bis 2020 auf 20 % und ist seither wieder angestiegen, obwohl das Netzausbaugebiet nur in wenigen

Ausschreibungsrunden nach 2017 Wirkung entfaltet hat. Da seit 2021 in den Ausschreibungen keine Begrenzung für Anlagen im Netzausbaugebiet mehr angewendet wird, ist auch der künftige Zubau nicht mehr entsprechend gedeckelt.

Tabelle 1: Jährlicher Zubau im Netzausbaugebiet

Jahr	Netzausbaugebiet	Kein Netzausbaugebiet	Anteil Netzausbaugebiet
2017	1.912 MW	3.620 MW	35%
2018	804 MW	1.670 MW	32%
2019	210 MW	742 MW	22%
2020	292 MW	1.135 MW	20%
2021	468 MW	1.458 MW	24%
2022	841 MW	1.567 MW	35%
Q1 2023	244 MW	353 MW	41%

Datengrundlage: [MaStR 2023]

Mit der Südregion wurde im EEG 2021 eine weitere Region definiert, die Baden-Württemberg, Saarland sowie Teile von Bayern, Rheinland-Pfalz und Hessen umfasst. Ab 2022 sollten gemäß EEG 2021 Standorte innerhalb der Südregion bis zu einem definierten Mengenanteil bevorzugt bezuschlagt werden. Die Notifizierung dieser Regelung durch die Europäische Kommission konnte nicht erreicht werden, bevor die Regelung durch die nächste EEG-Novelle wieder aufgelöst wurde. Die Regelung wurde in den Ausschreibungsrunden 2022 nicht angewendet. Im EEG 2023 soll der Zubau in der Südregion nun durch einen abweichenden Korrekturfaktor für Standorte im Süden mit Standortgüte unter 60 % gestärkt werden (vgl. Abschnitt 4.1.6). Diese Regelung wirkt für die ab 2023 bezuschlagten Projekte, die zum Berichtszeitpunkt noch nicht in Betrieb sind. Der bisher verzeichnete Zubau – dargestellt in Tabelle 2 – ist folglich noch von Regelungen zur Stärkung der Südregion unbeeinflusst.

Tabelle 2: Jährlicher Zubau in der Südregion

Jahr	Innerhalb Südregion	Außerhalb Südregion	Anteil Südregion
2017	923 MW	4.609 MW	17%
2018	409 MW	2.065 MW	17%
2019	167 MW	786 MW	17%
2020	147 MW	1.280 MW	10%
2021	184 MW	1.742 MW	10%
2022	141 MW	2.266 MW	6%
Q1 2023	59 MW	538 MW	10%

Datengrundlage: [MaStR 2023]

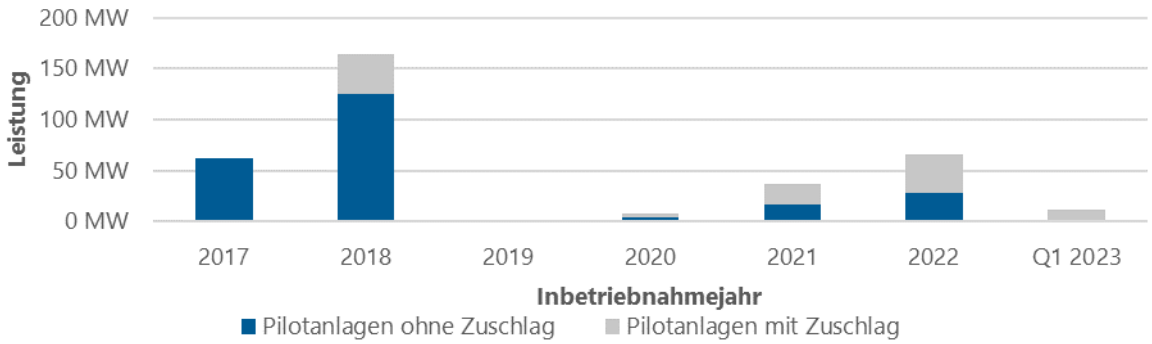
Zubau von Pilotwindenergieanlagen an Land

Pilotwindenergieanlagen nach § 3 Nr. 37 EEG 2017–2023 mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 125 MW pro Jahr können gemäß § 22 Absatz 2 EEG 2017–2023 einen Vergütungsanspruch ohne Teilnahme an der Ausschreibung erhalten. Die Eigenschaft als Pilotanlage wird durch einen akkreditierten Zertifizierer bestätigt und im MaStR gemeldet.

Insgesamt sind 88 der Windenergieanlagen mit einer Nennleistung über 750 kW[7] und Inbetriebnahme ab 2017 mit einer installierten Leistung von zusammen 347 MW im MaStR als

[7] Ab 2023: unter 1.000 kW

Pilotwindenergieanlagen nach § 3 Nr. 37 EEG gekennzeichnet. 26 dieser Anlagen haben trotz der Kennzeichnung als Pilotanlagen an der Ausschreibung teilgenommen und einen Zuschlag bekommen. Aufgrund der geringen Beteiligung in den meisten Ausschreibungsrunden war dies möglich, ohne dass Wettbewerbsdruck auf den Bietern lastete. Ein Vorteil der Teilnahme an der Ausschreibung gegenüber der Nutzung der Ausnahmeregelung für Pilotanlagen liegt darin, dass der Vergütungsanspruch bereits vor Inbetriebnahme gesichert werden kann und der Anlagenbetreiber nicht der Unsicherheit unterliegt, dass das Pilot-Kontingent des Jahres bei Inbetriebnahme bereits ausgeschöpft ist. Weitere Anlagen mit Nennleistungen unter 750 kW bzw. 1.000 kW, die bereits durch die geringe Nennleistung von der Pflicht zur Teilnahme an der Ausschreibung ausgenommen sind, wurden mit der Piloteigenschaft registriert, sind im Folgenden jedoch nicht ausgewiesen.



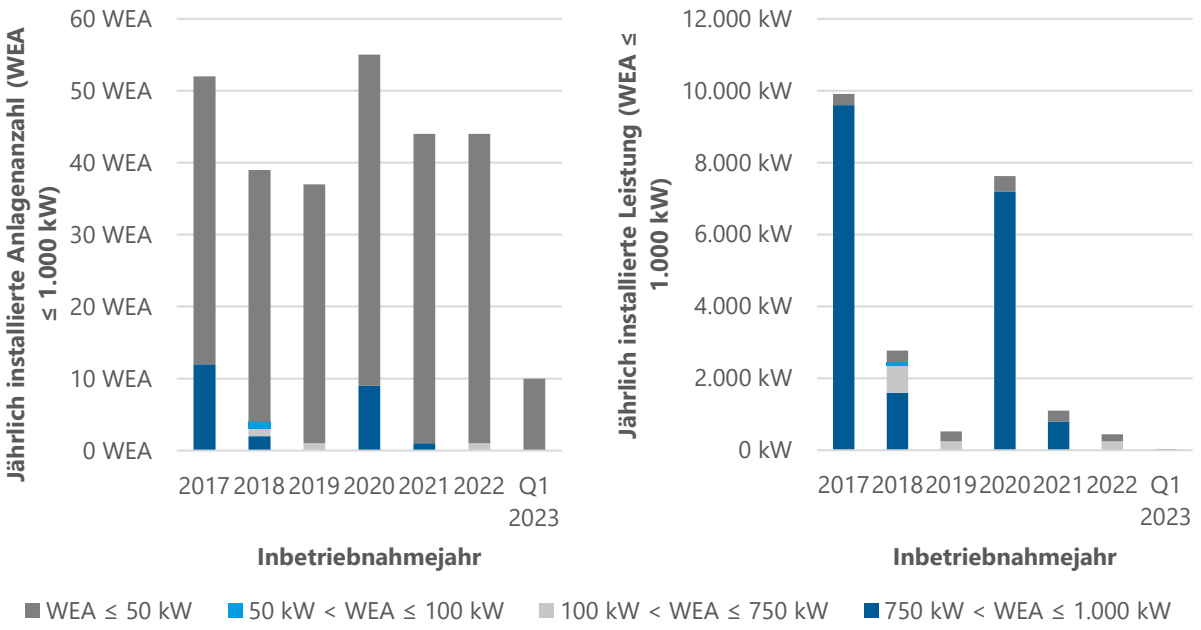
Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 5: Zubau von Pilotanlagen in MW im den Jahren 2017 bis Q1 2023

Zubau von Kleinwindenergieanlagen

Der Begriff Kleinwindenergieanlagen (KWEA) ist im EEG nicht klar definiert. Es gibt verschiedene Leistungsschwellen, ab denen unterschiedliche Regelungen für die Anlagen gelten. Beispielsweise mussten Anlagen bis 750 kW bis zum 31. Dezember 2022 nicht an der Ausschreibung teilnehmen, um einen Vergütungsanspruch zu erhalten (§ 22 (2) Nr.1). Diese Schwelle wurde mit der EEG-Novelle 2023 auf 1.000 kW angehoben. Anlagen bis einschließlich 100 kW unterliegen nicht der Direktvermarktungspflicht und können eine Einspeisevergütung erhalten (§21 (1) Nr. 1), Windenergieanlagen bis einschließlich 50 kW müssen die Standortgüte nicht nachweisen, für sie wird eine Standortgüte von 70 % gemäß EEG 2017, 60 % gemäß EEG 2021 bzw. 50 % gemäß EEG 2023 angenommen.

Der Zubau von Windenergieanlagen mit Nennleistung bis zu 1000 kW ab 2017 ist in Abbildung 6 dargestellt. In den vergangenen fünfeinhalb Jahren wurden jeweils nur wenige Windenergieanlagen mit einer Leistung von unter 750 kW installiert und an das Register gemeldet. Der Großteil der erfassten ausschreibungsfreien Anlagen entstammen der Leistungsklasse bis einschließlich 50 kW. Bei der Auswertung nach installierter Leistung sind die vereinzelt vorhandenen Windenergieanlagen im Leistungsbereich von über 750 und unter 1.000 kW präsenter, da sie aufgrund der höheren Einzelleistung größere Anteile erreichen.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: ≤ 1.000 kW

Abbildung 6: Jährlicher Bruttozubau im Anlagensegment ≤ 1.000 kW in Anlagenanzahl und Kilowatt in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr

2.1.2. Rückbau

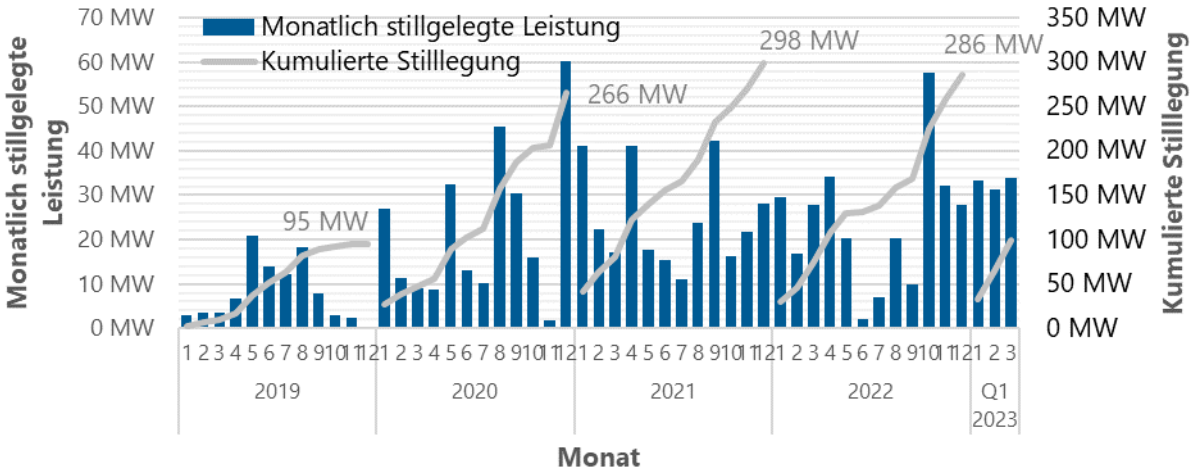
In Deutschland werden seit Anfang der 90er Jahre Windenergieanlagen kommerziell installiert. Diese sind zumeist auf eine Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgelegt. Erst seit einigen Jahren gibt es die Tendenz, einige Anlagentypen für eine Nutzungsdauer von 25 Jahren auszulegen (jedoch ist dies kein vollumfänglicher Trend). Dementsprechend haben viele der Anlagen aus den Anfangszeiten der Windenergie bereits das Ende ihrer Entwurfsnutzungsdauer erreicht. Grundsätzlich ist darüber hinaus ein Weiterbetrieb möglich, wenn nachgewiesen wird, dass die Anlage standsicher ist.

Mit dem EEG 2000 wurde festgelegt, dass erst Ende 2020 erstmals der EEG-Vergütungsanspruch für Windenergieanlagen mit einem Alter von 20 Jahren und älter auslief. Seither endet jedes Jahr zum 31. Dezember der Förderanspruch für alle Anlagen, die im jeweiligen Jahr ein Alter von 20 Jahren erreicht haben. Der Förderanspruch ist jedoch keine Voraussetzung für den Betrieb der Anlagen, Strom aus den ausgeförderten Anlagen kann am Markt weiter vertrieben werden.

Grundsätzlich kann der Rückbau von Windenergieanlagen aus Gründen unterschiedlichster Art veranlasst werden. Es können beispielsweise technische Probleme auftreten, die den weiteren Betrieb der Anlage gänzlich ausschließen oder deren Behebung große, für den Weiterbetrieb der Anlage unwirtschaftliche Investitionen erforderlich machen würden. Der Rückbau einer Anlage noch vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer kann auch aufgrund eines Repowerings erfolgen. Im Rahmen des Repowerings werden technisch veraltete Bestandsanlagen abgebaut und durch Anlagen auf dem neuesten Stand der Technik am selben Standort ersetzt. Es gibt

jedoch auch Repoweringvorhaben, die nicht standortgebunden stattfinden. In der Vergangenheit sah das EEG für den Rückbau alter Bestandsanlagen und die gleichzeitige Errichtung neuer Anlagen im selben oder angrenzenden Landkreis einen Anreiz in Form einer Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer (EEG 2004) bzw. eines sogenannten Repoweringbonus (EEG 2009 und EEG 2012) vor. Seither wird Repowering zwar nicht mehr finanziell angereizt, aber mit der Schaffung des § 16b BImSchG wurden genehmigungsrechtliche Erleichterungen für Repowering geschaffen und mit der EU-Notfallverordnung erweitert.

In Abbildung 7 sind die an das MaStR gemeldeten Stilllegungen ab 2019 je Monat und jährlich kumuliert dargestellt. Im Jahr 2019 war die Anzahl der Stilllegungen von 84 WEA (>100 kW) mit 97 MW vergleichsweise gering. Im Jahr 2020 wurden 245 WEA mit einer Leistung von 266 MW außer Betrieb genommen. 2021 gingen insgesamt 298 MW bzw. 282 WEA vom Netz. Im Jahr 2022 hielt sich das Niveau der Stilllegungen weiterhin: es wurden 263 Windenergieanlagen mit zusammen 286 MW stillgelegt. Im ersten Quartal 2023 wurden bereits 72 Stilllegungen mit 99 MW gemeldet. Unterjährlich wurden regelmäßig deutliche Schwankungen beobachtet, sodass gegenüber den beiden Vorjahren noch keine Trendveränderung erkennbar ist.



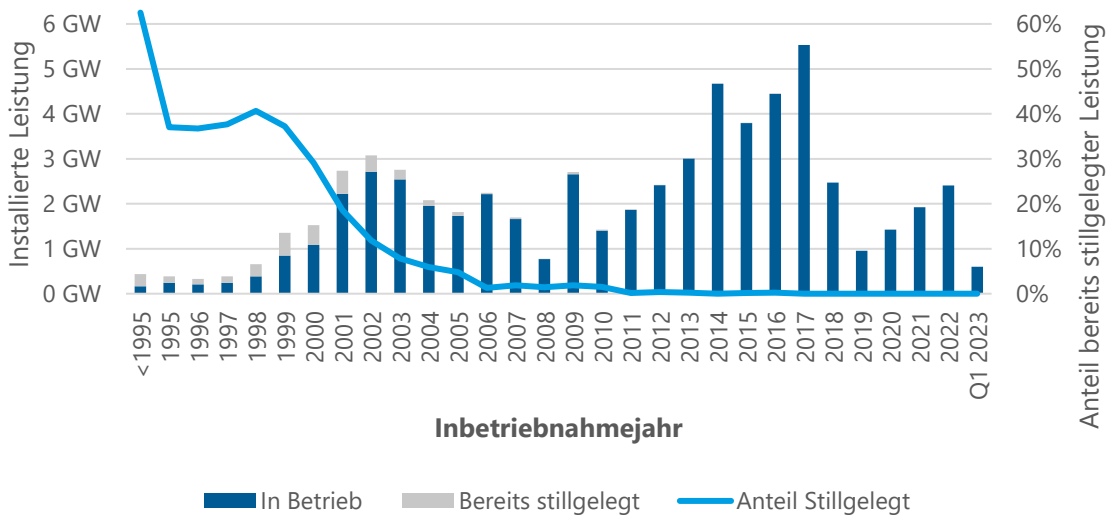
Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 7: Monatliche und jährlich kumulierte Stilllegungen in MW ab 2019

Verschiedene Aspekte können dies beeinflussen: Rückbauerhöhung bei erhöhtem Zubau weist auf mehr Repowering-Projekte hin, zunehmender Rückbau mit der Zeit kann auf das zunehmende Alter der Bestandsanlagen zurückzuführen sein, zunehmende Rückbauaktivitäten können zudem – je nach Marktlage – mit sinkenden Erlösaussichten nach Ablauf der Förderdauer zusammenhängen. Projektspezifisch erfolgt die Abwägung unterschiedlicher Aspekte. Für die Entwicklung von Annahmen hinsichtlich des künftigen Rückbaus ist von Interesse, wieviel Leistung aus welchen Anlagenjahrgängen bereits rückgebaut wurde sowie welche Rückschlüsse aus dem bisherigen durchschnittlichen Rückbaualter im Hinblick auf die Zukunft gezogen werden können. Abbildung 8 stellt dar, welche Leistung der

Inbetriebnahmejahre <1995 bis Q1 2023 derzeit noch in Betrieb ist bzw. bereits stillgelegt wurde. Insgesamt wurden knapp.4.000 bereits stillgelegte Windenergieanlagen mit einer Leistung von etwa 3.500 MW erfasst. Anlagen, für die dabei kein Inbetriebnahmedatum bekannt ist, wurden in der Kategorie <1995 eingeordnet. Daraus resultiert die überdurchschnittlich hohe Rückbauquote für diese Kategorie in der grafischen Darstellung, die entsprechend nicht hoch bewertet werden darf. Die im Übrigen dargestellten Rückbauanteile zeigen, dass bis zu einem Anlagenalter von etwa 10 Jahren so gut wie keine Stilllegungen erfolgen, danach steigen die durchschnittlichen Stilllegungsaktivitäten an. Etwa 12 % der 2002 installierten Leistung, die zum Berichtszeitpunkt 20. Betriebsjahr keinen EEG-Vergütungsanspruch mehr gehabt hätte, wurde bereits stillgelegt. In einem Betriebsalter von über 25 Jahren steigt der bereits zurückgebaute Anteil auf etwa 40 %. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass der Anteil der Anlagen in der Datenbasis, die vor über 20 Jahren installiert wurden, nur bei etwa 17 % liegt und es hinsichtlich der Datenverfügbarkeit von Anlagen, die vor Einführung der offiziellen Melderegister zurückgebaut wurden, Erfassungslücken gibt. Der Teil der zurückgebauten Anlagen könnte entsprechend über den ermittelten Werten liegen. Weitere Erfahrungen zu Betreiberstrategien im Hinblick auf den Rückbau bzw. Weiterbetrieb der Anlagen, insbesondere wenn zunehmend repoweringfähige Anlagen[8] ein entsprechendes Alter erreichen, stehen noch aus.

[8] Die Repoweringfähigkeit des Anlagenbestands hat sich aufgrund der rechtlichen Anpassungen erhöht, da Repoweringflächen nicht mehr als Windflächen ausgewiesen werden müssen.



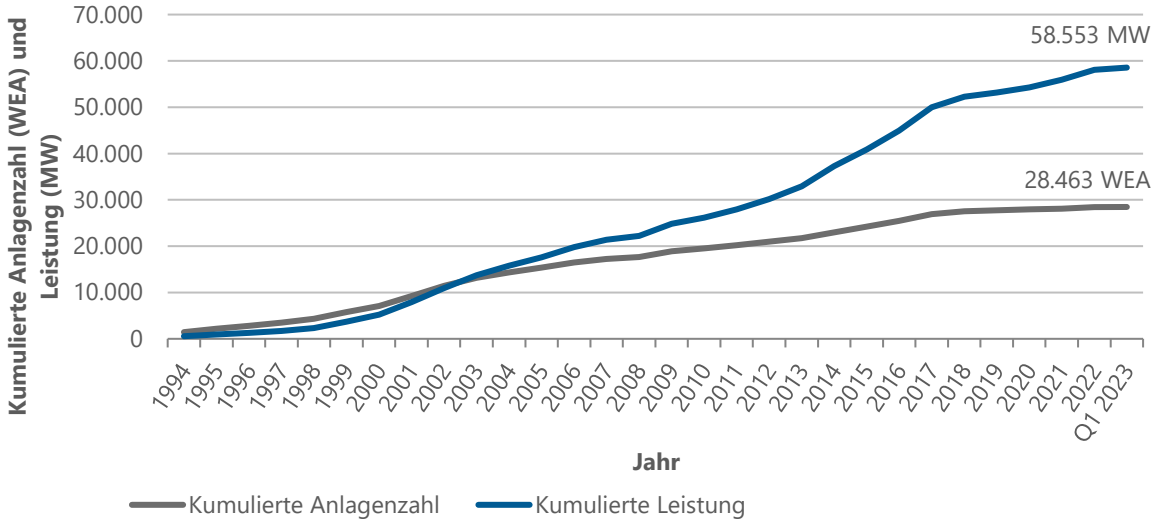
Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 8: Windenergiezubau nach Inbetriebnahmejahren mit Differenzierung hinsichtlich in Betrieb befindlicher und bereits stillgelegter Leistung sowie Anteil bereits stillgelegter Leistung je Inbetriebnahmejahrgang

Das mittlere Rückbaualter der in den Jahren 2020 bis 2022 stillgelegten Windenergieanlagen lag bei 20 bis 21 Jahren. 2017 bis 2019 gingen die stillgelegten Windenergieanlagen mit einem mittleren Alter von rund 17–19 Jahren etwas früher außer Betrieb. Anlagen, die im Rahmen eines Repowerings zurückgebaut werden, sind etwas jünger als Anlagen, die ersatzlos zurückgebaut werden. Hinsichtlich der regionalen Verteilung des Rückbaus ist eine leichte Korrelation zur Verteilung des Zubaus festzustellen, die einerseits bedingt durch Repoweringprojekte auftreten kann, andererseits auch durch den Zubau in Bundesländern mit verhältnismäßig großem Altanlagenbestand herrührt.

2.1.3. Bestand

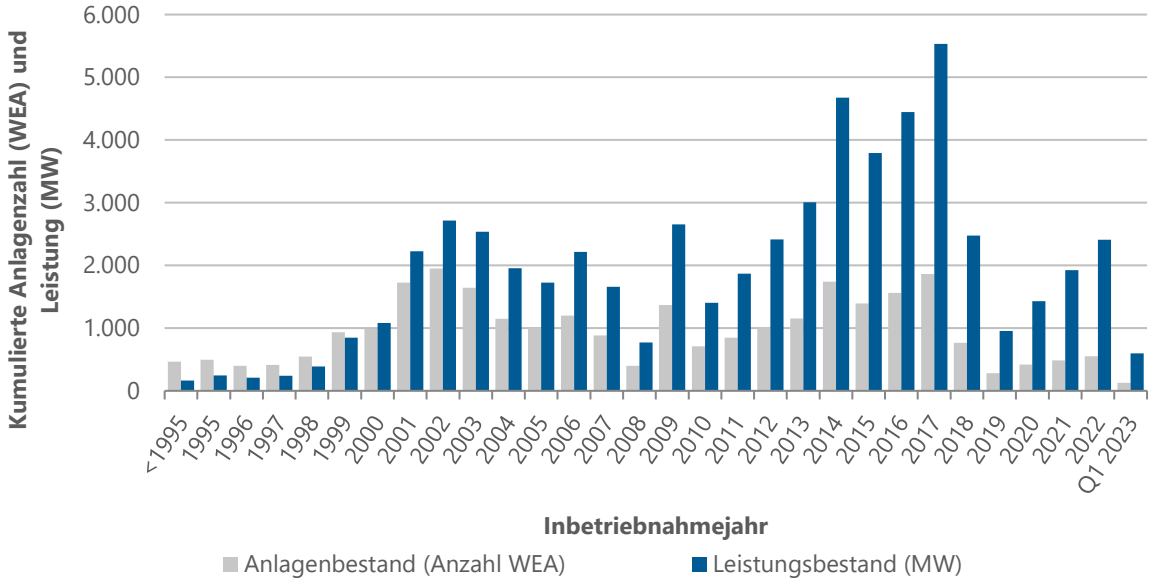
Zum Ende des ersten Quartals 2023 waren in Deutschland 28.463 WEA mit einer kumulierten Leistung von 58.553 MW installiert. Die Entwicklung der kumulierten Leistung über die Jahre ist in Abbildung 9 dargestellt. Aufgrund der kontinuierlich steigenden durchschnittlichen Anlagenleistung der Neuinstallationen verhält sich die Entwicklung in Bezug auf die kumulierte Anlagenanzahl nicht identisch zur Leistungsentwicklung. Während sich die installierte Leistung seit Anfang 2019 um 12 % gesteigert hat, wuchs die installierte Anlagenanzahl nur um etwa 3 % an.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Status: 31.03.2023, Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 9: Entwicklung der kumulierten Anlagenzahl (WEA) und Leistung (MW)

Im Anlagenportfolio zum Ende des ersten Quartals 2023 finden sich Windenergieanlagen aus allen Inbetriebnahmejahrgängen. Im Verhältnis zu den Installationen ist der bisher erfolgte Rückbau gering, somit korreliert der vorhandene Anlagenbestand stark mit den ursprünglichen Installationen. Die Anlagen, die bereits vor der Jahrtausendwende installiert wurden, machen einen Anlagenanteil von 11 % und einen Leistungsanteil von 4 % am aktuellen Bestand aus. Die 2000er Jahre (Inbetriebnahme von 2000 bis 2009) haben einen Anteil von 43 % am Anlagenbestand und einen Anteil in Höhe von 33 % am Leistungsbestand. Die 2010er Inbetriebnahmejahrgänge machen 40 % der Anlagen aus, die 52 % der kumulierten Leistung stellen. Die Jahrgänge von 2020 aufwärts vereinen 6 % der Windenergieanlagen bzw. 11 % der installierten Leistung auf sich. In Abbildung 10 ist die Anlagenanzahl und die kumulierte Leistung nach Inbetriebnahmejahr aufgezeigt.

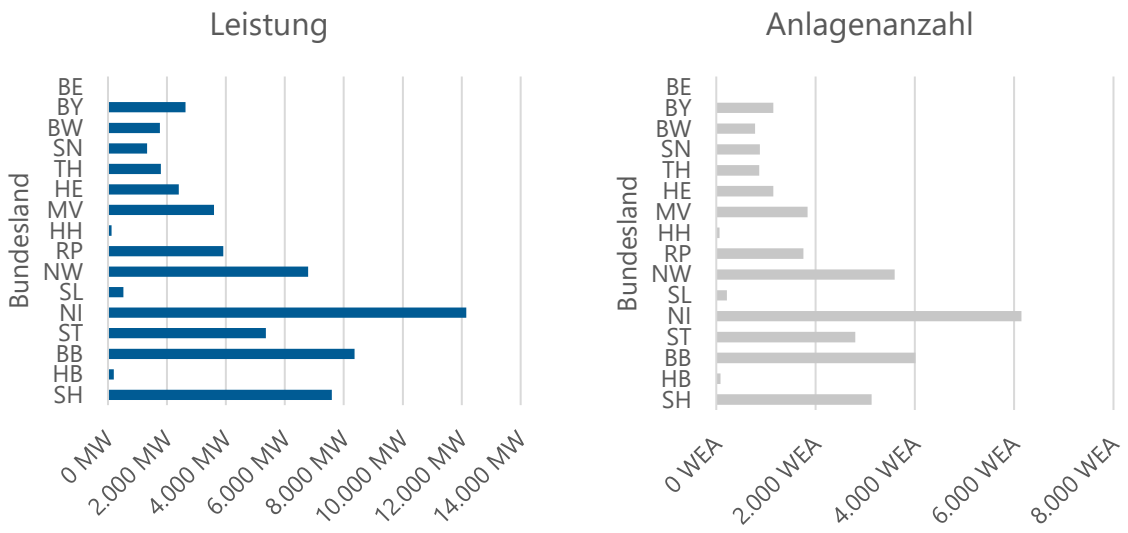


Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Status: 31.03.2023, Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 10: Aktueller Leistungs- und Anlagenbestand in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr

Regionale Verteilung

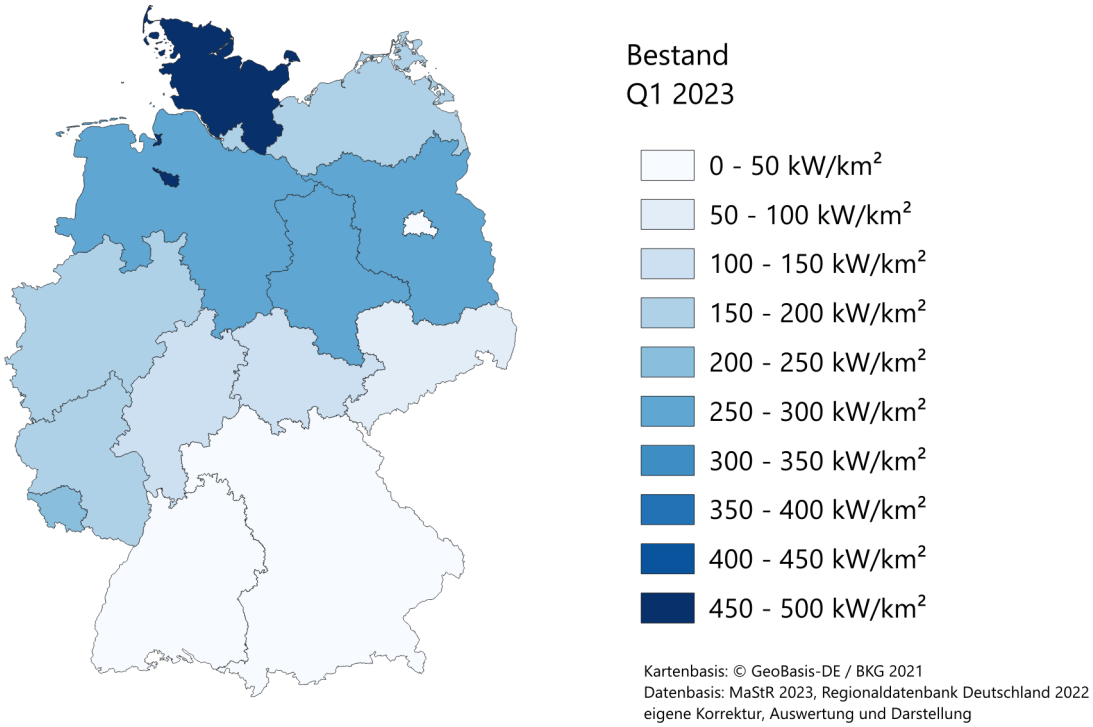
Die regionale Verteilung des absoluten Leistungs- und Anlagenbestands ist in Abbildung 11 je Bundesland dargestellt. In der Betrachtung der absoluten Zahlen wird deutlich, dass Niedersachsen mit deutlichem Abstand den höchsten Leistungs- und Anlagenbestand aufweist. Auf Niedersachsen folgen Brandenburg, Schleswig-Holstein, Nordrhein-Westfalen sowie Sachsen-Anhalt. Die restlichen Bundesländer verfügen jeweils über einen Leistungsbestand von unter 4 GW. Auf den letzten Rängen liegen erwartungsgemäß die drei Stadtstaaten.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Status: 31.03.2023, Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 11: Aktueller Leistungs- und Anlagenbestand je Bundesland

In Abbildung 12 ist der kumulierte Leistungsbestand bezogen auf die jeweilige Landesfläche in km² dargestellt, was die absolute Auswertung relativiert. In der Betrachtung der relativen Leistungsdichte bezogen auf die Landesfläche ergeben sich erwartungsgemäß abweichende Resultate. Die höchste Leistungsdichte haben Bremen und Schleswig-Holstein mit jeweils etwa 480 kW/km². Mit deutlichem Abstand folgen die Bundesländer Brandenburg und Sachsen-Anhalt, Niedersachsen sowie Saarland mit 200-300 kW/km². Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern erreichen zwischen 150 und 200 kW installierter Leistung je km² der Landesfläche, Hessen und Thüringen liegen zwischen 100 und 150 kW/km². Sachsen mit unter 100 kW/km² sowie Baden-Württemberg, Bayern und Berlin mit unter 50 kW/km² weisen die niedrigste Bebauungsdichte je km² Landesfläche auf. Im Mittel über ganz Deutschland liegt die Bebauungsdichte bei etwa 164 kW/km².



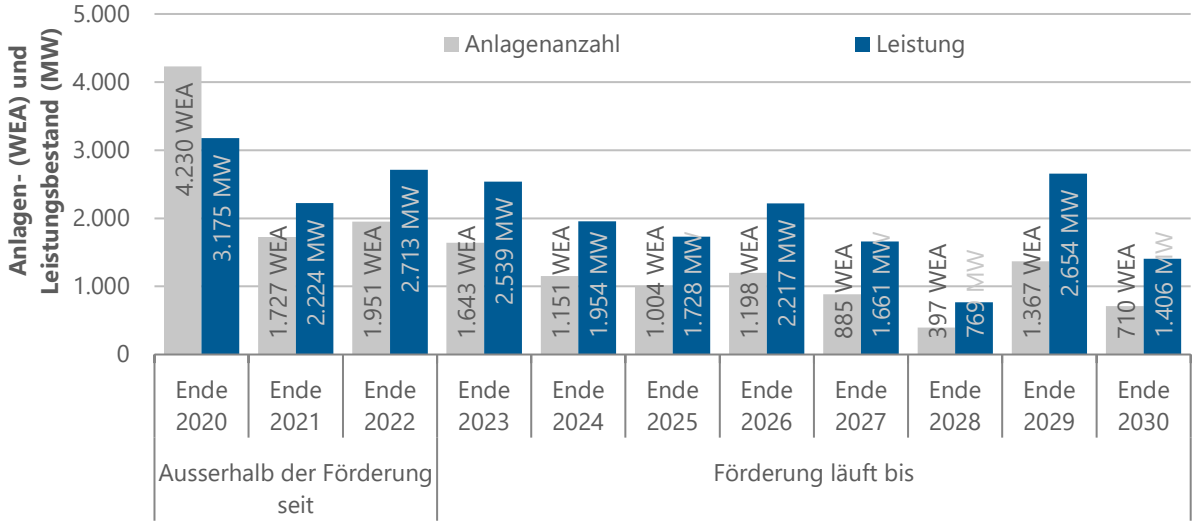
Datengrundlage: [MaStR 2023; Regionaldatenbank Deutschland 2020]. Geodatengrundlage: © GeoBasis-DE / [BKG 2021].
Quelle: Eigene Darstellung.
Status: 31.03.2023, Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 12: Kumulierter Leistungsbestand bezogen auf Landesfläche in kW/km²

Bestand am Ende der EEG-Förderung

Mit dem 31.12.2020 endete für alle Windenergieanlagen, die vor dem 01.01.2001 in Betrieb genommen wurden, die ursprünglich im EEG definierte Förderdauer. Im Jahr 2021 konnten die betroffenen Windenergieanlagen zunächst von der Übergangsförderung für ausgeförderte Anlagen in Form einer bezuschussten Marktwertdurchleitung Gebrauch machen. Die Übergangsförderung für Windenergieanlagen an Land ab 100 kW ist mit dem Jahresende 2021 ausgelaufen, entsprechend müssen die Windenergieanlagen am Ende der Förderdauer nun im Markt bestehen, um weiter betrieben zu werden. Am 31.12.2021 bzw. am 31.12.2022 endete für alle Windenergieanlagen, die im Jahr 2001 bzw. im Jahr 2002 in Betrieb genommen wurden, der ursprüngliche Förderzeitraum. Sukzessive fallen bis Ende 2030 alle Anlagen aus der Förderung, die bis Ende 2010 installiert wurden – sofern der Rückbau nicht bereits vor dem Förderende stattfindet. Zum Ende des ersten Quartals 2023 sind noch etwa 7.900 Windenergieanlagen mit ca. 8,1 GW Leistung ohne Förderanspruch in Betrieb. Bis Ende 2030 werden über 8.300 weitere, heute noch in Betrieb befindliche Anlagen mit etwa 14,9 W installierter Leistung aus der Vergütung fallen. In Abbildung 13 sind der Leistungs- und Anlagenbestand nach dem jeweiligen Ende der EEG-Förderung zugeordnet dargestellt. Vom Ende der EEG-Förderung Ende 2020 waren noch vorrangig Anlagen ≤ 1 MW betroffen, in den folgenden Jahren sind vorrangig Windenergieanlagen von 1 bis einschließlich 2 MW bestimmend. Hinsichtlich der regionalen Verteilung ist Niedersachsen am stärksten betroffen

– hier stehen 24 % der Leistung, die bis Ende 2030 aus der Vergütung gefallen sein werden. Brandenburg (18 %), Sachsen-Anhalt (14 %) und Nordrhein-Westfalen (11 %) folgen darauf.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Status: 31.03.2023, Meldestand: Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 13: Leistungs- und Anlagenbestand mit Ende der EEG-Förderung jeweiligen Jahresende

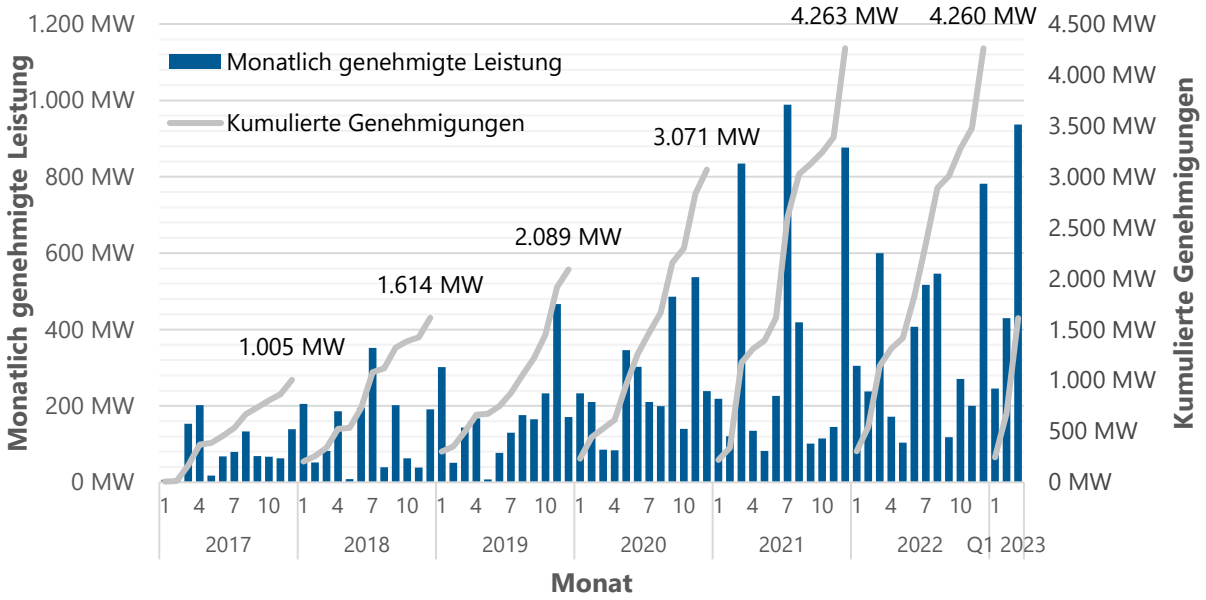
2.1.4. Genehmigungssituation

Die erteilte Genehmigung stellt einen wichtigen Meilenstein in der Projektentwicklung dar. Nur Windenergieanlagen, die genehmigt sind, können an den Ausschreibungen für Windenergie an Land teilnehmen und so einen Anspruch auf Förderung nach EEG erhalten. Im MaStR werden Windenergieanlagen nach ihrer Genehmigung registriert. Für die folgende Analyse wurden gemeldete Genehmigungsdaten korrigiert, wenn die Inbetriebnahme der Windenergieanlage oder die Registrierung der Genehmigung vor dem Datum der Genehmigungsausfertigung liegt, um den Zeitpunkt der Erstgenehmigung besser abzubilden. Die Korrektur gibt jeweils den ersten erfassten Wert im betrachteten Auszug des MaStR[9] oder einen Annahmewert wieder.

Mit der Einführung der Ausschreibungen brach die jährlich genehmigte Windenergieleistung zunächst deutlich ein. Seit dem Tiefpunkt von etwa 1,0 GW genehmigter Leistung in 2017 hat sich die Situation bis zum Jahr 2021 mit Genehmigungen in Höhe von 4,3 GW deutlich erholt. Gegenüber dem Vorjahr (2020 – 3,1 GW) entspricht dies einer Steigerung der Genehmigungsmenge um 39 %. Im Jahr 2022 wurden ebenfalls 4,3 GW neu genehmigt, eine weitere Steigerung der Genehmigungsmengen blieb 2022 aus. Im ersten Quartal des Jahres

[9] In den Datenmeldungen an das Marktstammdatenregister gab es in der Vergangenheit einige Hinweise auf Doppelmeldungen von Genehmigungen. Die Datenbasis ist dahingehend nicht bereinigt worden. Doppelmeldungen können zu einer Überschätzung der erteilten Genehmigungen führen.

2023 konnten hingegen bereits 1,6 GW neuer Genehmigungen erfasst werden. Diese Menge konnte in den Vorjahren erst im Juni erreicht werden. Betrachtet man den zeitlichen Verlauf der Genehmigungserteilung (siehe Abbildung 8) fällt auf, dass in einzelnen Monaten besonders hohe Genehmigungsmengen erreicht wurden. Dies betrifft zum Beispiel die Monate März, Juli und Dezember 2021, den März und Dezember 2022 und auch den März 2023. Dies korreliert jeweils mit den anstehenden Ausschreibungsterminen und den jeweiligen Fristen, zu denen eine Anlage genehmigt und im Marktstammdatenregister gemeldet sein muss, um an der Ausschreibung teilzunehmen.

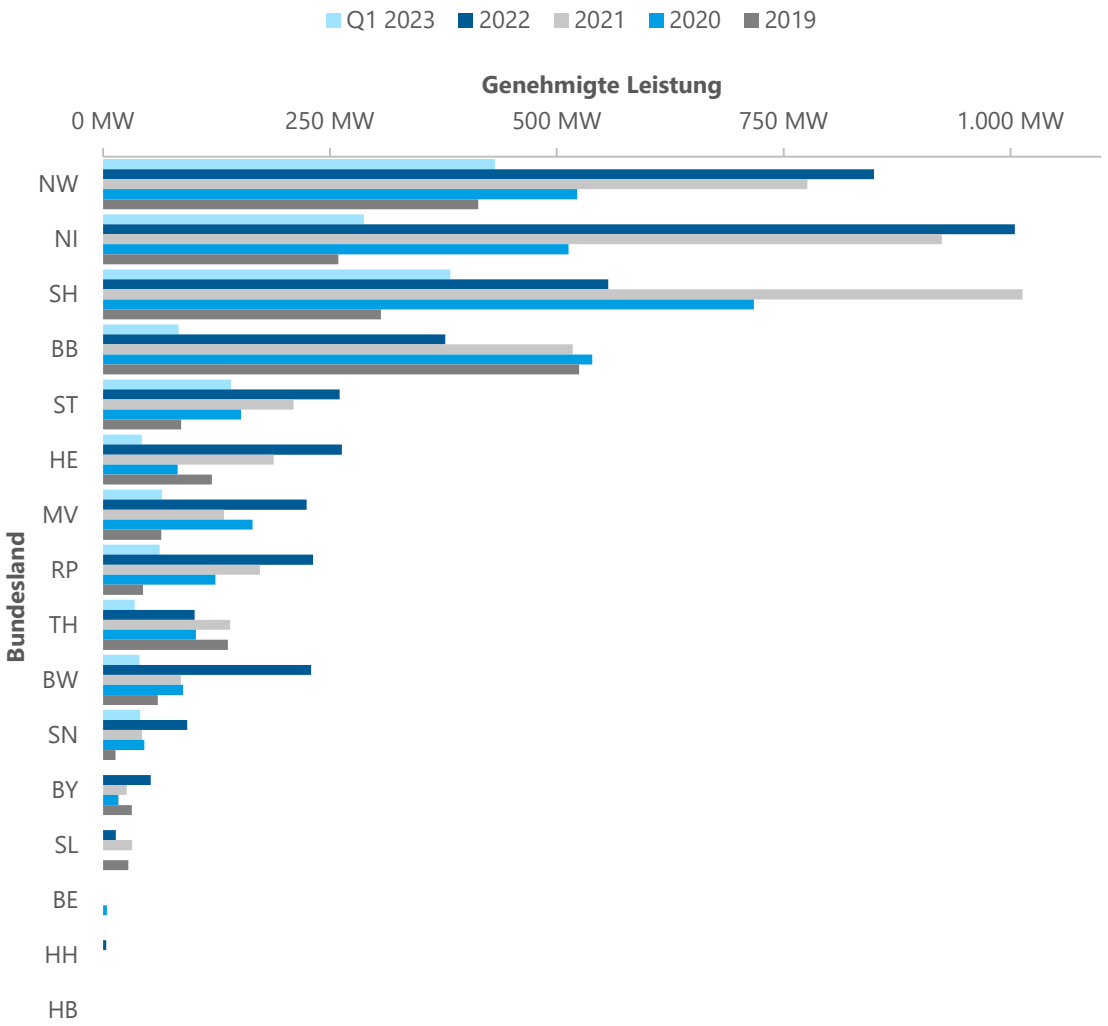


Genehmigungen mit einem aktualisierten Genehmigungsdatum wurden auf den Zeitpunkt ersten bekannten Genehmigungszeitpunkt zurückdatiert.

Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW, Genehmigungsdatum = erstes bekanntes Genehmigungsdatum

Abbildung 14: Erteilte Genehmigungen in MW ab 2017

Die meisten neuen Genehmigungen im Berichtszeitraum (2019 bis Q1 2023) sind mit jeweils knapp 3 GW in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein erteilt worden. Brandenburg liegt mit insgesamt etwa 2 GW knapp dahinter. Sachsen-Anhalt, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Rheinland-Pfalz, Thüringen und Baden-Württemberg genehmigten zwischen 500 MW und 1 GW neuer Leistung. Sachsen, Bayern, Saarland und den drei Stadtstaaten bleiben teils erheblich unter 500 GW neuer genehmigter Leistung seit 2019 zurück. Die Verteilung der genehmigten Leistung auf die Bundesländer ist nach Genehmigungsjahren in Abbildung 15 dargestellt.



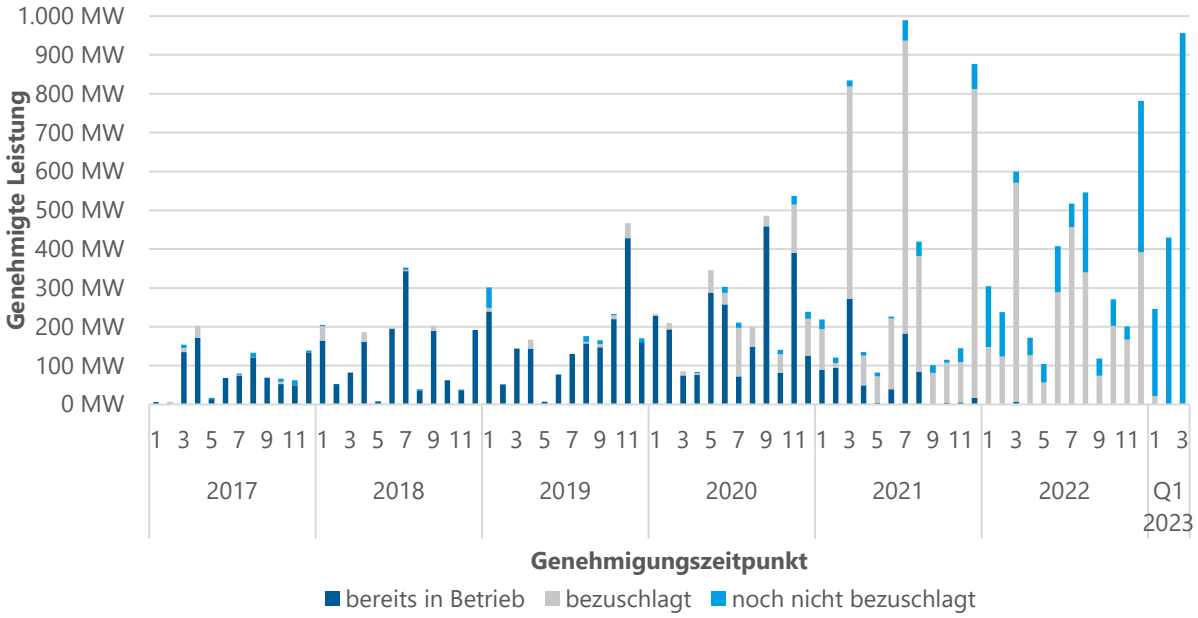
Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW, Genehmigungsdatum = erstes bekanntes Genehmigungsdatum

Abbildung 15: Erteilte Genehmigungen in MW ab 2019 nach Bundesländern

Alle erteilten Genehmigungen für Windenergieanlagen müssen im Marktstammdatenregister erfasst werden, das Register selbst gibt jedoch keine Auskunft über den Realisierungsstatus zwischen Genehmigungsmeldung und Inbetriebnahme. Genehmigungen, die nachträglich beklagt wurden und erheblich verzögert oder gar aufgehoben wurden, sind ebenso erfasst wie bezuschlagte Anlagen oder Anlagen im Bau. Als Indikation für eine anstehende Realisierung können die Genehmigungsdaten mit den Ausschreibungsergebnissen verknüpft werden[10]. Die Darstellung in Abbildung 16 zeigt, dass 2017 erteilte Genehmigungen, bezogen auf die Leistung bereits zu etwa 89 % realisiert sind, 2018 ausgestellte Genehmigungen sind bereits zu 94 % realisiert. Bezogen auf die 2019 und 2020 erteilten Genehmigungen können ähnliche

[10] Aufgrund des Wechsels vom ursprünglichen Register der BNetzA in das aktuelle MaStR ist eine exakte Zuordnung aller Windenergieanlagen nicht möglich. Zuschläge auf Basis einer Anlagenregistrierung im alten Anlagenregister wurden auf Basis von Standortinformationen den Datensätzen im MaStR zugeordnet, eine vollständige Deckung konnte dabei nicht erzielt werden.

Werte erwartet werden, auch wenn die Realisierungsrate bisher bei 91 % bzw. 78 % liegt. Für 5 % der 2019 bzw. 19 % der 2020 genehmigten Leistung wurden Zuschläge vergeben. Die reguläre Realisierungsfrist der meisten Runden aus diesen Jahren ist zum Berichtszeitpunkt bereits abgelaufen. Auf Antrag des jeweiligen Zuschlagsinhabers können die Realisierungsfristen für die Zuschläge verlängert worden sein. Von den 2021 genehmigten Anlagen wurden bis zum Berichtszeitpunkt (Meldung bis zum 2.5.2023) erst 20 % realisiert, es liegt aber bereits für weitere 73 % ein Zuschlag vor. Für 69 % der im Jahr 2022 genehmigten Leistung wurde bereits ein Zuschlag vergeben, die übrigen 31 % 2022 genehmigten Leistung haben bis Ende März 2023 nicht erfolgreich an einer Ausschreibungsrunde teilgenommen. Für einen sehr geringen Anteil der im ersten Quartal 2023 genehmigten Anlagen wurde in der Ausschreibungsrunde im Februar 2023 bereits ein Zuschlag vergeben. Die meisten Genehmigungen aus 2023 hatten aber bisher nicht die Gelegenheit, an einer Ausschreibung teilzunehmen, da für die ersten Runden 2023 nur solche Anlagen berücksichtigt werden konnten, die bis zum 4. Januar genehmigt und dem Marktstammdatenregister gemeldet wurden.



Datengrundlage: [BNetzA 2023b; MaStR 2023], eigene Recherche. Quelle: Eigene Darstellung. Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW, Genehmigungsdatum = erstes bekanntes Genehmigungsdatum

Abbildung 16: Realisierungsstand genehmigter Windenergieanlage nach Genehmigungszeitpunkt

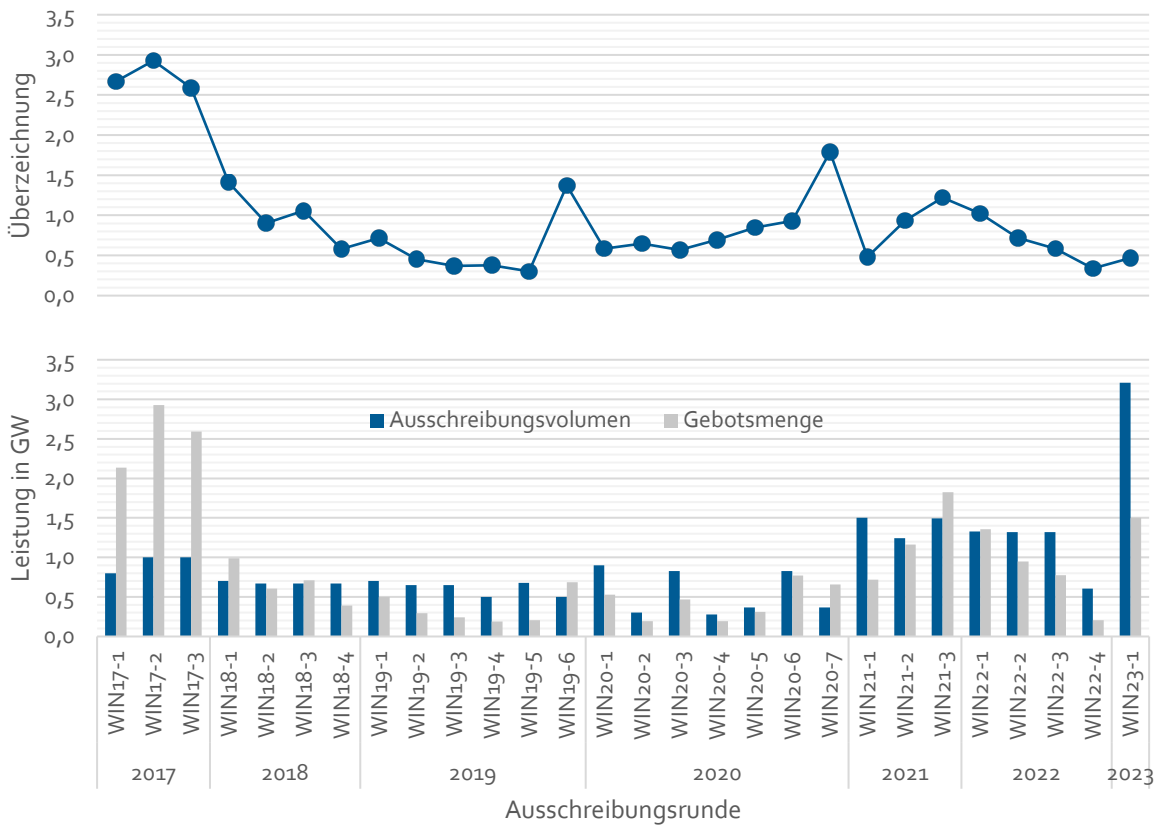
2.1.5. Ausschreibungsergebnisse

Seit Mai 2017 schreibt die Bundesnetzagentur die Förderung von Windenergieanlagen an Land im Rahmen **technologiespezifischer Ausschreibungen** aus. Bis März 2023 hat sie in 28 Gebotsrunden eine Leistung von 25,1 GW nachgefragt und Zuschläge im Umfang von 17,6 GW erteilt. Tabelle 3 fasst die ausgeschriebenen und bezuschlagten Volumina jahresscharf zusammen (ohne Rumpfjahr 2023).

Tabelle 3: Ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung in den technologiespezifischen Ausschreibrungen 2017–2022 in MW

Jahr	Ausgeschrieben	Bezuschlagt	Bezuschlagt/Ausgeschrieben
2017	2.800	2.820	101 %
2018	2.710	3.343	86 %
2019	3.675	1.847	50 %
2020	3.860	2.672	69 %
2021	4.235	3.296	78 %
2022	4.572	3.225	71 %

Die Ausschreibungen begannen mit einem intensiven Wettbewerb. So lagen die Gebotsmengen in den Ausschreibungen des Jahres 2017 um das 2,5- bis 3-fache über der Nachfrage (siehe Abbildung 17). Im Jahr 2018 brach die Beteiligung jedoch ein. Die Bundesregierung hatte zuvor die Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften eingeschränkt und damit die Möglichkeit aufgehoben, Gebote für noch nicht genehmigte Anlagen einzureichen. Seither sind die Ausschreibungen regelmäßig unterzeichnet.



Quelle: [BNetzA 2023c]. Eigene Darstellung.

Abbildung 17: Ausschreibungsvolumen und Gebotsmengen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2017–03/2023 (unten), Über-/Unterzeichnung der Ausschreibungen (oben)

In der Ausschreibung vom 1. Mai 2021 machte die Bundesnetzagentur erstmals von der **endogenen Mengensteuerung** gemäß § 28 Abs. 6 EEG 2021 Gebrauch. Weil zu erwarten war, dass die Gebotsmenge die ursprüngliche Nachfrage in Höhe von 1.492 MW unterschreiten

würde, reduzierte sie die Ausschreibungsmenge nachträglich um rund 249 MW auf 1.243 MW [BNetzA 2021b]. Die Ausschreibung blieb trotz der Maßnahme unterzeichnet, der mittlere, mengengewichtete Zuschlagswert gab in Erwartung des Wettbewerbs dennoch leicht nach (vgl. Abschnitt 5.3.1).

Insgesamt ließ sich im Jahr 2021 jedoch eine leichte Wiederbelebung des Marktes beobachten. So legten die Gebotsmengen von Runde zu Runde zu und überschritten in der Ausschreibung vom 1. September 2021 erstmals wieder das Ausschreibungsvolumen. Der Trend setzte sich im Jahr 2022 jedoch nicht fort. Infolge von Kostensteigerungen und der allgemein unsicheren wirtschaftlichen Lage brach die Beteiligung übers Jahr ein, so dass sich die Bundesnetzagentur in der Gebotsrunde vom 1. Dezember 2022 erneut gezwungen sah, das Ausschreibungsvolumen gemäß § 28 Abs. 6 EEG 2021 zu reduzieren.

Mit dem EEG 2023 wurden die Ausschreibungsmengen deutlich ausgeweitet. So ist für das laufende Jahr 2023 ein Volumen von 12,5 GW angesetzt (EEG 2021: 3,0 GW).[11] Obwohl die Beteiligung – nach der Anhebung des Höchstwerts um 25 % - in der Gebotsrunde vom 1. März 2023 deutlich zulegte, deckte die Gebotsmenge von 1,5 GW weniger als die Hälfte der nachgefragten Leistung (3,21 GW). Da auch im Jahr 2023 einige Akteure auf eine Ausschreibungsteilnahme verzichteten, führten die Forschungsnehmer Anfang August 2023 eine Befragung zu den Gründen der ausbleibenden Teilnahme durch (siehe Abschnitt 7.7).

Tabelle 4: Ausgeschriebene, gebotene und bezuschlagte Mengen in den Ausschreibungen für Windenergieanlage Land in MW (Mai 2017 bis März 2023)

Gebotstermin	Ausschreibungs-ID	Ausgeschrieben	Geboten	Geboten / Ausgeschrieben	Ausgeschlossen	Bezuschlagt	Bezuschlagt / Ausgeschrieben
2017-05-01	WIN17-1	800	2.137	267%	61	807	101%
2017-08-01	WIN17-2	1.000	2.927	293%	103	1.021	102%
2017-11-01	WIN17-3	1.000	2.591	259%	172	1.011	101%
2018-02-01	WIN18-1	700	989	141%	16	709	101%
2018-05-01	WIN18-2	670	604	90%	0	604	90%
2018-08-01	WIN18-3	670	709	106%	42	666	99%
2018-10-01	WIN18-4	670	388	58%	25	363	54%
2019-02-01	WIN19-1	700	499	71%	23	476	68%
2019-05-01	WIN19-2	650	295	45%	25	270	42%
2019-08-01	WIN19-3	650	239	37%	31	208	32%
2019-09-02	WIN19-4	500	188	38%	8	179	36%
2019-10-01	WIN19-5	675	204	30%	0	204	30%
2019-12-01	WIN19-6	500	686	137%	29	509	102%

[11] Das tatsächliche Ausschreibungsvolumen kann sich noch ändern, z. B. durch eine Anpassung nach § 28 Abs. 6 EEG 2021 bei drohender Unterzeichnung.

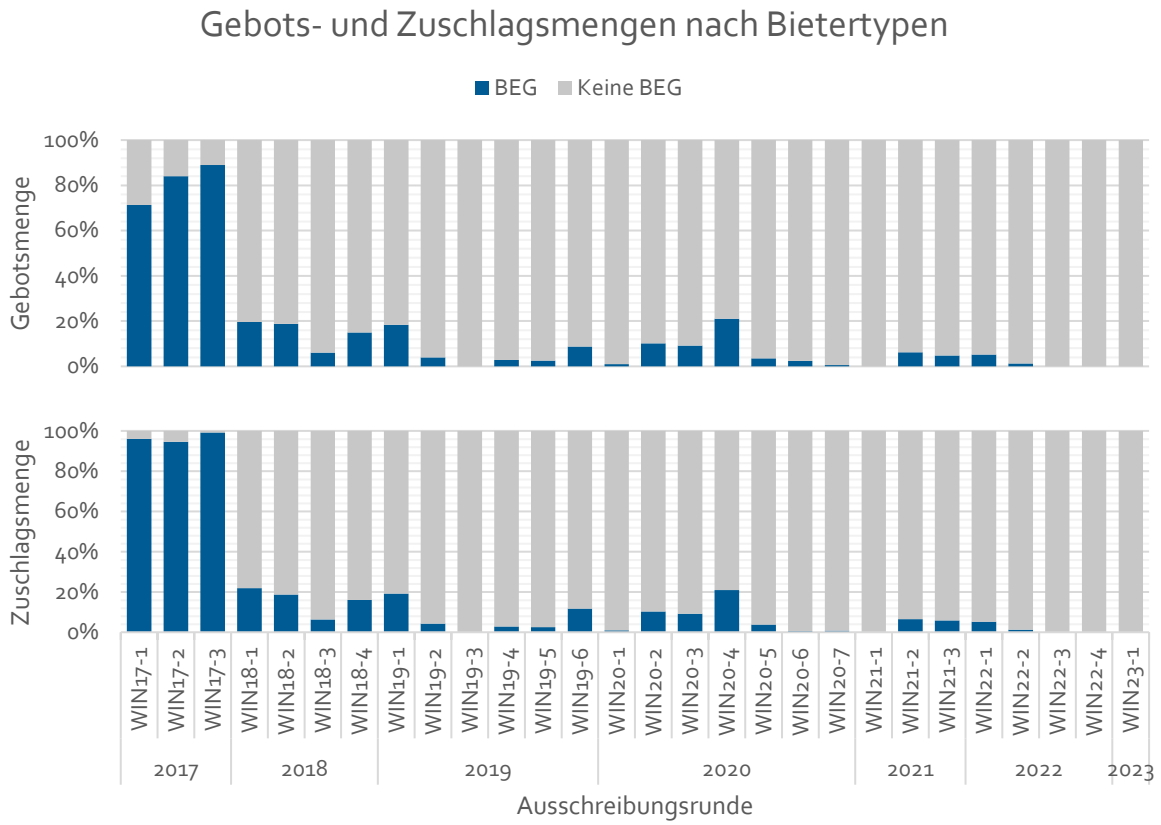
Gebotstermin	Ausschreibungs-ID	Ausgeschrieben	Geboten	Geboten / Ausgeschrieben	Ausgeschlossen	Bezuschlagt	Bezuschlagt / Ausgeschrieben
2020-02-01	WIN20-1	900	527	59%	4	523	58%
2020-03-01	WIN20-2	300	194	65%	18	151	50%
2020-06-01	WIN20-3	826	468	57%	4	464	56%
2020-07-01	WIN20-4	275	191	69%	0	191	69%
2020-09-01	WIN20-5	367	310	85%	26	285	78%
2020-10-01	WIN20-6	826	769	93%	48	659	80%
2020-12-01	WIN20-7	367	657	179%	21	400	109%
2021-02-01	WIN21-1	1.500	719	48%	27	691	46%
2021-05-01	WIN21-2	1.243	1.161	93%	40	1.110	89%
2021-09-01	WIN21-3	1.492	1.824	122%	34	1.494	100%
2022-02-01	WIN22-1	1.328	1.356	102%	24	1.332	100%
2022-05-01	WIN22-2	1.320	947	72%	16	931	71%
2022-09-01	WIN22-3	1.320	773	59%	0	773	59%
2022-12-01	WIN22-4	604	203	34%	14	189	31%
2023-03-01	WIN23-1	3.210	1.502	47%	60	1.441	45%
		25.063	**24.056**		**881**	**17.644**	

Quelle: [BNetzA 2023c]

Bürgerenergiegesellschaften

Bürgerenergiegesellschaften dominierten die Ausschreibungen des Jahres 2017. Ihr Anteil an der Gebotsmenge stieg in den ersten drei Runden dieses Jahres von 71 auf 89 % (siehe Abbildung 18). Der Anteil an der Zuschlagsmenge lag mit 95 bis 99 % nochmals höher. Von 198 Zuschlägen, die die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 erteilte, entfielen 185 auf Bürgerenergiegesellschaften. Bei lediglich vier Zuschlägen im Gesamtumfang von 38,4 MW lag zum Zeitpunkt der Ausschreibung bereits eine Genehmigung für die zugrundeliegenden Projekte vor. Fast alle Bürgerenergiegesellschaften nutzten somit in 2017 die Möglichkeit, sich bereits frühzeitig mit ihren Projekten an den Ausschreibungen beteiligen zu können.

Nachdem der Gesetzgeber Teile der Ausnahmeregelungen ab 2018 aufgehoben hat (siehe Abschnitt 4.1.8), ist die Inanspruchnahme der besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG deutlich gesunken. Der auf Bürgerenergiegesellschaften entfallende Anteil an der Gebotsmenge variiert seither zwischen 0 und 20 %. Die Anteile an den Zuschlagsmengen bewegen sich mangels Wettbewerbs in ähnlicher Größenordnung. Mit dem EEG 2023 sind die besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften schließlich zugunsten einer Regelung außerhalb der Ausschreibungen weggefallen (siehe Abschnitt 4.4.3).



Quelle:[BNetzA 2023c]. Eigene Darstellung.

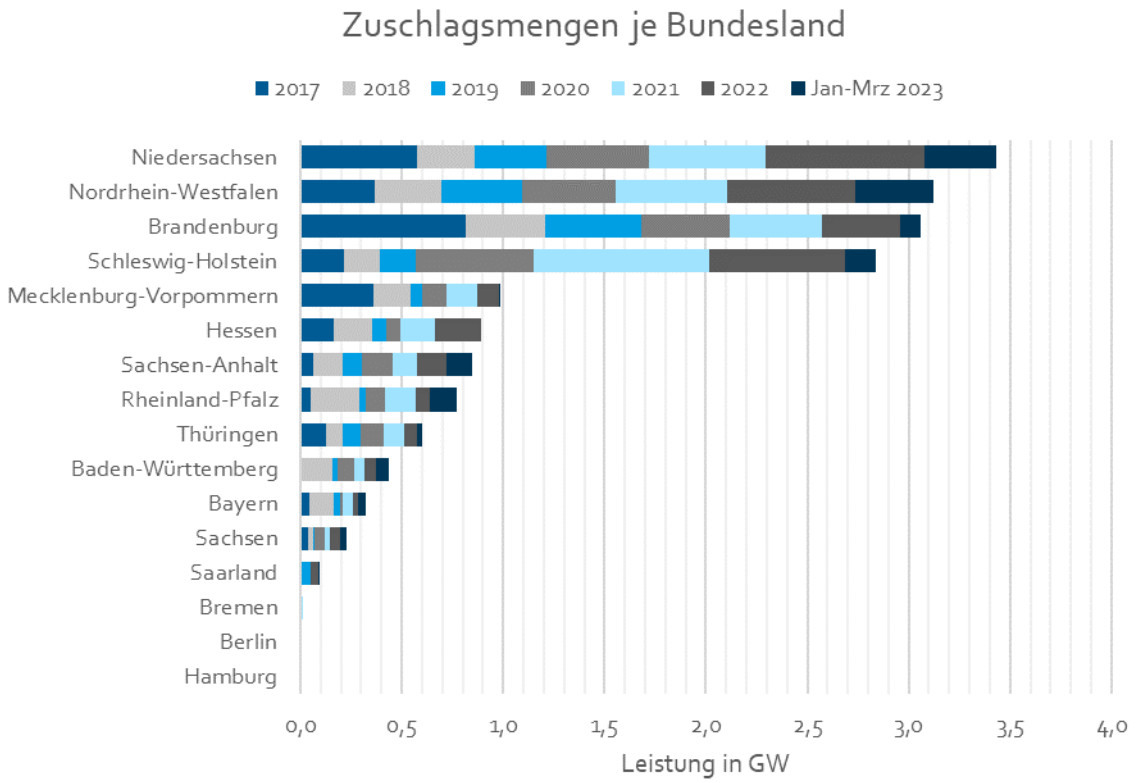
Abbildung 18: Gebots und Zuschlagsmengen nach Bietertypen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2023)

Regionale Verteilung

Die regionale Verteilung der Gebots- und Zuschlagsmengen variiert von Runde zu Runde, wobei insgesamt ein Nord-Süd-Gefälle festzustellen ist. Nordrhein-Westfalen, Niedersachen und Brandenburg stellten bislang mit durchschnittlich 169 MW, 158 MW und 135 MW den größten Gebotsumfang je Runde, gefolgt von Schleswig-Holstein mit 128 MW (Mehrfachgebote[12] enthalten). Die Flächenländer mit den geringsten durchschnittlichen Gebotsmengen waren dagegen das Saarland (6 MW), Sachsen (11 MW) und Bayern (20 MW). Die größte Zuschlagsmenge fiel mit 3.430 MW an Niedersachen. Dahinter reihen sich Nordrhein-Westfalen mit 3.122 MW und Brandenburg mit 3.057 MW ein. Schleswig-Holstein folgt mit einem Umfang von 2.839 MW auf dem vierten Rang, wobei das Land insbesondere in den Jahren 2019 bis 2022 starke Zuwächse verbuchen konnte. Die letzten Ränge unter den

[12] Die durchschnittlichen Gebotsmengen enthalten Doppelzählungen, da nicht jeder Bieter beim ersten Versuch einen Zuschlag erhält (Formfehler, hohes Wettbewerbsniveau) oder sich mit dem resultierenden Zuschlagswert zufriedengibt (Zuschlagswerte steigen in Folgerunden). Zum Teil können auch externe Einflüsse eine Umplanung und erneute Ausschreibungsteilnahme erfordern.

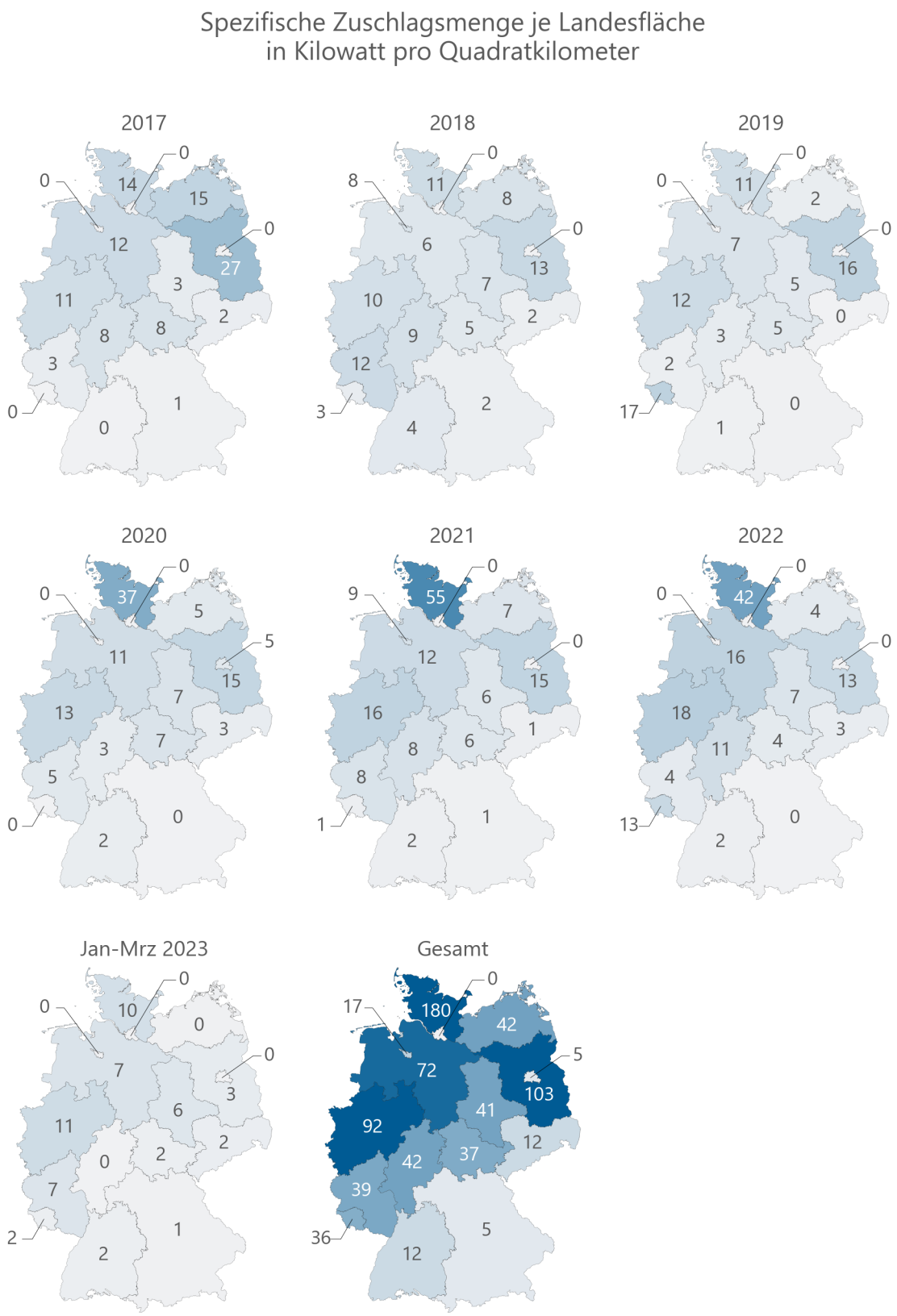
Flächenländern belegen das Saarland, Sachsen und Bayern mit 92 MW, 230 MW und 324 MW. Keine Zuschläge entfielen – mangels Beteiligung – auf den Stadtstaat Hamburg.



Quelle: [BNetzA 2023c]. Eigene Darstellung.

Abbildung 19: Zuschlagsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2023)

In Abbildung 20 werden die Zuschlagsmengen ins Verhältnis zur Landesfläche gesetzt. Brandenburg sticht mit einem Wert von 27 kW/km² in den Gebotsrunden des Jahres 2017 hervor und führt auch in den beiden Folgejahren das Länderranking an (2018: 13 kW/km², 2019: 16 kW/km²). In den Jahren 2020 bis 2022 setzt sich dagegen Schleswig-Holstein mit spezifischen Zuschlagsmengen zwischen 37 und 55 kW/km² an die Spitze. In der Gesamtschau liegt Schleswig-Holstein (180 kW/km²) vor Brandenburg (103 kW/km²) und Nordrhein-Westfalen (92 kW/km²). Mit einzelnen Ausnahmen weist auch die Verteilung der spezifischen Zuschlagsmengen ein Nord-Süd-Gefälle auf. Auffällig sind dabei vor allem die niedrigen Werte von Bayern (5 kW/km²), Sachsen (12 kW/km²) und Baden-Württemberg (12 kW/km²).



Quelle:[BNetzA 2023c]. Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / [BKG 2018]. Eigene Darstellung.

Abbildung 20: Spezifische Zuschlagsmenge je Landesfläche (kW/km²) in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergie an Land (2017–03/2023)

Die geringen Zuschlagsmengen im Süden haben mehrere Gründe: Dazu zählen Sondereffekte durch die Bürgerenergieregelungen (in 2017), geringere Stromerträge, die sich negativ auf die

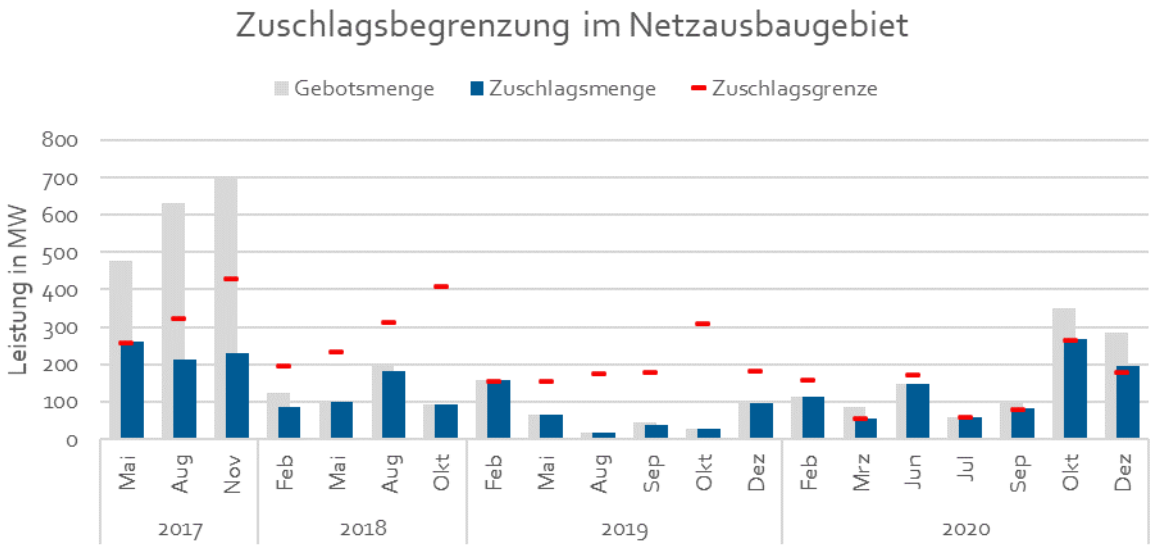
Wettbewerbsfähigkeit auswirken, sowie teils länderspezifische Faktoren, die die Projektentwicklung hemmen und damit die geringe Beteiligung an den Ausschreibungen begründen (z. B. 10 H-Regelung in Bayern).

Netzausbaugebiet

Die Begrenzung der Zuschlagsmengen im Netzausbaugebiet in den Jahren 2017 bis 2020 auf 902 MW pro Jahr hat die Ergebnisse der Ausschreibungen nur geringfügig beeinflusst. Abbildung 21 zeigt hierzu die Gebots- und Zuschlagsmengen sowie die jeweils zulässige Zuschlagsgrenze für die betroffenen Gebotsrunden. Obwohl die Gebotsmengen die Zuschlagsgrenzen in den ersten drei Runden überschritten, musste die Bundesnetzagentur nur in der ersten Runde Gebote infolge der Zuschlagsgrenze für das Netzausbaugebiet zurückweisen: 12 Gebote mit einem Leistungsumfang von 61 MW waren hiervon betroffen. Alle übrigen Gebote im Jahr 2017 lagen entweder über dem höchsten Zuschlagswert oder mussten aufgrund von Formfehlern vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen werden. Im Jahr 2018 unterschritten die Gebotsmengen in allen Runden die Obergrenzen für das Netzausbaugebiet, so dass diese die Zuschlagsvergabe nicht weiter beeinflussten. Im Februar 2019 lag die Gebotsmenge für das Netzausbaugebiet mit 156,45 MW leicht oberhalb der Zuschlagsgrenze von 154,945 MW – die Zuschlagsvergabe blieb hiervon dennoch unberührt. Die Bundesnetzagentur konnte allen Geboten einen Zuschlag erteilen. Erst im Jahr 2020 kam es wiederholt zu Nichtberücksichtigung von Geboten im Netzausbaugebiet. Betroffen waren insgesamt 29 Gebote im Umfang von 214 MW in den Ausschreibungen der Monate März, September, Oktober und Dezember 2020.[13]

In Summe blieben die Zuschlagsmengen mit 706 MW, 463 MW und 401 MW in den Jahren 2017 bis 2019 weit unter der zulässigen Obergrenze von 902 MW pro Kalenderjahr. Im Jahr 2020 kam es dagegen – wie dargelegt – zu einer tatsächlichen Beschränkung: Mit 925 MW wurde die zulässige Menge vollständig ausgeschöpft bzw. leicht überschritten. Die Regelung zum Netzausbaugebiet wurde mit dem EEG 2021 mit Wirkung zum 1. Januar 2021 aufgehoben.

[13] Inwiefern ein Teil der Gebotsausschlüsse im Jahr 2020 aufgrund von Formfehlern erfolgte, geht aus der öffentlich zugänglichen Statistik der Bundesnetzagentur nicht hervor.



Quelle:[BNetzA 2021c]. Eigene Darstellung.

Abbildung 21: Gebotsmengen, Zuschlagsgrenzen und Zuschlagsmengen (MW) im Netzausbaugebiet in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–2020)

Realisierungsstatus

Für 19 Gebotstermine (WIN17-1 bis WIN20-6) war die Frist zur Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen zum Auswertungsstichtag 8. Mai 2023 grundsätzlich verstrichen. Infolge von nachträglichen Zuschlägen und der Möglichkeit von Fristverlängerungen u. a. bei Rechtsbehelfen gegen die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung sind jedoch im Einzelfall Realisierungen auch über die allgemeine Frist der jeweiligen Runde hinaus noch möglich.

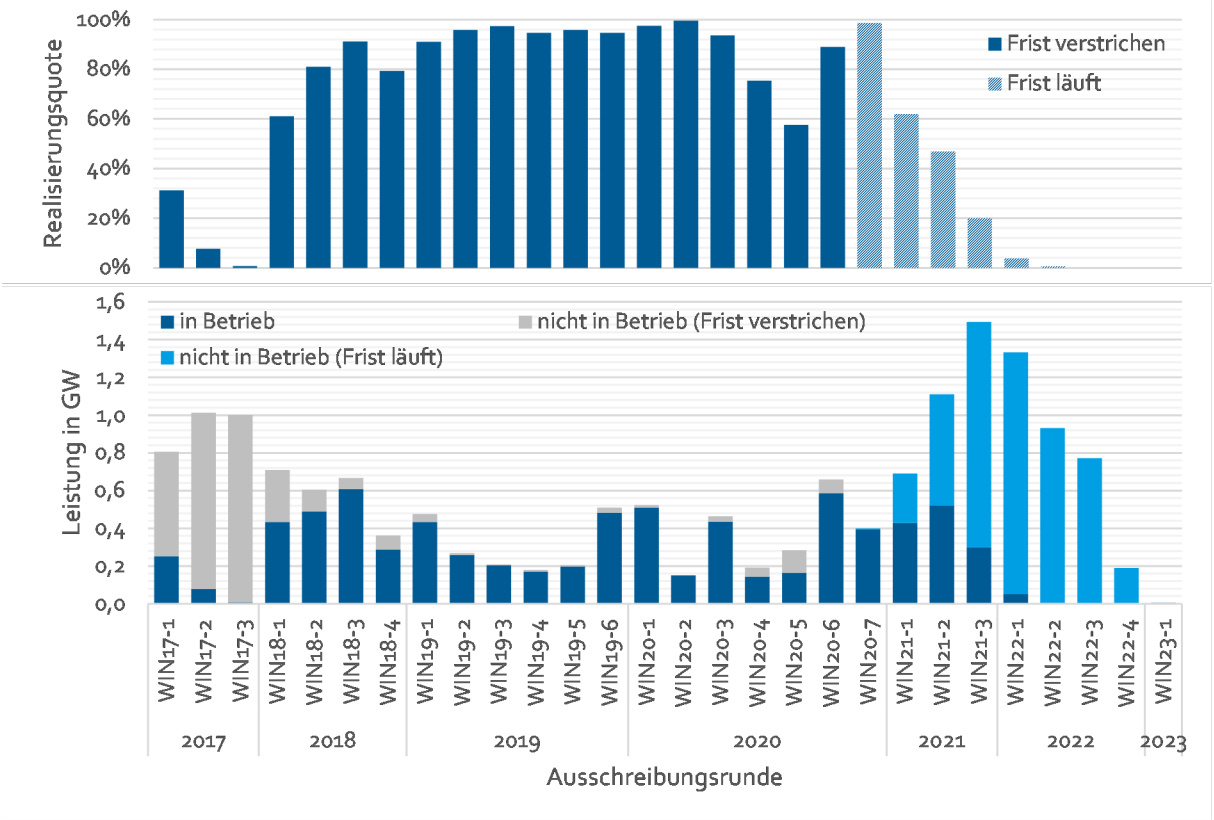
Abbildung 22 gibt einen Überblick zum Anteil der zum Auswertungsstichtag realisierten Leistung aus den Ausschreibungen im Zeitraum Mai 2017 bis März 2023. Insgesamt zeigt sich ein gemischtes Bild. So wurde von der im Jahr 2017 bezuschlagten Leistung in Höhe von 2,82 GW lediglich 12 % realisiert (337 MW), wobei die Realisierungsquote über die drei Runden des Jahres rückläufig ist (1. Mai 2017: 31 %, 1. November 2017: 1 %). Bieter ließen ihre Zuschläge verfallen, um im Zuge einer erneuten Ausschreibungsteilnahme von den stark gestiegenen Zuschlagswerten in den Folgejahren zu profitieren (siehe Abbildung 82 in Abschnitt 5.3.1). Im Jahr 2017 waren die Zuschlagswerte infolge des hohen Wettbewerbs und der Spekulation auf sinkende Stromgestehungskosten neuerer Anlagen (und/oder Markterlöse über dem Zuschlagsniveau) ausgehend von 5,71 auf 3,82 ct/kWh gesunken. Ferner könnten nicht erteilte Genehmigungen bzw. hohe Auflagen zur niedrigen Realisierungsquote beigetragen haben. Öffentliche Angaben zu den Hintergründen der Nichtrealisierung liegen nicht vor.

Die Realisierungsquote der Folgerunden fällt deutlich höher aus. Von der im Jahr 2018 bezuschlagten Leistung in Höhe von 2,34 GW ist zum Stichtag ein Anteil von 78 % in Betrieb (1,82 GW). Die Realisierungsquote steigt dabei innerhalb der ersten drei Runden von 61 auf 91 % und fällt für die vierte Ausschreibung des Jahres auf 79 % zurück. Da die mittleren

Zuschlagswerte im Jahr 2018 ausgehend von 4,73 ct/kWh (Mai 2018) auf 6,26 ct/kWh stiegen und in der Folgezeit knapp unterhalb der Höchstwerte (2018: 6,3 ct/kWh, 2019/2020: 6,2 ct/kWh) verharrten, bestanden auch hier finanzielle Anreize von höheren Zuschlagswerten in Folgerunden zu profitieren. In Teilen dürfte zudem der Wechsel des Anlagentyps in Verbindung mit einer neuen bzw. geänderten Genehmigung Anlass für die Nichtnutzung der Zuschläge sein. So hat unter anderem die Insolvenz des Anlagenherstellers Senvion im Jahr 2019 einige Betreibergesellschaften zur Umplanung gezwungen.

Mit Werten zwischen 91 und 97 % haben sich die Realisierungsquoten für die Ausschreibungen des Jahres 2019 auf hohem Niveau stabilisiert. Für 2020 zeigt sich mit Quoten zwischen 58 und 100 % dagegen wieder eine durchwachsenere Bilanz, wenngleich die Gesamtquote für das Jahr 2020 mit 89 % zum Stichtag auf einem akzeptablen Niveau verbleibt.

Für die übrigen – zum Auswertungsstichtag noch laufenden – Runden ab 2021 kann noch keine Bilanz gezogen werden. Die Runden stehen jedoch infolge des massiven Preis- und Zinsanstiegs sowie den nach wie vor gestörten Lieferketten unter besonderer Beobachtung. Das BMWK hat diesbezüglich die Prüfung von Maßnahmen in Aussicht gestellt, „durch die genehmigte und bereits bezuschlagte Projekte schnellstmöglich in Betrieb genommen werden können." [BMWK 2023] Ist ein Projekt unter den aktuellen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich, muss der Projektierer nach derzeitiger Rechtslage die Realisierungsfrist von 30 Monaten abwarten, bevor er sich mit den im Gebot angegebenen Windenergieanlagen erneut an einer Ausschreibung beteiligen darf. Aus der Branche kommen daher Forderungen, eine Möglichkeit zur Rückgabe von Zuschlägen zu schaffen [BWE 2023a].

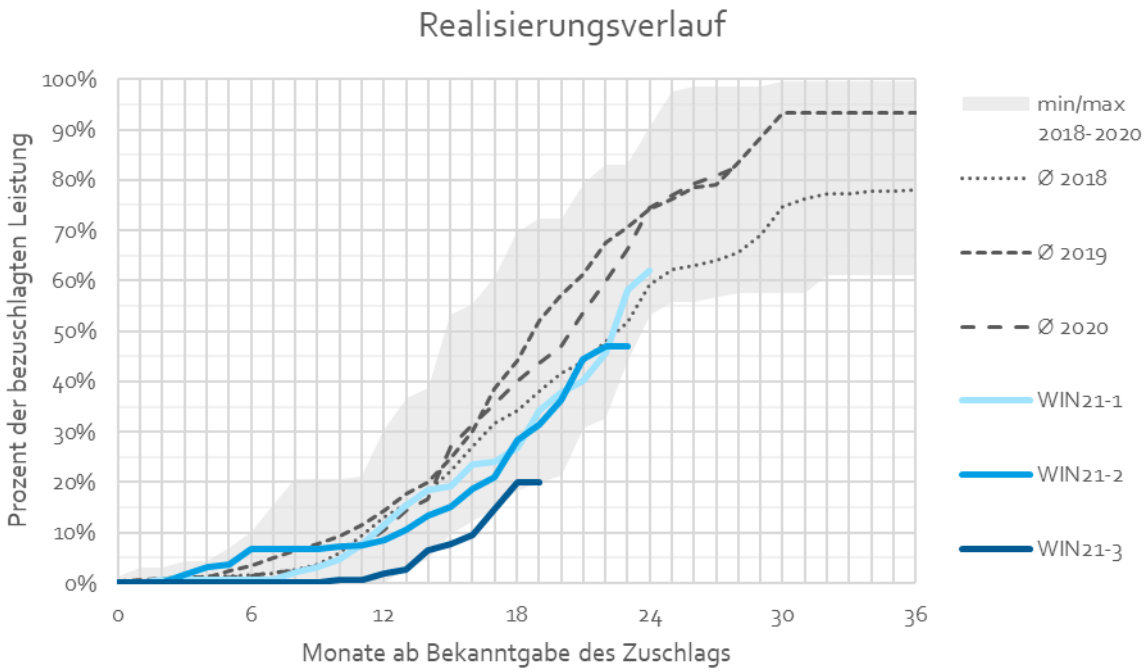


Quelle: [BNetzA 2023c; MaStR 2023]. Eigene Darstellung
Status und Meldestand: 08.05.2023

Abbildung 22: Realisierungsstatus in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

In Abbildung 23 sind die Realisierungsverläufe für die noch laufenden Runden des Jahres 2021 den Mittelwerten aus den Runden der Jahre 2018 bis 2019 sowie den Minimal- und Maximalwerten gegenübergestellt.[14] Die Realisierung der Runden WIN21-1 und WIN21-2 verläuft (Stand Mai 2023) in etwa auf dem Niveau der 2018er Runden und fällt damit gegenüber den 2019er und 2020er Runden spürbar ab. 24 Monate nach Bekanntgabe der Zuschläge ist etwas mehr als 60 % der in WIN21-1 bezuschlagten Leistung realisiert – 14 Prozentpunkte weniger als in den 2019er und 2020er Runden. Mit 20 % nach 18 Monaten weist die Realisierung der in WIN21-3 bezuschlagten Leistung einen nochmals langsameren Verlauf auf. Zum Vergleich: Zum selben Zeitpunkt betrug der Durchschnitt der 2019er und 2020er Runden bereits 40 bzw. 44%. Trotz der unterdurchschnittlichen Verläufe lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Prognose zur finalen Realisierungsquote ableiten.

[14] Die Realisierungsverläufe für die Runden des Jahres 2017 wurden aufgrund der abweichenden Realisierungsfristen für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG 2017 in der Gegenüberstellung nicht berücksichtigt.



Quelle: [BNetzA 2023c; MaStR 2023]. Eigene Berechnung und Darstellung
Status und Meldestand: 08.05.2023

Abbildung 23: Realisierungsverläufe für die Gebotstermine WIN21-1 bis WIN21-3 im Vergleich zu den Mittelwerten der Jahre 2018 bis 2020 sowie den Minimal- und Maximalwerten.

Gemeinsame Ausschreibungen für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land

Neben den technologiespezifischen Ausschreibungen führte die Bundesnetzagentur in den Jahren 2018 bis 2020 ein gemeinsames Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durch. In sechs Gebotsrunden wurde eine Leistung von 1.200 MW nachgefragt. Die Ausschreibungen wurden von Solaranlagen dominiert. Trotz anfänglicher Beteiligung hat kein Windenergievorhaben in den gemeinsamen Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten (siehe Tabelle 5). In den Jahren 2019 und 2020 gingen schließlich nur noch Gebote für Solaranlagen bei der Bundesnetzagentur ein. Die geringe Beteiligung von Windenergieanlagen ist vor allem auf die schwache Genehmigungssituation und die Unterzeichnung der parallel durchgeführten, technologiespezifischen Ausschreibungen zurückzuführen. So konnten die Betreiber in den technologiespezifischen Ausschreibungen höhere Zuschlagswerte realisieren.

Tabelle 5: Ausgeschriebene, gebotene und bezuschlagte Mengen in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen in MW (2018–2020)

Gebotstermin	Ausschreibungs-ID*	Ausgeschrieben	Geboten	Geboten (Wind)	Ausgeschlossen	Ausgeschlossen (Wind)	Bezuschlagt	Bezuschlagt (Wind)
2018-04-01	GEM18-1	200	395	154	30	25	210	0
2018-11-01	GEM18-2	200	319	11	12	0	201	0
2019-04-01	GEM19-3	200	720	0	58	0	211	0
2019-11-01	GEM19-2	200	514	0	86	0	203	0
2020-04-01	GEM20-1	200	553	0	24	0	204	0
2020-11-01	GEM20-3	200	518	0	43	0	202	0
		1.200					**1.230**	**0**

**Inkonsistente Nummerierung der Ausschreibungsrunden entspricht der Veröffentlichung durch BNetzA*
Quelle:[BNetzA 2021a]. Eigene Darstellung.

Innovationsausschreibungen

Die Innovationsausschreibungen der Jahre 2020 bis 2022 wurden von Solaranlagen und Solar-Speicher-Kombinationen dominiert. Einzig in der ersten Gebotsrunden vom 1. September 2020 verzeichnete die Bundesnetzagentur Gebote für andere Energieträger, darunter ein Gebot für die Kombination aus zwei Windenergieanlagen und einem Batterie-Speicher, das letztlich auch einen Zuschlag erhielt und realisiert wurde.

Tabelle 6: Ausgeschriebene, gebotene und bezuschlagte Mengen in MW in den Innovationsausschreibungen (2020–2022)

Gebotstermin	Ausschreibungs-ID	Ausgeschrieben	Geboten	Geboten (Wind/Speicher)	Ausgeschlossen	Ausgeschlossen (Wind/Speicher)	Bezuschlagt	Bezuschlagt (Wind/Speicher)
2020-09-01	Inn20-1	650	1.095	11	61	0	677	11
2021-04-01	Inn21-1	250	509	0	3	0	258	0
2021-08-01	Inn21-2	250	250	0	67	0	156	0
2022-04-01	Inn22-1	397	435	0	0	0	403	0
2022-12-01	Inn22-2	397	--	0	0	0	--	0
		1.150					**1.091**	**11**

Quelle: [BNetzA 2022a]

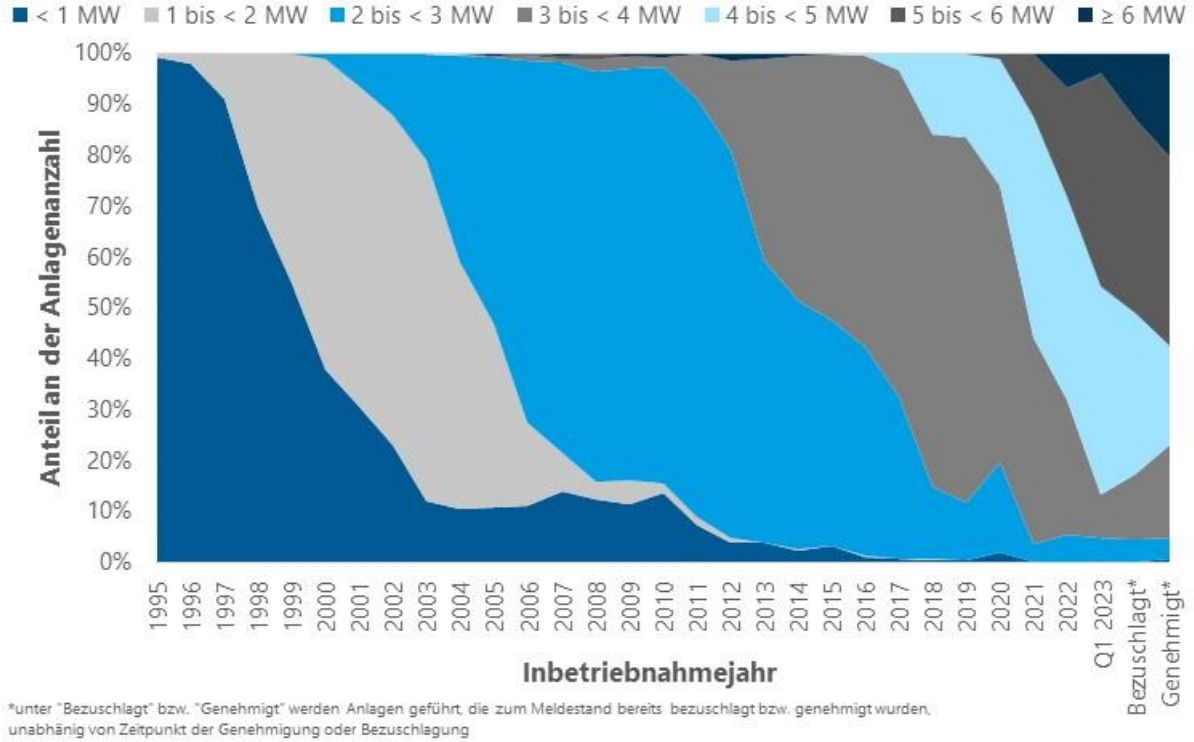
2.2. Technologie

Mit dem stetigen Ausbau der Windenergie in Deutschland hat sich auch die Anlagentechnologie kontinuierlich weiterentwickelt. Die durchschnittliche Nennleistung der im Jahr 2022 installierten Anlagen beträgt 4,4 MW (Q1 2023: 4,7 MW), der durchschnittliche Rotordurchmesser (RD) beträgt 137 m (Q1 2023: 142 m) und die durchschnittliche Nabenhöhe (NH) beträgt 138 m (Q1 2023: 143 m). Daraus resultiert eine durchschnittliche Gesamthöhe (GH) von 206 m (Q1 2023: 214 m) und die spezifische Flächenleistung (SFL) liegt im Mittel bei

296 W/m² (Q1 2023: 292 W/m²). Im Folgenden werden die einzelnen Parameter der Anlagenkonfiguration im Detail betrachtet. Zudem werden die Marktanteile der Windenergieanlagenhersteller sowie häufig gewählte Anlagentypen betrachtet. Neben den Inbetriebnahmejahrgängen werden auch bereits bezuschlagte und genehmigte, noch nicht bezuschlagte Windenergieanlagen in den Auswertungen ausgewiesen. In der Datengrundlage zu den genehmigten Windenergieanlagen können solche enthalten sein, deren Umsetzung zwischenzeitlich aufgegeben wurde.

2.2.1. Nennleistung

Im ersten Quartal 2023 beträgt die durchschnittliche Nennleistung der Anlagen 4,7 MW. Bei den bezuschlagten und genehmigten Windenergieanlagen liegt die durchschnittliche Nennleistung bei 4,9 MW. Die Nennleistung der installierten Windenergieanlagen ist in den vergangenen zwei Jahrzehnten kontinuierlich angestiegen. Die Nennleistung ist ein Indikator für die maximal zu erreichende Stromeinspeisung in das Netz. Im Jahr 2000 lag die durchschnittliche Nennleistung der neu installierten Anlagen (> 100 kW) bei 1,1 MW. Zehn Jahre später wurde eine durchschnittliche Nennleistung von 2 MW erreicht, im Jahr 2017 wurde eine durchschnittliche Nennleistung der neuen Anlagen von 3 MW ermittelt und 2021 wurde die 4 MW-Marke erreicht. Diese Entwicklung spiegelt sich auch hinsichtlich der Anteile der Leistungsklassen wider, die in Abbildung 24 dargestellt sind. Die Darstellung macht deutlich, wie die jeweils dominierende Leistungsklasse im Laufe der Zeit mit fortschreitender Anlagenentwicklung durch die jeweils nächsthöhere Leistungsklasse verdrängt wird. Beispielsweise wurden im Jahr 2000 erstmals mehr Anlagen mit einer Leistung von 1 bis < 2 MW als mit einer Leistung < 1 MW errichtet. Die 750 kW-Grenze spielte zu der Zeit noch keine Rolle, sie ist erst seit Einführung des Ausschreibungssystems in 2017 als Mindestleistung für die Teilnahme relevant. Seit 2023 gilt die 1 MW Grenze für die Ausschreibungsteilnahme. Die Verbreitung der 2 MW-Klasse verlief rasch und ab 2005 war dies über 10 Jahre die am häufigsten installierte Leistungsklasse. Danach war von 2015 bis 2020 die 3 MW-Klasse die beherrschende Klasse am deutschen Markt. Die nächsthöhere 4 MW-Klasse ist seit 2016 am Markt vertreten und repräsentiert nur noch über zwei Jahre (2021 und 2021) den größten Anteil am aktuellen Zubau. Diese Klasse ist zwar auch in den Installationen im Q1 2023 und in den in den bereits bezuschlagten Genehmigungen mit einem relativ großen Anteil vertreten. Es zeichnet sich jedoch bereits ab, dass Anlagen mit einer Leistung von 5 bis < 6 MW die vorherrschende Stellung übernehmen und bereits im Q1 2023 mit der 4 MW-Klasse gleichauf liegen. Der Anteil an Windenergieanlagen mit einer Leistung ≥ 6 MW steigt sichtbar und deutet bereits an, dass der Übergang zur nächstgrößeren Leistungsklasse bereits begonnen hat. Bereits in den frühen 2000er Jahren werden vereinzelte Anlagentypen mit deutlich erhöhter Nennleistung erfasst. Es handelt sich dabei zum einen um an Land installierten Offshore-Prototypen sowie um die leistungsstarken Anlagen des Typs Enercon E-126 mit 6 MW bzw. 7,58 MW – dieser Typ ist nach einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Installationen wieder vom Markt genommen worden.

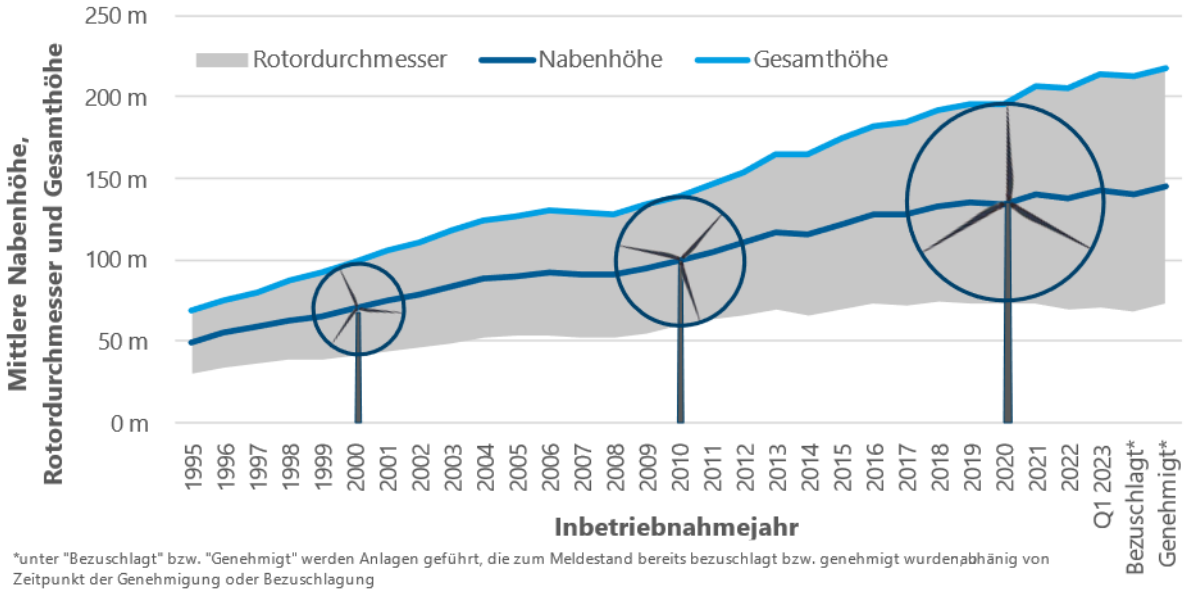


Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 24: Anteil der Leistungsklassen im Anlagenzubau in Deutschland in Prozent

2.2.2. Anlagenhöhe

Die Gesamthöhe von Windenergieanlagen ergibt sich aus der Nabenhöhe und dem Rotorradius (halber Rotordurchmesser). Die durchschnittliche Nabenhöhe und der durchschnittliche Rotordurchmesser der in Deutschland jährlich in Betrieb genommenen Windenergieanlagen sind seit Beginn des Windenergieausbaus merklich angestiegen. Im Jahr 2000 lag die durchschnittliche Nabenhöhe noch bei 70 m, der durchschnittliche Rotordurchmesser bei 58 m. Zehn Jahre später lag die durchschnittliche Nabenhöhe bereits bei 99 m, der durchschnittliche Rotordurchmesser bei 80 m. 2020 lagen mittlere Nabenhöhe und Rotordurchmesser bei 135 m und 122 m. Im Zubau des Jahres 2022 stiegen die mittleren Konfigurationen erneut auf eine durchschnittliche Nabenhöhe von 137 m und einen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 138 m an. Gegenüber 2021 stellt die Entwicklung der Nabenhöhe allerdings eine leichte Reduktion dar, die unteranderem durch einen verstärkten Zubauanteil in Schleswig-Holstein mit vergleichsweise niedrigen Nabenhöhen zurückzuführen ist. Über den Zubau des ersten Quartal 2023 sowie die bereits bezuschlagten und bereits genehmigten Windenergieanlagen steigt die Gesamthöhe der Anlagen weiter.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 25: Mittlere Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Gesamthöhe (m) im Zeitverlauf

In Abbildung 25 wird verdeutlicht, wie sehr sich die Anlagentechnologie und deren Dimensionen in der Vergangenheit verändert hat. Während 2000 eine zugebaute WEA eine durchschnittliche Gesamthöhe von etwa 99 m aufweist, werden zehn Jahre später im Schnitt 40 m größere Anlagen errichtet. 2020 lag die durchschnittliche Gesamthöhe der zugebauten WEA bei 196 m. Diesem Trend folgend liegt die Gesamthöhe im Q1 2023 bei 214 m.

Regionale Verteilung

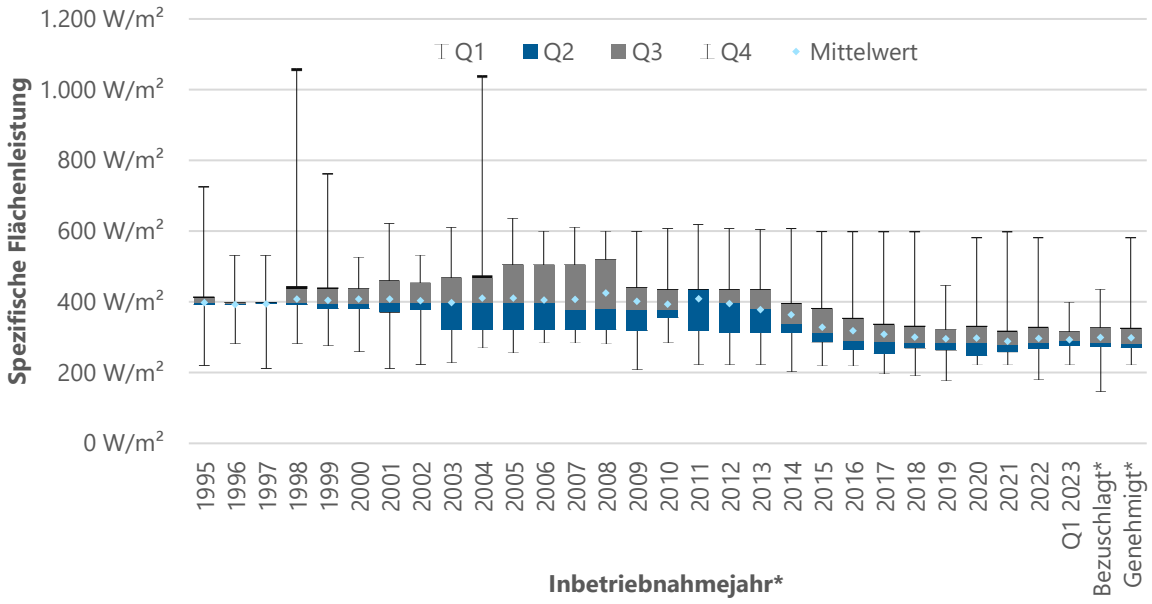
Grundsätzlich lässt sich die Tendenz feststellen, dass im Norden Deutschlands niedrigere Anlagen errichtet werden als im Süden. Einflussfaktor für Höhenunterscheide sind nicht nur die Windverhältnisse, sodass es beispielsweise aufgrund von lokalen oder regionalen Höhenrestriktionen Abweichungen zu dem generellen Nord-Süd Trend gibt. Im Berichtszeitrum (2019 bis Q1 2013) wurden die niedrigsten Anlagen in Schleswig-Holstein mit einer durchschnittlichen Gesamthöhe von 170 m installiert. In Schleswig-Holstein sind insbesondere die Nabenhöhen mit 107 m im Mittel um 22 % niedriger als im Bundesdurchschnitt. Der Rotordurchmesser einer schleswig-holsteinischen Anlage liegt hingegen nur 2 % unter dem Mittel. Auch in Mecklenburg-Vorpommern wurden im Berichtszeitraum Anlagen errichtet, deren Gesamthöhe im Mittel unter 200 m lag. In den übrigen Bundesländern ist die durchschnittliche Windenergieanlage im Neuzubau teilweise sogar deutlich über 200 m hoch. Bayern, Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt weisen durchschnittliche Gesamthöhen von 203 bis 209 m auf. Mit 211 bis 217 m mittlerer Gesamthöhe folgen Brandenburg, Sachsen, Rheinland-Pfalz, Hessen und Baden-Württemberg. Die im Mittel höchsten Anlagen wurden im Berichtszeitraum in Saarland, Thüringen und Berlin (222 bis 229 m) errichtet.

2.2.3. Spezifische Flächenleistung

Neben der Nennleistung ist auch die spezifische Flächenleistung als technischer Parameter der verschiedenen Anlagentypen von großer Bedeutung. Sie stellt das Verhältnis aus Anlagennennleistung zu der überstrichenen Rotorkreisfläche dar und kann in Abhängigkeit vom Windpotenzial als technischer Indikator für die erzielbaren Volllaststunden (VLS) herangezogen werden. Die erzielbaren Volllaststunden nehmen bei sinkender spezifischer Flächenleistung zu, die mögliche maximale Einspeisung sinkt dabei. Bezogen auf einen Standort, an dem die zulässige Gesamthöhe[15] der Anlage begrenzt ist und somit die äußere Anlagenkonfiguration (Nabenhöhe und Rotordurchmesser) vorgegeben ist, können durch unterschiedliche Nennleistungen der Windenergieanlagen verschiedene spezifische Flächenleistungen resultieren. Bei einer niedrigeren spezifischen Flächenleistung (also kleinere Nennleistung mit gleichem Rotordurchmesser) erfolgt die Einspeisung gleichmäßiger, da die Nennleistung schneller erreicht wird und die Anlage bei gleichen Windangebot mehr Zeit mit Nennleistung einspeist. Die Anlage erreicht höhere Volllaststunden. Wird hingegen eine höhere spezifische Flächenleistung gewählt (also eine größere Nennleistung bei gleichem Rotordurchmesser) ist eine höhere Windgeschwindigkeit erforderlich, um die Nennleistung zu erreichen. Die Volllaststunden der Anlage sind niedriger, hingegen liegt die Spitzenleistung bei Volllast über der einer Windenergieanlage mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung. Der erwartete Energieertrag über das gesamte Jahr hängt vom tatsächlichen Windangebot ab, ist jedoch bei einer Anlage mit größerer spezifischer Flächenleistung i.d.R. höher, wenn vermehrt Zeiträume auftreten, in denen die tatsächliche Windgeschwindigkeit über der Windgeschwindigkeit liegen, bei der die Windenergieanlage mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung ihre Nennleistung erreicht.

Die durchschnittliche spezifische Flächenleistung der neu installierten Anlagen lag bis Beginn der 2020er Jahre vergleichsweise konstant bei etwa 400 W/m². Erst seit 2012 mit der verstärkten Installation sogenannter Schwachwindanlagen mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung begann der durchschnittliche Wert zu sinken und erreichte im Jahr 2018 etwa 300 W/m². Seither hält sich die spezifische Flächenleistung im Mittel auf etwa diesem Niveau. Ausreißer wie beispielsweise im Jahr 1998 werden durch Einzelanlagen mit ungewöhnlicher Konfiguration hervorgerufen.

[15] Die Gesamthöhe leitet sich aus der Nabenhöhe und dem Rotordurchmesser her. In der Kombination zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen und Rotordurchmessern besteht am Standort ein weiterer Ausgestaltungspielraum, der zur Erläuterung hier nicht berücksichtigt wird.



*unter "Bezuschlagt" bzw. "Genehmigt" werden Anlagen geführt, die zum Meldestand bereits bezuschlagt bzw. genehmigt wurden, unabhänig von Zeitpunkt der Genehmigung oder Bezuschlagung

Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

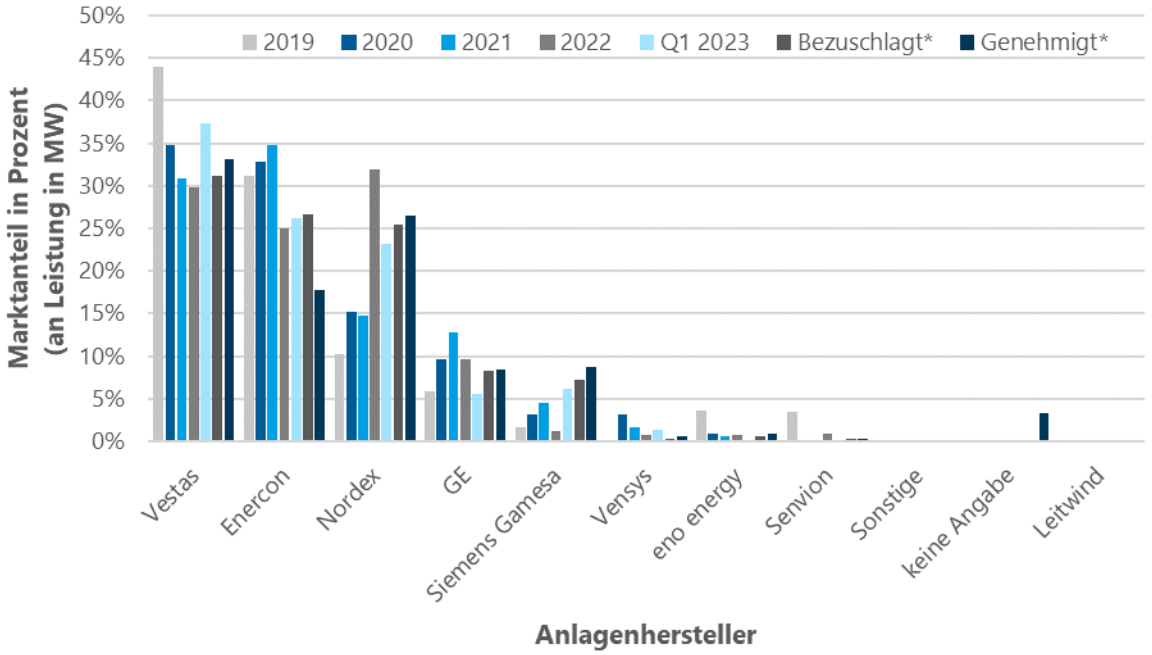
Abbildung 26: Mittelwert und Bandbreite (Quartile) der spezifischen Flächenleistung (W/m²) im Zeitverlauf

Die mittlere spezifische Flächenleistung lag im Berichtszeitraum (2019 bis Q1 2023) bei 294 W/m². Projektspezifisch werden Anlagen mit unterschiedlicher Konfiguration und somit auch unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung ausgewählt. Die Bandbreite lag im Berichtszeitraum zwischen etwa 180 W/m² und 600 W/m², wobei die Hälfte der Anlagen (zweites (Q2) und drittes Quartil (Q3) in Abbildung 26) zwischen 280 und 320 W/km² lagen. Tendenziell werden im Norden Deutschlands eher Anlagen mit höherer spezifischer Flächenleistung (Starkwindanlagen) zugebaut als in den südlichen Bundesländern. Der Durchschnittswert in Mecklenburg-Vorpommern im Berichtszeitraum lag beispielsweise bei 338 W/m², in Schleswig-Holstein bei 315 W/m². Die neu installierten Windenergieanlagen in allen weiteren Bundesländern abgesehen von Sachsen (311 W/m²) hatten im Mittel eine spezifische Flächenleistung von unter 300 W/m².

2.2.4. Hersteller und Anlagentypen

Nachdem Enercon viele Jahre lang auf dem deutschen Markt führend war, konnte sich in 2019 und 2020 Vestas mit einem höheren Anteil an der neu zugebauten Leistung an der Spitze platzieren. 2021 lag Enercon wieder vorn, im Jahr 2022 steht erstmals Nordex an der Spitze vor Enercon und Vestas hinsichtlich der neu installierten Leistung. Vestas kann die größten Anteile der bezuschlagten und genehmigten Windenergieanlagen für sich verbuchen. Über den gesamten Berichtszeitraum (2019 - Q1 2023, ohne bezuschlagte und genehmigte Windenergieanlagen) liegt Vestas mit 34 % Anteil somit vor Enercon (30 %) und Nordex (21 %). Das verbleibende Volumen entfällt auf weitere auf dem deutschen Markt aktive Hersteller. GE

konnten in den vergangenen Zubaujahren einen Anteil von 10 % erreichen. Kleine Anteile am Zubau entfallen auf Siemens Gamesa, Vensys und eno energy. Zudem entfallen einige Installationen auf Anlagentypen des inzwischen abgewickelten Herstellers Senvion bzw. einer Folgeanlage von Max-wyn sowie weitere Hersteller kleinerer Anlagen (≤ 1 MW).



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 27: Marktanteile der Hersteller in Prozent am Bruttoleistungszubau ab 2019

Die am häufigsten installierten Anlagentypen spiegeln die Marktanteile insofern wider, dass vorrangig Vestas, Enercon und Nordex--Anlagen die Spitzenplätze belegen. Auch GE-Anlagen finden sich in mehreren Jahren in den TOP 10 und bei den genehmigten Typen erreicht eine Siemens Gamesa Anlage den 10. Rang. Systematisch ist bei der Betrachtung der Anlagentypen die Definition eines Anlagentypens zu beachten. In der klassischen Definition wird ein Anlagentyp durch Nennleistung und Rotordurchmesser definiert und ist mit unterschiedlichen Nabenhöhen verfügbar. Abweichend davon bieten Hersteller im Vertrieb immer flexiblere Konfigurationen an, wobei zumeist bei einem definierten Rotordurchmesser unterschiedliche Nennleistungen angeboten werden. Je nach Zusammenfassung unterschiedlicher Leistungsvarianten können sie somit abweichende Platzierungen ergeben. Weiterhin können durch Optimierungen an Anlagentypen kurzfristig Änderungen der Nennleistungen der Windenergieanlage im Portfolio der Hersteller auftreten. Die Ausweisung der am häufigsten in Betrieb genommenen Windenergieanlagen hängt somit von den entsprechenden Typendefinitionen der Hersteller sowie der daraus resultierenden Meldung der Betreiber an das MaStR ab.

Tabelle 7: Top 10 der am häufigsten gewählten Anlagentypen in Deutschland ab 2019

	Anlagentyp (Anzahl)						
Rang	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**Q1 2023***	**Bezuschlagt ****	**Genehmigt ****
1	E-141 EP4 (28 WEA)	E-92 2,35 MW (33 WEA)	E-138 EP3 E2 4,2 MW (69 WEA)	E-138 EP3 E2 4,2 MW (68 WEA)	N149/5.X (14 WEA)	E-138 EP3 E2 4,2 MW (151 WEA)	N163/5.X (52 WEA)
2	V136-3.6 MW (25 WEA)	E-115 3MW (28 WEA)	V150-4.2 MW (33 WEA)	N149/5.X (48 WEA)	V150-5.6 MW (12 WEA)	N149/5.X (123 WEA)	V162-5.6 MW (50 WEA)
3	V126-3.45 MW BWC (23 WEA)	V126-3.45 MW BWC (26 WEA)	E-126 EP3 4 MW (31 WEA)	N149/4.X (40 WEA)	V136-4.2 MW (12 WEA)	V150-5.6 MW (95 WEA)	V150-5.6 MW (47 WEA)
4	E-115 3MW (17 WEA)	N149/4.X (23 WEA)	N149/4.X (27 WEA)	N117/3600 (34 WEA)	N149/4.X (11 WEA)	V162-5.6 MW (91 WEA)	N149/4.X (43 WEA)
5	V126-3.6 MW (14 WEA)	V150-4.2 MW (21 WEA)	GE 5.3-158 (21 WEA)	V150-4.2 MW (26 WEA)	E-138 EP3 E2 4,2 MW (11 WEA)	GE 5.5-158 (68 WEA)	GE 5.5-158 (41 WEA)
6	V136-3.45 MW (14 WEA)	E-126 EP3 4 MW (18 WEA)	N117/3600 (21 WEA)	GE 5.5-158 (25 WEA)	E-147 EP5 E2 (8 WEA)	N149/4.X (67 WEA)	E-138 EP3 E2 4,2 MW (40 WEA)
7	V117-3.3 MW (13 WEA)	V112-3.45 MW (18 WEA)	V136-3.6 MW (21 WEA)	E-115 EP3 E3 4,2 MW (24 WEA)	E-160 EP5 E2 (7 WEA)	V150-4.2 MW (64 WEA)	V162-6.0 MW (35 WEA)
8	E-92 2,35 MW (13 WEA)	V136-4.2 MW (16 WEA)	V150-5.6 MW (20 WEA)	V136-4.2 MW (24 WEA)	SWT-DD-142 (7 WEA)	E-160 EP5 E2 (60 WEA)	V150-6.0 MW (29 WEA)
9	GE 3.6-137 (12 WEA)	N131/3300 (16 WEA)	E-101 (19 WEA)	V150-6.0 MW (19 WEA)	GE 5.5-158 (6 WEA)	E-115 EP3 E3 4,2 MW (49 WEA)	N149/5.X (27 WEA)
10	N131/3600 (10 WEA)	GE 3.6-137 (15 WEA)	V136-4.2 MW (18 WEA)	V136-3.6 MW (18 WEA)	V126-3.45 MW (6 WEA)	N133/4.8 (43 WEA)	SG 6.6-155 (23 WEA)

**unter "Bezuschlagt" bzw. "Genehmigt" werden Anlagen geführt, die zum Meldestand bereits bezuschlagt bzw. genehmigt wurden*

Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

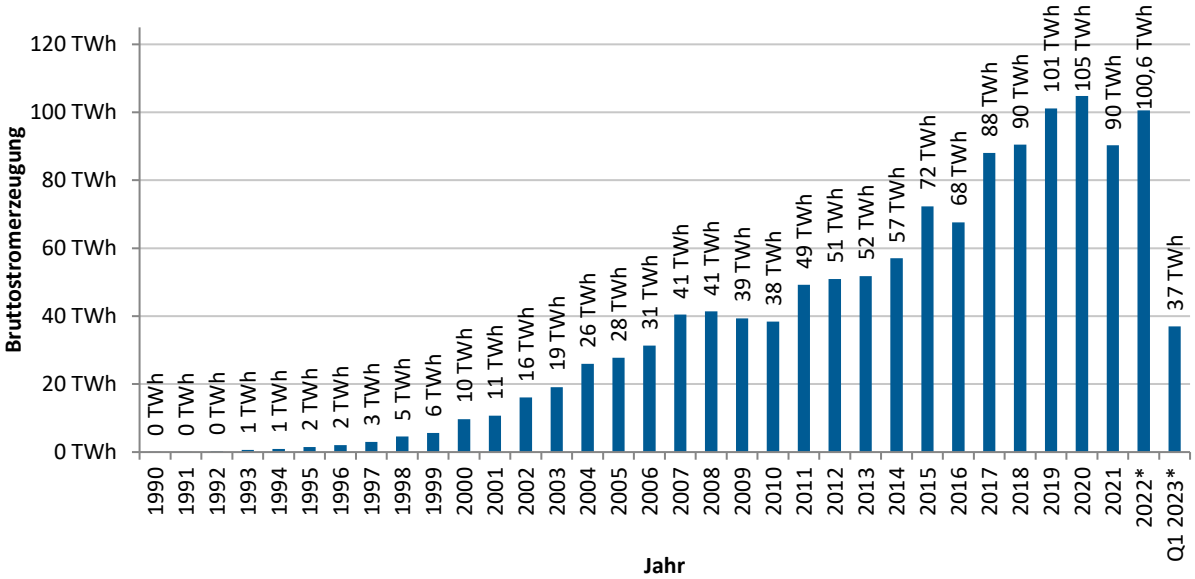
Je nach betrachtetem Installationsjahr repräsentieren die Top 5 Anlagentypen etwa 30-50 % der installierten bzw. genehmigten Anlagen. Die Top 10 repräsentieren bereits 57 bis 75 % der Leistung. Während 2019 und 2020 noch eine Anlage der 2 MW-Klasse (E92) in den Top 10 zu finden waren, wurden diese 2021 vollständig durch Anlagen mit mindestens 3 MW Nennleistung verdrängt. Betrachtet man die bezuschlagten und genehmigten Anlagen zeichnet sich ab, dass sich kleine Typen nicht langfristig gegenüber den leistungsstarken Anlagentypen behaupten konnten – 3 MW Anlagen erscheinen hier nicht mehr in den Top 10.

2.3. Stromerzeugung

Im Folgenden wird die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie genauer betrachtet. Neben dem zeitlichen Verlauf der bundesweiten Bruttostromerzeugung (Abschnitt 2.3.1) werden die erreichten Volllaststunden und deren Entwicklung (Abschnitt 2.3.2) betrachtet.

2.3.1. Strommengen

Die Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen an Land hat sich im Zeitverlauf vervielfacht. Lag die Einspeisung im Jahr 2000 noch bei 10 TWh, wurden 2010 bereits 38 TWh erzeugt. Im Jahr 2020 betrug die Stromerzeugung aus Windenergie an Land 105 TWh [AGEE-Stat 2022]. Im Jahresverlauf 2021 lag die Stromerzeugung aus Windenergie an Land bei 90 TWh [AGEE-Stat 2022] und damit etwa 14 % unter dem Vorjahreswert. Für das Jahr 2022 wird von einer Stromerzeugung von 101 TWh durch die Windenergie an Land ausgegangenen und im ersten Quartal 2023 wurde eine Erzeugung von 37 TWh erfasst [Bundesnetzagentur | SMARD.de 2023]. In Abbildung 28 ist die jährliche Windstromerzeugung an Land (brutto) im Zeitverlauf dargestellt.



Datengrundlage: [AGEE-Stat 2022; Bundesnetzagentur | SMARD.de 2023], Quelle: Eigene Darstellung.
**auf Grundlage der SMARD-Daten*

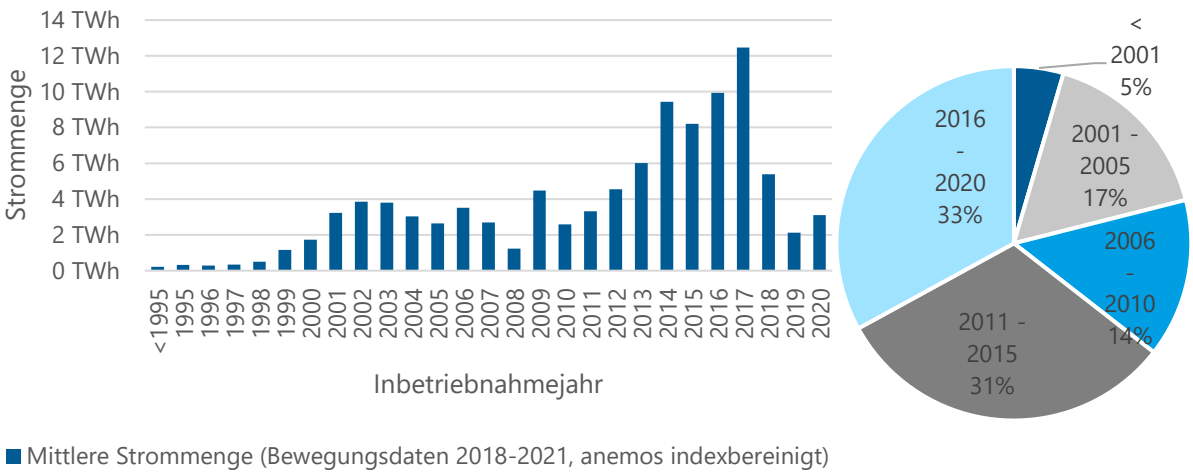
Abbildung 28: Bruttostromerzeugung aus Wind an Land in TWh seit 1990

Die Analysen im Folgenden basieren auf den EEG-Bewegungsdaten, die abweichend von der oben dargestellten Bruttoerzeugung auf die eingespeisten Mengen abstellen. Mithilfe dieser Daten lässt sich differenzierter aufschlüsseln, wie sich die Einspeisung in Abhängigkeit unterschiedlicher Inbetriebnahmejahrgänge gestaltet. Als Datengrundlage werden die Bewegungsdaten der Jahre 2018 bis 2021 genutzt, welche mit einem Ertragsindex[16] langzeitkorrigiert wurden, um Verzerrungen aufgrund von natürlichen Fluktuationen der jährlichen (und unterjährigen) Einspeisung herauszurechnen. Anlagen, die im jeweiligen Kalenderjahr in Betrieb genommen wurden, werden dabei von der Betrachtung ausgeschlossen, da sie noch keine repräsentative Einspeisung erzielen konnten. Auch im

[16] Anemos-Ertragsindex für die Bundesländer Deutschlands für die Windjahre 2018-2021 gemäß [anemos 2019a, 2019b, 2021, 2022]

jeweiligen Jahr stillgelegte Anlagen werden aus der Analyse ausgenommen, da kein vollständiger Jahresertrag ermittelt werden kann. Auf Basis der Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wurde eine Zuordnung der indexbereinigten Strommengen zu den jeweiligen Anlagen vorgenommen. Nicht berücksichtigt sind dabei mögliche Strommengen, die durch Abregelung aufgrund von Einspeisemanagement-(EinsMan-)Maßnahmen, nicht erzeugt wurden. Diese Strommengen lassen sich nicht eindeutig einzelnen Anlagen beziehungsweise Anlagenjahrgängen zuordnen.

In Abbildung 29 wird gezeigt, welche mittleren Strommengen jeweils von den Anlagen eines bestimmten Inbetriebnahmejahres eingespeist wurden. Die Strommengen korrelieren dabei deutlich mit der jeweils im Inbetriebnahmejahr installierten Leistung. Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2001 entsprechen 7 % der Leistung in der betrachteten Datenbasis und erzeugen 5 % des Stroms. Die Inbetriebnahmejahrgänge 2001 bis 2005 stellen 21 % der Leistung und erzeugen 17 % des Stroms. Von 2006 bis 2010 wurden 16 % der betrachteten Leistung installiert, diese erzeugt 14 % des Stroms. 29 % der betrachteten Gesamtleistung entstammen den Inbetriebnahmejahren 2011 bis 2015 und erzeugen 31 % des Stroms. Auf die 27 % der Leistung aus den Inbetriebnahmejahren 2016 bis 2020 entfallen 33 % der Stromerzeugung. Zu erkennen ist, dass die Stromerzeugung bei neueren Anlagenjahrgängen gegenüber der installierten Leistung eine leicht steigende Tendenz aufweist.



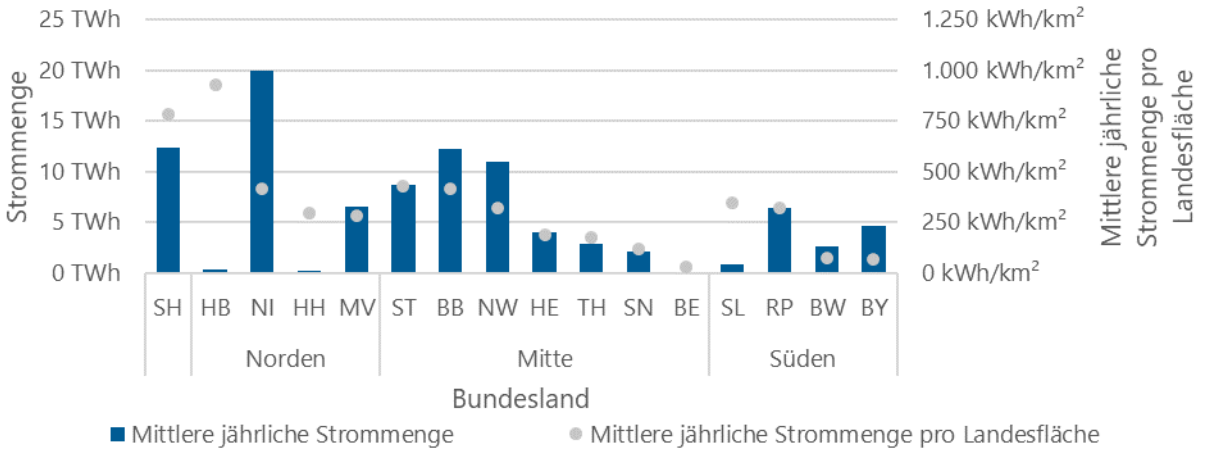
Datengrundlage: [anemos 2019a, 2019b, 2021, 2022; MaStR 2023; Netztransparenz.de 2019a, 2019b, 2020a, 2020b, 2021a, 2021b, 2022a, 2022b] Quelle: Eigene Auswertung.

Abbildung 29: Mittlere jährliche Strommengen aufgeschlüsselt nach Inbetriebnahmejahrgängen (Ertragsindex-bereinigt)

Regionale Verteilung

Die regionale Verteilung der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land ist in Abbildung 30 als mittlere jährliche Stromzeugung (absolut) und als Stromerzeugung in Bezug auf die jeweilige Landesfläche dargestellt. Absolut wird mit durchschnittlich 20,0 TWh (aus Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2020) der meiste Windstrom in Niedersachsen erzeugt, darauf folgen Schleswig-Holstein, Brandenburg und Nordrhein-

Westfalen mit jeweils über 10 TWh pro Jahr. Bezogen auf die jeweilige Fläche der Bundesländer relativiert sich die Reihung – an der Spitze steht trotz absolut relativ geringer Erzeugung (0,4 TWh) aufgrund der geringeren Landesfläche Bremen mit 927 kWh/km². Darauf folgt mit einer sehr hohen Erzeugungsdichte von 786 kWh/km² Schleswig-Holstein. Mit deutlichem Abstand folgen Sachsen-Anhalt, Niedersachsen und Brandenburg mit einer Erzeugung von jeweils über 400 kWh/km².



Datengrundlage: [anemos 2019a, 2019b, 2021, 2022; DESTATIS 2021; MaStR 2023; Netztransparenz.de 2019a, 2019b, 2020a, 2020b, 2021a, 2021b, 2022a, 2022b]; Quelle: Eigene Auswertung.

Abbildung 30: Mittlere Strommengen (absolut und in Bezug auf die Landesfläche) nach Bundesländern (IBN ≤ 2020, Ertragsindex-bereinigt)

Strommengen von Anlagen am Ende der EEG-Förderung

Mit Ende des Jahres 2021 endet für Anlagen, die bis einschließlich 2001 in Betrieb genommen wurden, der Anspruch auf eine Einspeiseförderung nach EEG – ihre 20-jährige Förderdauer ist ausgelaufen. Die Anlagen müssen jedoch nicht stillgelegt werden, sondern können ungefördert weiterbetrieben werden (vgl. dazu Abschnitt 4.5). In den kommenden Jahren endet der Förderanspruch sukzessive für weitere Inbetriebnahmejahrgänge. Für den tatsächlichen Beitrag zur Energiewende ist jedoch die den jeweiligen Anlagen zuzuordnende Stromerzeugung noch relevanter. Die Anlagen, die im Jahr 2023 keine EEG-Vergütung mehr erhalten, repräsentieren eine mittlere Stromerzeugung von zusammen durchschnittlich 11,6 TWh pro Jahr. Bis Ende 2030 betrifft dies zusätzlich im Mittel jährlich 3,1 TWh. Abhängig davon, ob die Anlagen bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiterbetrieben werden oder ohne EEG-Zahlungsanspruch zurückgebaut werden, stehen diese Strommengen früher oder später nicht mehr zur Zielerreichung zur Verfügung und müssen durch neue Installationen kompensiert werden.

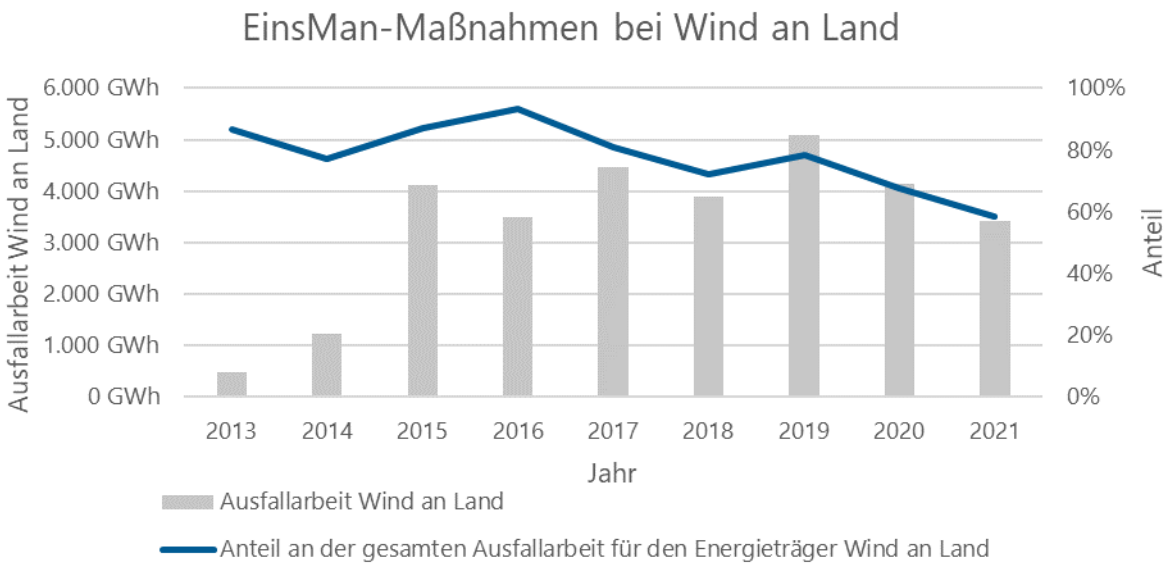
Betrachtet man die Anlagen, die bis Ende 2030 den EEG-Vergütungsanspruch verlieren können, liegt auch hier Niedersachsen hinsichtlich der absoluten Erzeugung von 8,5 TWh im Mittel über die betrachteten Jahre vorn. Es folgen bezogen auf die absolute Strommenge der bis 2030 ausgeförderten Anlagen Brandenburg mit etwa 6,1 TWh, Sachsen-Anhalt mit 5,1 TWh, Nordrhein-Westfalen mit 3,9 TWh und Schleswig-Holstein mit 3,2 TWh, Mecklenburg-Vorpommern mit 2,3 TWh, Rheinland-Pfalz mit 1,7 TWh, Sachsen mit 1,5 TWh und Thüringen

mit 1,0 TWh. In Hessen, Bayern und Baden-Württemberg sind Strommengen von jeweils 0,6 TWh betroffen und in den übrigen Ländern erzeugen die bis 2030 aus der EEG-Vergütung ausscheidenden Anlagen 0,2 TWh oder weniger.

Nicht eingespeiste Strommengen durch Einspeisemanagement

Einspeisemanagement (EinsMan) bezeichnet die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen. Die Abregelung der Erzeugung ist notwendig, wenn einzelne Abschnitte eines Verteil- oder Übertragungsnetzes überlastet sind und ein Engpass die Versorgungssicherheit bedroht. Bisher geltende Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem System des Redispatch 2.0 zum 1. Oktober 2021 entfallen. Die vorrangberechtigte Erzeugung ist seither nach Maßgabe des § 13 EnWG bei den Auswahlentscheidungen für Redispatch-Maßnahmen unmittelbar mit zu berücksichtigen. Anlagenbetreiber werden für die Abtregelung ihrer Anlagen entschädigt.

Vom Einspeisemanagement können grundsätzlich alle erneuerbaren Energieträger und KWK-Anlagen betroffen sein. Ein besonders hoher Anteil der abgeregelten Strommenge (der sogenannten Ausfallarbeit) hätte jedoch regelmäßig von Windenergieanlagen erzeugt werden können. Der Anteil der Windenergie an Land ist zwar wie in Abbildung 31 dargestellt in den letzten Jahren gesunken, allerdings stieg der Anteil der Offshore-Windenergie (nicht dargestellt) an. Die Ausfallarbeit der Windenergie an Land in den Jahren 2010 und 2021 entspricht etwa 4 % der Bruttoerzeugung von Windenergieanlagen an Land, die ohne die notwendigen Maßnahmen zusätzlich hätten eigenspeist werden können [AGEE-Stat 2022; BNetzA & Bundeskartellamt 2023; Eigene Berechnung]. Am stärksten betroffen von den EinsMan-Maßnahmen sind die Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein, wobei die Ausfallarbeit (über alle Technologien) in Niedersachsen seit 2016 steigt, in Schleswig-Holstein hingegen seit dem Hochpunkt in 2019 sinkt.



Datengrundlage: [BNetzA & Bundeskartellamt 2023]; Quelle: Eigene Darstellung.
In den Jahren 2013 und 2014 wird nicht nach Windenergie an Land und Offshore-Windenergie differenziert.

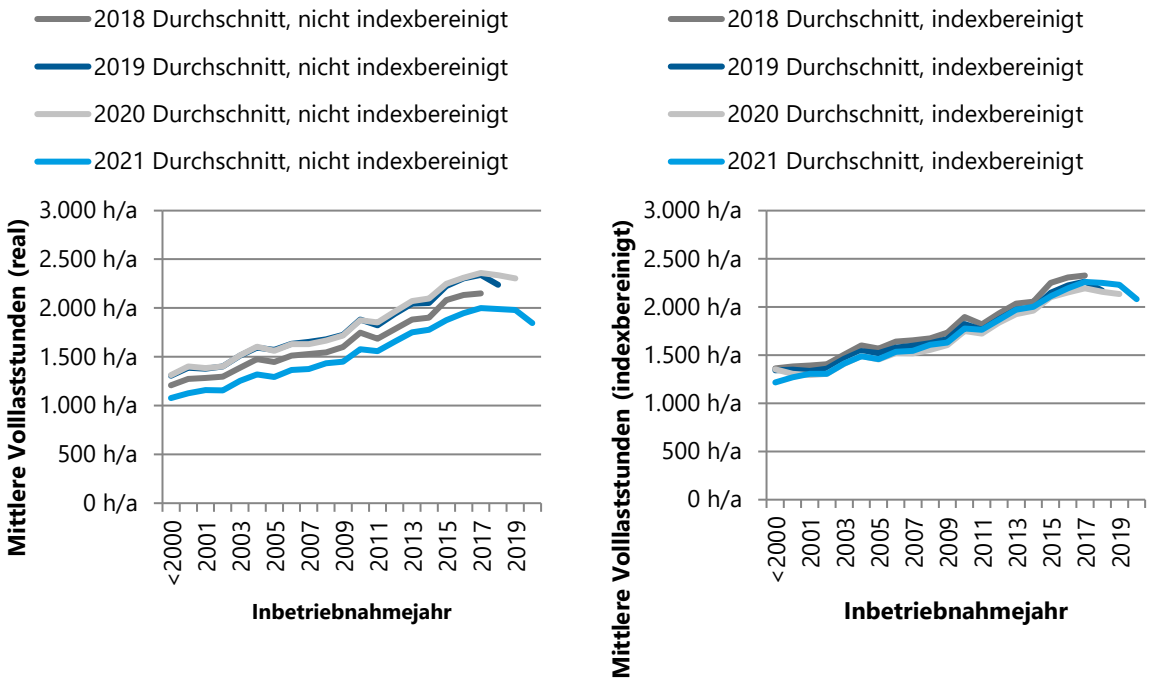
Abbildung 31: Ausfallarbeit der Windenergie an Land und Anteil von Windenergie an Land an der jährlichen Ausfallarbeit über alle Technologien

2.3.2. Volllaststunden

Die bisherige Entwicklung der Volllaststunden der Windenergie an Land wurde auf Basis der Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber aus den Jahren 2018 bis 2021 untersucht. Ausgeschlossen von der Betrachtung werden Anlagen, die im Betriebsjahr in Betrieb oder außer Betrieb genommen wurden, weiterhin alle Anlagen, die eine Nennleistung von 100 kW oder weniger aufweisen oder bei denen es hinsichtlich der Nennleistung widersprüchliche Angaben gibt, sowie Datensätze, die mit weniger als 200 Volllaststunden oder mehr als 5.000 Volllaststunden bewertet sind. Es verbleiben nach Abzug der vermutlich fehlerhaften und irrelevanten Datensätze je nach Betriebsjahr etwa 26 bis gut 27 Tausend Windenergieanlagen in der Analyse. Auf Basis der realen Volllaststunden für die einzelnen Betriebsjahre werden die indexbereinigten Volllaststunden ermittelt. Diese werden mittels des anemos-Ertragsindex aus den realen Volllaststunden berechnet, unterschieden nach der jeweiligen Region, in der die Anlage errichtet ist. Für die Betriebsjahre 2018 bis 2021 ergeben sich nach Langzeitkorrektur der Volllaststunden mittels des Ertragsindexes von anemos für den betrachteten Gesamtbestand im Mittel über die vier betrachteten Windjahre Volllaststunden in Höhe von rund 1.680 Stunden.

Um eine vertiefte Einordnung der Entwicklung der im Mittel erzielten (indexbereinigten, nicht gewichteten) Volllaststunden zu ermöglichen, erfolgt eine Differenzierung der Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen. Die Einordnung nach Inbetriebnahmejahrgängen ermöglicht die Beurteilung der Auslastungssteigerung der installierten Technologien. Tatsächlich ist die Volllaststundenanzahl stark projektspezifisch, da neben der Leistungskurve und der Region projektspezifische Effekte (Abschattung, Geländebeschaffenheit, technische Verfügbarkeit, genehmigungsrechtliche Auflagen, netzengpassbedingte Abregelung etc.) wirken.

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmejahrgängen im Zeitverlauf. Durch die Indexbereinigung nähern sich die Volllaststunden in den einzelnen Windjahren an – die standortspezifischen Windverhältnisse und weitere Einflussfaktoren auf die Volllaststunden führen jedoch dazu, dass kein vollständiger Ausgleich der Abweichungen erfolgen kann. Es wird deutlich, dass die durchschnittliche Volllaststundenanzahl der Anlagen aus den späteren Inbetriebnahmejahrgängen höher ist. Dies ist unter anderem auf die bessere Auslastung der modernen Technologien durch niedrigere spezifische Flächenleistungen sowie die am jeweiligen Anlagenstandort erzielbaren höheren Windgeschwindigkeiten durch gesteigerte Nabenhöhen zurückzuführen. Im Mittel über die betrachteten Windjahre liegen die indexbereinigten Volllaststunden von Windenergieanlagen aus dem Inbetriebnahmejahr 2000 bei 1.325 h/a. Anlagen mit Inbetriebnahme in 2010 erzielen im Durchschnitt 1.809 h/a, und Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2020[17] durchschnittlich 2.078 h/a.



Datengrundlage: [anemos 2019a, 2019b, 2021, 2022; Netztransparenz.de 2019a, 2019b, 2020a, 2020b, 2021a, 2021b, 2022a, 2022b]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 32: Mittlere reale Volllaststunden (links) und indexbereinigte Volllaststunden (rechts) nach Inbetriebnahmejahrgängen im Zeitverlauf (auf Basis der Betriebsjahre 2018 bis 2021)

Regionale Verteilung

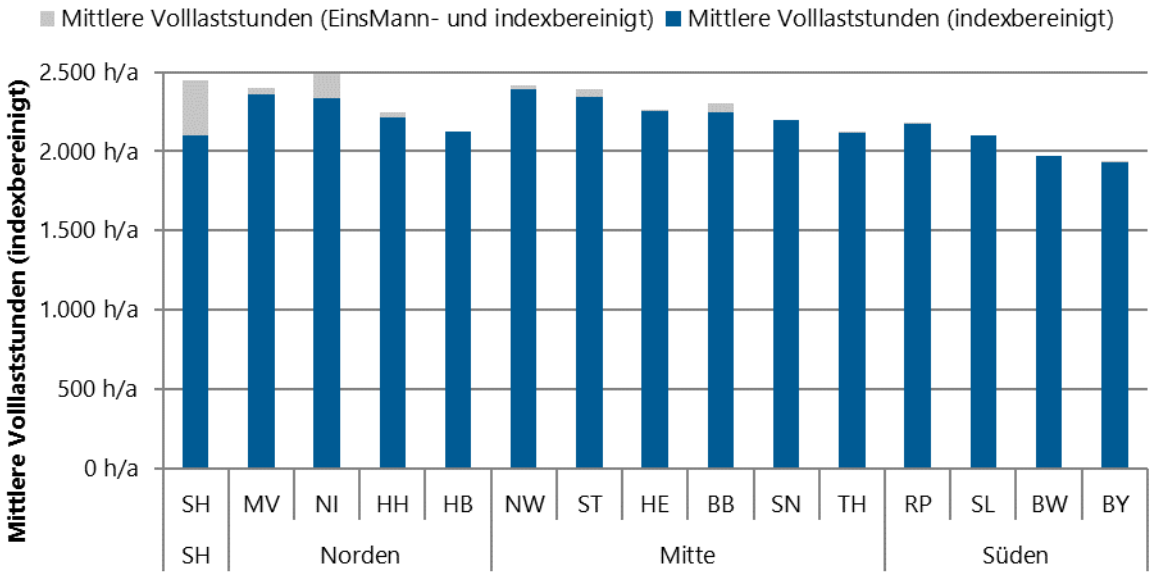
Ergänzend erfolgt ein Blick auf die durchschnittlichen Volllaststunden in unterschiedlichen Regionen Deutschlands. Betrachtet wurden Anlagen, die ab 2017 installiert wurden. Neben den

[17] Die Datengrundlage für die Volllaststunden der Windenergieanlagen aus dem Inbetriebnahmejahr 2020 beschränkt sich auf das Windjahr 2021.

erzielten Einspeisungen wird dargestellt, welche Volllaststunden ohne Einspeisemanagement (EinsMan) in den jeweiligen Ländern erzielt worden wären. Der Einfluss der EinsMan-Maßnahmen wurde dabei überschlägig aus dem Gesamtumfang der Maßnahmen je Bundesland und der Verteilung aller Maßnahmen auf die unterschiedlichen Energieträger abgeleitet. Dabei wurde angenommen, dass der Anteil an den Maßnahmen für alle Windenergieanlagen im Bundesland identisch ist.

Letzteres kann verdeutlichen, wie groß dort bereits der sich aus den Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements ergebende Einfluss auf die Volllaststunden ist.

In Abbildung 33 zeigt sich eine leichte Tendenz, dass die aus der erzielten und aufgrund von EinsMan verhinderten Einspeisung abgeleiteten Volllaststunden der Anlagen in nördlicheren Bundesländern (Bremen und Hamburg ausgenommen) am höchsten sind, in der mittleren Region aber nur leicht darunter liegen. Die südlicheren Bundesländer liegen hinsichtlich der Volllaststunden darunter. Insbesondere für Schleswig-Holstein und Niedersachsen zeigt sich der Einfluss des EinsMan. Ohne die Korrektur der netzbedingten Abregelung liegen die erzielten Volllaststunden hier deutlich niedriger als bei ungehinderter Einspeisung zu erwarten wäre.



Datengrundlage: [anemos 2019a, 2019b, 2021, 2022; MaStR 2022, 2023; Netztransparenz.de 2019a, 2019b, 2020a, 2020b, 2021a, 2021b, 2022a]

Abbildung 33: Mittlere Volllaststunden der Betriebsjahre 2018-2021 (indexbereinigt) für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2017 nach Bundesländern

2.4. Erwartete Marktentwicklung bis 2030

Die Analysen in diesem Berichtsabschnitt wurden Anfang 2022 erstellt und nicht aktualisiert. Aufgrund der Beibehaltung des damaligen Meldestandes der zugrundeliegenden Daten können sich entsprechend Abweichungen im Vergleich zu aktuellen Auswertungen ergeben. Ziel der Analyse war es, aus dem im Ende 2021 geschlossenen Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung definierten Ziel für die zukünftige Stromerzeugungsmenge aus Windenergie

an Land den hierfür benötigten Leistungszubau abzuleiten und somit auch auf geeignete Ausschreibungsmengen rückzuschließen.

In den Ausschreibungen für die Windenergie an Land werden Leistungsmengen ausgeschrieben. Um die zukünftig zur Zielerreichung notwendigen Ausschreibungsmengen zu bestimmen, ist eine Zielsetzung für die bis 2030 zu installierende Windleistung an Land notwendig. Hierzu müssen unterschiedliche Aspekte der Windenergieentwicklung an Land berücksichtigt werden. Die vorliegende Analyse adressiert vor diesem Hintergrund unter anderem die von Windenergieanlagen in Deutschland erzielten Volllaststunden, die zu erwartenden Entwicklungen im Bereich Rückbau und Repowering sowie die zu erwartende regionale und zeitliche Verteilung des Neuzubaus. Weitere Einflussfaktoren, die sich zukünftig verändernd auswirken könnten, wie zum Beispiel die weitere Entwicklung von netzbedingten Abregelungen durch den Netzbetreiber, das altersbedingte Absinken von Erzeugungsmengen von Bestandsanlagen, ggf. zunehmende Abschattungseffekte von Windparks gegeneinander, Veränderungen von genehmigungsrechtlichen Abregelungen etc. werden im Rahmen dieser Ausarbeitung vereinfachend beim Status quo belassen und teilweise in Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Wirkung betrachtet. Weiterhin wird im vorliegenden Bericht nicht darauf abgestellt, welche Projektpipelines kurz- oder langfristig zur Verfügung stehen, um die Ziele zu erfüllen. Es wird angenommen, dass geeignete Maßnahmen getroffen werden, um den erforderlichen Zubau zu ermöglichen. Eine regelmäßige Prüfung der Zielerreichung ist somit erforderlich und sollte bei der Nichterreichung von Zwischenzielen entsprechende Anpassungen zur Folge haben.

Gemäß dem im Dezember 2021 unterzeichneten Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP soll die Zielsetzung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien auf einem Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 basiert werden, von dem 80 % durch Erneuerbare zu decken sind. Hieraus hat das BMWK die Zielsetzung einer durch die Windenergie an Land zu generierenden Strommenge von 238 TWh im Jahr 2030 abgeleitet. Dieser Wert von 238 TWh für die Windenergie an Land wird im Folgenden als Zielgröße verwendet, um daraus Aussagen zum benötigten Zubau bis 2030 abzuleiten.[18]

Wie Abbildung 34 zeigt, sind verschiedene Analyseschritte notwendig, um die voraussichtlich notwendigen Zubaumengen aus dem Strommengenziel zu bestimmen. Zentrale Annahmen liegen hierbei in der Entwicklung der Volllaststunden sowie der Stilllegungen. Beide Parameter werden zunächst bezogen auf den Anlagenbestand untersucht, um daraufhin mithilfe von vorhandenen Erkenntnissen zur Technologieentwicklung sowie zu den voraussichtlich vorhandenen Repoweringflächen eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung bis 2030 vorzunehmen. Hieraus ergibt sich eine Abschätzung der zukünftigen Stromerzeugung des im

[18] Zum Analysezeitpunkt waren noch keine Ausschreibungsmengen definiert, vielmehr sollte auf die benötigten Mengen rückgeschlossen werden.

jeweiligen Jahr noch in Betrieb befindlichen Bestandes. In Verbindung mit dem oben genannten konkreten Ziel für die zu erzeugende Strommenge aus Windenergie an Land im Jahr 2030 können zusätzlich Abschätzungen zum Neuzubau erfolgen und auf dieser Basis auf leistungsbezogene Zubaumengen rückgeschlossen werden.

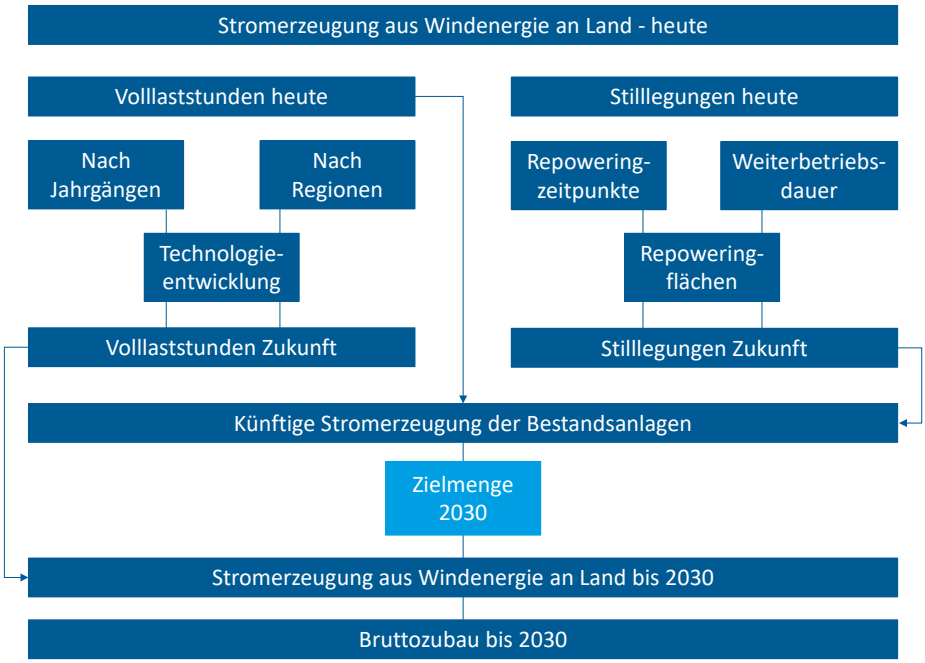
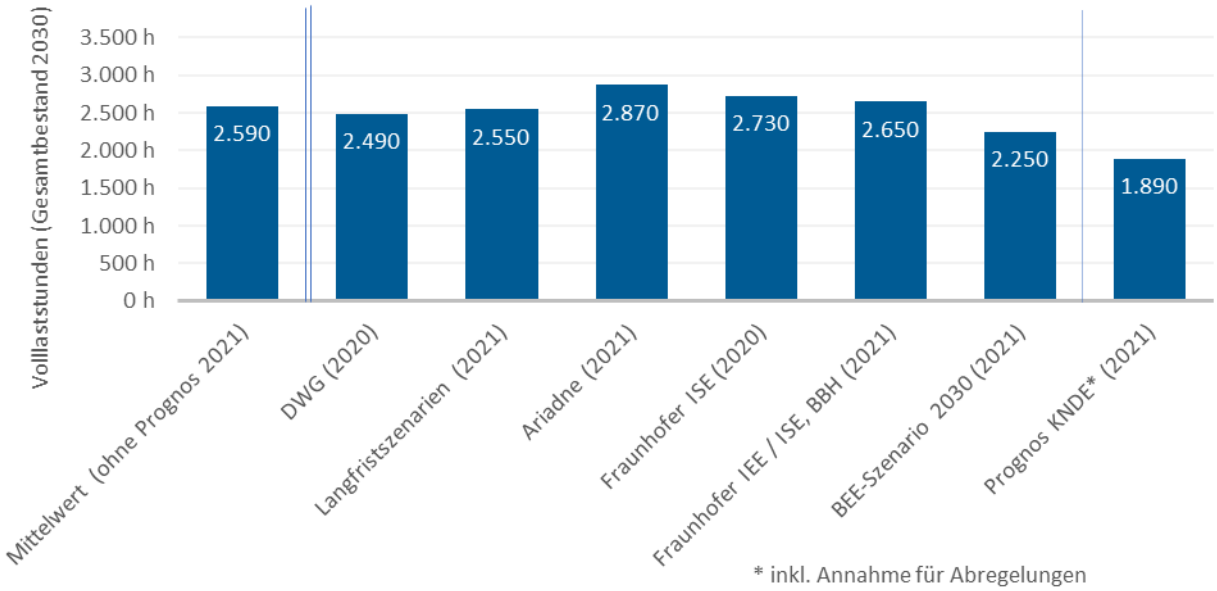


Abbildung 34: Analysestruktur zur Ermittlung des erforderlichen Bruttozubaus

2.4.1. Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden

In den letzten zwei Jahren wurden mehrere Analysen verschiedener Gutachter veröffentlicht, die sich mit der Frage der Klimaneutralität bis 2050 und dem damit notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien beschäftigt haben. Für die Windenergie wurden hierin Abschätzungen zum Zubau getroffen, teils bereits orientiert an einem möglichen Potenzial von 2 % der Landesfläche. Auf Basis der veröffentlichten Werte zur jeweils kalkulierten Gesamtleistung und dem zugehörigen Erzeugungspotenzial für die Windenergie an Land lassen sich für die genannten Veröffentlichungen durchschnittliche Volllaststunden für den Gesamtbestand im Jahr 2030 miteinander vergleichen, wie Abbildung 35 darstellt. Zu beachten ist dabei, dass sich die Detailannahmen der einzelnen Studien hinsichtlich des Windenergiezubaus, der Technologien sowie dem Strommarktdesign und der Zusammensetzung des Energiemixes unterscheiden.



Quelle: [BEE 2021a, 2021b; DWG 2020; Fraunhofer IEE et al. 2021; Fraunhofer ISE 2020; Fraunhofer ISI et al. 2021; Luderer et al. 2021; Prognos et al. 2021]

Abbildung 35: Annahmen verschiedener aktueller Analysen für die durchschnittlichen Volllaststunden im Gesamtbestand 2030

Der Mittelwert für die durchschnittlich erzeugten Volllaststunden im Jahr 2030 liegt für die dargestellten Analysen bei 2.590 Stunden pro Jahr. Abweichungen vom Mittelwert nach unten hin werden insbesondere deutlich, wenn die kalkulierten Werte bereits Annahmen zu zukünftigen Abregelungen (bspw. aufgrund veränderter genehmigungsrechtlicher Erfordernisse oder netzbedingte Abregelungen) beinhalten. Auch die Deutsche WindGuard hat im Jahr 2020 eine ausführliche Analyse zur Entwicklung der Volllaststunden der Windenergie an Land bis 2030 veröffentlicht [DWG 2020]. Wie in Abbildung 35 ersichtlich, liegen die darin aufgezeigten erwarteten durchschnittlichen Volllaststunden im voraussichtlichen Bestand des Jahres 2030 nah am Mittel über alle vergleichbaren Studien hinweg. Im Folgenden wird entsprechend auf die bereits vorliegende Analyse aufgebaut. Die dort getroffenen Einschätzungen und Annahmen hinsichtlich der Technologieentwicklung und der resultierenden Volllaststunden nach Regionen bis zum Jahr 2030 werden übernommen. Änderungen gegenüber den ursprünglichen Ergebnissen ergeben sich nachfolgend unter anderem aus der Berücksichtigung von netzengpassbedingten Abregelungen und geänderten räumlichen Verteilungen des Zubaus sowie der Zubaumengen.

In [DWG 2020] wurde ausführlich dargelegt, welche zukünftige Technologieentwicklung sich im Bereich der Windenergieanlagen erwarten lässt, sowie welche regionalen Unterschiede sich hinsichtlich der durchschnittlich installierten Technologie ergeben. Für nähere Erläuterungen hierzu kann somit die genannte Analyse herangezogen werden. Aus den dort getroffenen Schlussfolgerungen ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten Annahmen zur durchschnittlich installierten Anlagentechnologie im Jahr 2030 (ausgedrückt anhand der spezifischen Flächenleistung) sowie zu den durchschnittlichen Volllaststunden in unterschiedlichen

Regionen. Die Werte sind zusätzlich für alle Einzeljahre bis 2030 verfügbar und können somit im Folgenden für die weiteren Berechnungen zugrunde gelegt werden.

Tabelle 8: Erwartete durchschnittliche spezifische Flächenleistung und Volllaststunden der in 2030 installierten Windenergieanlagen

Region	Durchschnittliche spezifische Flächenleistung in 2030	Durchschnittliche Volllaststunden[19] in 2030
Schleswig-Holstein	342 W/m²	2.954 h
Norden[20]	316 W/m²	2.805 h
Mitte[21]	288 W/m²	2.660 h
Süd[22]	273 W/m²	2.466 h

Quelle: [DWG 2020]

Die genannten durchschnittlichen Werte wurden für die im Rahmen der Studie definierten Regionen Schleswig-Holstein, Nord, Mitte und Süd gebildet, anhand der vorhandenen Daten können aber auch andere Regionszuschnitte abgebildet werden. Im Folgenden werden somit die Grundannahmen der Volllaststundenanalyse [DWG 2020] im Hinblick auf die Technologieentwicklung und die damit verbundenen voraussichtlichen Volllaststunden herangezogen und für die geplanten Untersuchungsziele im Rahmen der hier vorliegenden Analyse adaptiert und weiterentwickelt. Insbesondere wurden in der Vorgängeranalyse Ertragsreduzierungen aufgrund von Einspeisemanagement heraus gerechnet, die oben dargestellten Annahmen wurden somit auf Basis von index- und einspeisemanagementbereinigten Daten entwickelt. Im Rahmen der hier vorliegenden Analyse wird aufgrund der etwas anderen Zielrichtung die Grundannahme getroffen, dass Maßnahmen des Einspeisemanagements in ähnlicher Größenordnung wie heute erfolgen (im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird zusätzlich die Situation ohne Einspeisemanagement dargestellt).

Regionale Verteilung

Die bisherige Zubauverteilung auf unterschiedliche Regionen bzw. die Bundesländer ist bekannt und kann den vorhandenen Daten, wie oben dargestellt, entnommen werden. Um die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden des Gesamtbestands abzuschätzen, ist die Annahme zur regionalen Verteilung des Zubaus ein wichtiger Parameter.

Um in dieser Hinsicht eine geeignete Annahme zu treffen, erfolgte neben der Orientierung an den Entwicklungen der Vergangenheit sowie der aktuellen Genehmigungslage eine Berücksichtigung der politischen Zielsetzungen im Hinblick auf die regionale Zubauverteilung. Im Koalitionsvertrag wird formuliert, dass geplant ist, dass der Windenergieausbau auch in „weniger windhöffigen Regionen (…) deutlich vorankommt, damit in ganz Deutschland auch

[19] ohne netzengpass- oder marktpreisbedingte Abregelungen
[20] Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern
[21] Berlin, Brandenburg, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen
[22] Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz, Saarland

verbrauchsnah Onshore-Windenergie zur Verfügung steht". Im EEG 2021 wurde mit der Südregion eine Region definiert, die Baden-Württemberg, Saarland sowie Teile von Bayern, Rheinland-Pfalz und Hessen umfasst, und in der ab 2022 Standorte bis zu einem Mengenanteil von zunächst 15 %, ab 2024 dann 20 % bevorzugt bezuschlagt werden sollen.[23]

Darauf aufbauend erfolgt die Annahme, dass sich zukünftig Zubauanteile in den Süden verschieben werden. Dies wird zudem auch deshalb notwendig sein, um geeignete Flächenpotentiale für die Windenergie zu erschließen. In der Volllaststundenanalyse [DWG 2020] wurde, wie oben vorgestellt, bereits eine Region definiert, die die südlichen Bundesländer umfasst. Diese Region stimmt nicht vollständig überein mit der landkreisscharf definierten Südregion des EEG (es wird eine geringfügig größere Fläche abgedeckt als durch die EEG-Südregion). Der Grad der Übereinstimmung wird aber für die Zielsetzungen im Rahmen der vorliegenden Analyse als ausreichend erachtet, sodass die politisch formulierten Zielsetzungen für die Südregion nach EEG 2021 auf die hier vorhandene Region der südlichen Bundesländer angewendet werden. Es wird somit davon ausgegangen, dass in diesen südlichen Bundesländern im Jahr 2030 ein Zubauanteil von 20 % generiert wird. Um diesen zu erreichen, werden Zubauanteile aus dem Norden und der Mitte in diese Region verschoben. Die sich ergebende Verteilung in 2030 zeigt Tabelle 9. Um auch für die Jahre bis 2030 eine entsprechende Annahme in die Analyse einbringen zu können, wird eine lineare Verschiebung von der heute festgestellten Verteilung zur für 2030 angenommenen Verteilung angenommen.

Tabelle 9: Basisannahme zur regionalen Zubau-Verteilung im Jahr 2030

Region - Basisszenario	Zubau 2030
Schleswig-Holstein	10%
Norden (Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen)	25%
Mitte (Berlin, Brandenburg, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen)	45%
Süden (Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz, Saarland)	20%

2.4.2. Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Stilllegungen

Die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Stilllegungen basieren auf den Erkenntnissen zur bisherigen Rückbauentwicklung (vgl. Abschnitt 2.1.2). In Abbildung 36 ist auf Basis einer Auswertung der bisher bekannten Angaben zur Stilllegung von Windenergieanlagen dargestellt, welche Rückbauverläufe im Rahmen von Repoweringaktivitäten sowie alternativ im

[23] Die Notifizierung dieser Regelung durch die Europäische Kommission ist schlussendlich nicht erfolgt, sie wurde durch eine abweichende Regelung ersetzt.

Falle eines Weiterbetriebs erwartet werden. Hierbei findet eine Verknüpfung von bestehenden Erfahrungswerten[24] mit begleitenden Grundannahmen statt.

Der bisherige Rückbau von Anlagen zeigt, dass die Rückbauaktivitäten zwischen 10 und 20 Jahren Betriebszeit stetig zunehmen. Da davon auszugehen ist, dass Betreiber ihre Anlagen in aller Regel nur dann vor Ablauf der Entwurfslebens- bzw. Vergütungsdauer zurück bauen, wenn sie gleichzeitig ein Repowering durchführen, können hieraus Rückschlüsse in Bezug auf wahrscheinliche Repoweringzeitpunkte gezogen werden. Damit verbunden wurde vereinfachend die Annahme getroffen, dass ein Rückbau im Rahmen eines Repowerings spätestens um das 20. Betriebsjahr herum erfolgt (in grau dargestellt) und dass alle darüber hinaus erfolgten Stilllegungen ersatzlos erfolgen, entweder nach Ablauf des möglichen Weiterbetriebszeitraums und/oder aus Gründen des Endes der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer (in blau dargestellt). Aus den bisher bekannten Daten ergibt sich für die Stilllegungen außerhalb eines Repowerings ein erster Schwerpunkt um das 20. Betriebsjahr herum (Weiterbetrieb ist nicht oder kaum möglich oder gewünscht). Ab dem 22. Betriebsjahr nehmen die Aktivitäten wieder deutlich ab. Erst gegen Ende der dritten Betriebs Dekade erfolgt ein erneuter Anstieg. Hieraus kann geschlussfolgert werden, das Rückbau entweder zum Ende des Förderzeitraums vorgenommen wird oder ein möglichst langer Weiterbetrieb angestrebt wird. Für den Zeitraum über die dritte Betriebsdekade hinaus wird aufgrund fehlender Erfahrungswerte die Annahme getroffen, dass der Rückbau – linear rückläufig – bis spätestens zum 35. Betriebsjahr erfolgt.

[24] Künftige Entwicklungen könnten zu einem von den bisherigen Erfahrungen abweichenden Rückbauverhalten führen. Strommarktpreise und damit das Erlöspotenzial kann die Weiterbetriebsdauer beeinflussen. Zudem ist zu beachten, dass den bisherigen Erfahrungen andere Rahmenbedingungen hinsichtlich der Förderung zugrunde liegen. Für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem Jahr 2000 wurde ein Förderanspruch bis zum Ende des Jahres 2020 definiert. Der mögliche Einfluss dieser Aspekte kann im Rahmen der vorliegenden Studie nicht quantifiziert werden und wurde entsprechend vernachlässigt.

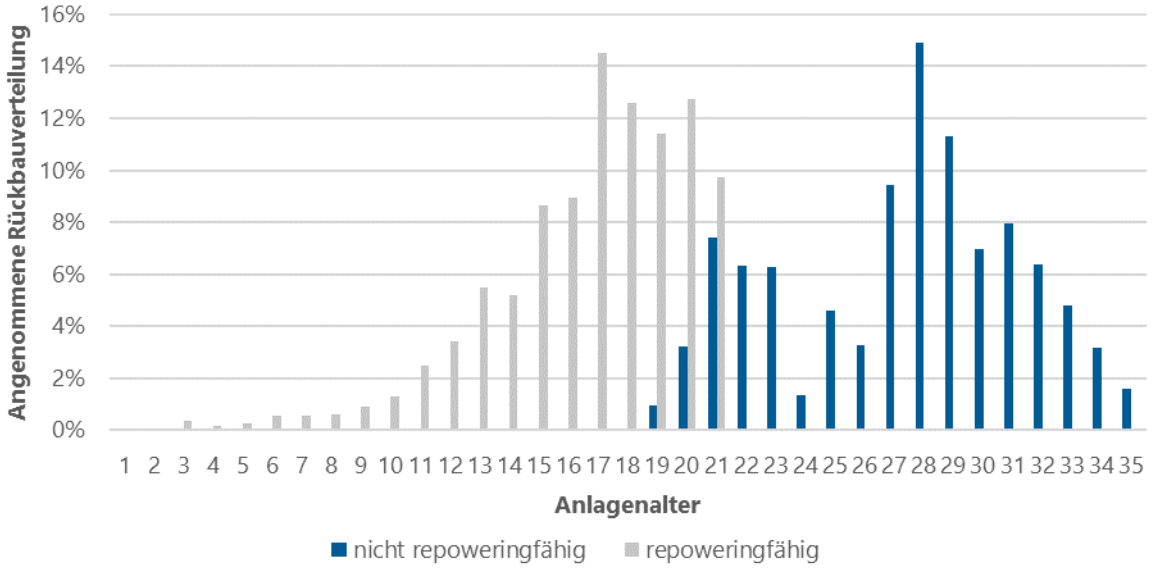


Abbildung 36: Rückbauzeitpunkt in Abhängigkeit des Anlagenalters

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung sind somit differenzierte Annahmen zu treffen für den Rückbau, der im Rahmen von Repoweringprojekten erfolgt, sowie jenem, der am Ende eines Weiterbetriebszeitraums bzw. ersatzlos erfolgt. Bezüglich der zu erwartenden Repoweringmengen hat ein umfassendes Vorhaben im Auftrag des Umweltbundesamts [UBA 2019] ausführliche Angaben gemacht, die im Rahmen der vorliegenden Analyse verwendet werden können. Hierin werden jährlich zu erwartende Rückbauleistungen ausgewiesen, und zwar differenziert nach Windvorrangflächen und deren direkter Umgebung (bis 300 m) sowie Anlagen, die weiter entfernt von Vorrangflächen stehen. Somit kann der Anteil der repoweringfähigen Anlagen je Installationsjahrgang für die bis 2017 errichteten Windenergieanlagen aus der vom UBA beauftragten Studie abgeleitet werden. Für die Inbetriebnahmen bis einschließlich 2000 liegt nur ein kumulierter Wert vor, der für alle Jahrgänge ≤ 2000 übernommen wird. Für weitere Inbetriebnahmejahrgänge nach 2017 wurde vereinfachend der repoweringfähige Zubauanteil entsprechend des Anteils von 2017 fortgeschrieben.

Für den repoweringfähigen Anteil eines jeden Inbetriebnahmejahrgangs wird entsprechend Abbildung 36 der beschleunigte Rückbau und Ersatz durch eine neue Anlage angenommen. Für den nicht-repoweringfähigen Anteil ergibt sich eine verlängerte Betriebszeit. Die nicht-repoweringfähigen Anlagen werden nach Ende der EEG-Förderlaufzeit oder zu einem späteren Zeitpunkt nach einem gewissen Weiterbetriebszeitraum ersatzlos rückgebaut. Das heißt, auf beide Pfade (Stilllegung repoweringfähiger Anlagen sowie nicht-repoweringfähiger Anlagen) können nun die oben bereits dargestellten Häufigkeitsverteilungen zum Verlauf der Stilllegungsaktivitäten angewendet werden. Dies wird mit den Annahmen zum grundsätzlich repoweringfähigen Bestand aus dem Vorhaben zur Flächenverfügbarkeit des UBA [UBA 2019] verschnitten. Im Ergebnis können für jedes zukünftige Jahr nach Errichtungsjahrgängen differenzierte Abbaumengen (siehe Tabelle 10) auf Basis bisheriger Rückbauerfahrungen und ergänzender Annahmen zum Repowering gemacht werden. Effekte, die zu einem längeren

Weiterbetrieb führen - wie bespielweise hohe Marktwerte oder noch nicht vorliegende Genehmigungen für ein Repowering - können dabei nicht dargestellt werden, da der bisher erfolgte Rückbau dies noch nicht vollumfänglich widerspiegelt. Zudem liegen die Angaben des UBA zum repoweringfähigen Bestand deutlich über den Mengen, die bisher jährlich repowert werden. Die daraus resultierende Annahme eines erhöhten Aufkommens von Repoweringprojekten führt zu einem beschleunigten Rückbau. Entsprechend ist der dargestellte Rückbaupfad ab 2021 gegenüber dem tatsächlich erfolgen Rückbau deutlich erhöht. Den Annahmen zufolge beläuft sich der Rückbau bis 2030 auf 22,3 GW.

Tabelle 10: Rückbauannahmen

Jahr	Angenommener Rückbau
2021	1,8 GW
2022	2,0 GW
2023	1,9 GW
2024	1,9 GW
2025	1,9 GW
2026	2,1 GW
2027	2,3 GW
2028	2,5 GW
2029	2,7 GW
2030	3,0 GW

2.4.3. Mögliche zukünftige Stromerzeugung der Windenergie an Land

In den vorangegangenen Kapiteln wurden Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden der Windenergie an Land sowie der voraussichtlichen Stilllegungen und des anzunehmenden Repoweringanteils vorgestellt. Auf dieser Basis kann eine Abschätzung der zukünftigen Stromerzeugung des im jeweiligen Jahr noch in Betrieb befindlichen Bestandes erfolgen. Um auch den Einfluss des in den kommenden Jahren erfolgenden Neuzubaus zu berücksichtigen, wird die angenommene konkrete politische Zielsetzung für die zu erzeugende Strommenge aus Windenergie an Land im Jahr 2030 herangezogen und mit den Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden verschnitten. Hieraus kann auf leistungsbezogene Zubaumengen in den Jahren 2022-2030 rückgeschlossen werden.[25]

Aufgrund der Vielzahl an zu treffenden Annahmen und Vereinfachungen im Modell sind die im Folgenden dargestellten Szenarien mit Unsicherheiten behaftet. Dennoch kann ein Eindruck entstehen, welche Zusammenhänge zwischen Rückbau und zusätzlich benötigten Ausschreibungsmengen sowie potenzieller Stromerzeugung aus Windenergie an Land bestehen. Denn der zukünftige Zubau wird durch die von der Politik auf Bundes- und Landesebene gesetzten Rahmenbedingungen stark bestimmt. So kann bspw. der in den hier

[25] Aufgrund unterschiedlicher Analysezeitpunkte und ergänzend zu treffender Annahmen liegen Abweichungen zwischen den hier dargestellten Werten und den oben gezeigten tatsächlich bisher realisierten Mengen vor.

entworfenen Szenarien angedachte Zubau nicht erreicht werden, wenn die ausgeschriebenen Mengen nicht vollständig bezuschlagt werden können, d.h. sich im Bereich der Genehmigungssituation und Flächenverfügbarkeit nicht deutliche Verbesserungen ergeben.

Im einführend vorgestellten Basisszenario wird die Annahme getroffen, dass die jährlichen Zubaumengen bis zum Jahr 2030 linear ansteigen. Die Stromerzeugungsanteile, die aktuell auf Basis von Maßnahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden, werden auch für die Jahre bis 2030 fortgeschrieben. Die Annahmen zum Rückbau und Repowering wurden, wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, auf Basis der bisherigen Entwicklungen getroffen und diese auf die kommenden Jahre angewendet. Bezüglich der regionalen Verteilung wurde eine bis 2030 erfolgende Entwicklung hin zur Erfüllung der im EEG 2021 anvisierten Südquote angenommen (siehe Kapitel 2.4.1).

Als Ergebnis wird das in Abbildung 37 dargestellte Gesamtbild für die voraussichtlichen jährlichen Erzeugungsmengen der Windenergie an Land bis 2030 bei Einhaltung der politischen Zielsetzung von 238 TWh in 2030 vorgestellt. Hierbei werden die Erzeugungsmengen einzelner Installationsjahrgänge voneinander unterschieden, die enthaltenen fünf Installationsphasen werden farblich abgehoben dargestellt.

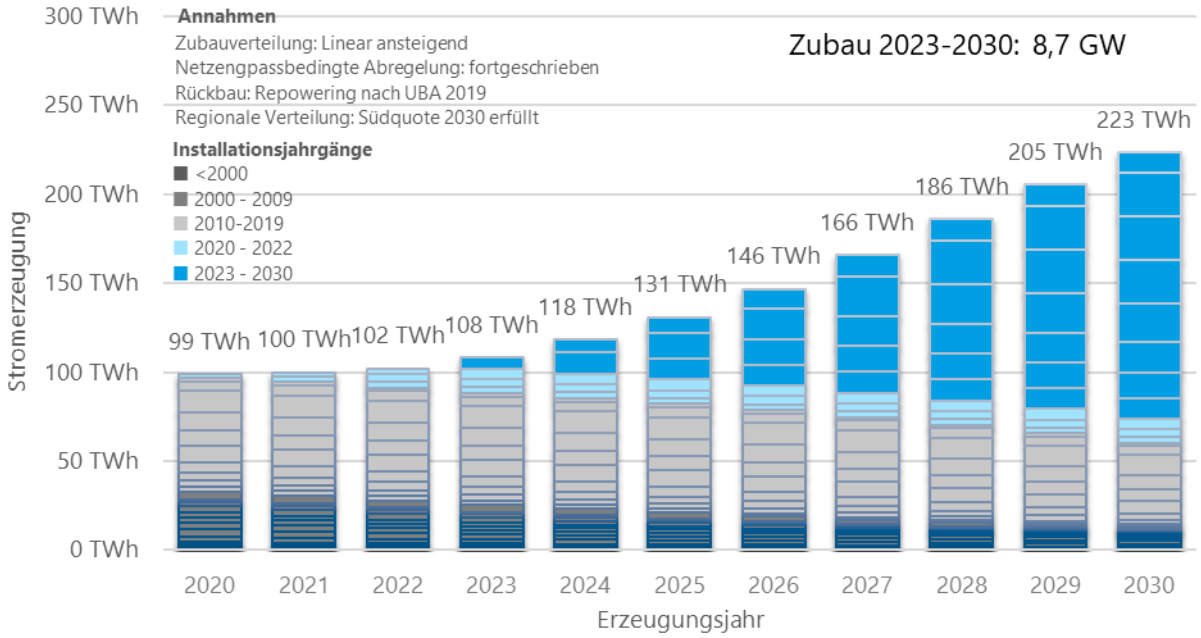


Abbildung 37: Ergebnis Stromerzeugung (TWh) aus Windenergie unter Basisannahmen

Ergänzend zur Darstellung der Stromerzeugungsmengen werden in Tabelle 11 die hinterlegten erforderlichen jährlichen Zubaumengen aus Windenergie an Land aufgeführt. Die Zubaumenge im Jahr 2022 ergibt sich hierbei noch auf Basis bereits erfolgter Ausschreibungsmengen und bisheriger Realisierungszeiten. Für die Jahre ab 2023 wird der Zubau allein aus den Annahmen und dem zu erreichenden Ziel ermittelt. Insgesamt ist zur Zielerreichung unter den Basisannahmen ein Zubau von 74,7 GW zwischen 2023 und 2030 erforderlich. Unter Berücksichtigung des zu erwartenden Rückbaus ergibt sich ein Gesamtbestand Ende 2030 von 111,3 GW. Die Verteilung des Zubaus steigt linear an – die

größte Zubaumenge wird entsprechend 2030 realisiert – dies wirkt sich nachteilig auf die zu erwartende Einspeisung im Jahr 2030 aus – da die 2030 installierten Windenergieanlagen zum Zielzeitraum im Mittel erst ein halbes Jahr eingespeist haben.

Tabelle 11: Erforderlicher Zubau zur Erreichung der Zieleinspeisung unter Basisannahmen

Jahr	Erforderlicher Zubau
2022*	2,5 GW
2023	4,0 GW
2024	5,5 GW
2025	7,1 GW
2026	8,6 GW
2027	10,1 GW
2028	11,6 GW
2029	13,2 GW
2030	14,7 GW

*2022 durch bereits erfolgte Ausschreibungen gesetzt

2.4.4. Weitere Szenarien zur zukünftigen Stromerzeugung der Windenergie an Land

Um die Einflussnahme zentraler Annahmen auf das im vorgestellten Basisszenario erarbeitete Ergebnis näher zu untersuchen, wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Hierbei wurde jeweils einer der zentralen Parameter Einspeisemanagement, zukünftige Zubauverteilung auf die Einzeljahre, Rückbau und regionale Verteilung variiert. Natürlich könnten sich auch Kombinationen von Variationen ergeben, an dieser Stelle sollte aber zunächst ein Eindruck für die Einflussgröße einzelner Parameter gewonnen werden. Die verschiedenen Sensitivitätsanalysen werden im Folgenden kurz erläutert.

Keine netzengpassbedingte Abregelung

Die Entwicklungen im Bereich des Einspeisemanagements können im Rahmen dieser Analyse nicht abgeschätzt werden. Es ist davon auszugehen, dass sich mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem deutliche Veränderungen hinsichtlich der Nutzung von Flexibilitäten ergeben werden sowie der Strommarkt überarbeitet und das Netz weiter ausgebaut wird. Hieraus werden sich Veränderungen auch im Hinblick auf das Einspeisemanagement ergeben. Im Basisszenario wird eine regionenabhängige Fortschreibung der EinsMan-Maßnahmen angenommen. In der Sensitivitätsanalyse „kein EinsMan“ wird davon abweichend ausgegangenen, dass eine netzbedingte Abregelung nicht erfolgt und die Anlagen entsprechend mit höheren Volllaststunden einspeisen können. Genauso ist es möglich, dass sich die EinsMan-Maßnahmen regional verschieben – hierzu wurde jedoch kein Szenario gerechnet.

Vollständiges Repowering

In der Sensitivitätsanalyse „Vollständiges Repowering“ wird abweichend von der Basisannahme, die auf den repoweringfähigen Anteilen des Bestands gemäß [UBA 2019] basiert und einen entsprechend langsameren Rückbaupfad für nichtrepoweringfähige Anlagen

annimmt, von einem vollständigen Repowering ausgegangenen. Das bedeutet, dass für alle Windenergieanlagen die in Kapitel 2.4.2 dargestellte beschleunigte Rückbaukurve mit zügigem Ersatz alter Technologien durch neue Anlagen angesetzt wird. Vollständige Repoweringfähigkeit ist tatsächlich unwahrscheinlich, jedoch könnten, in Abhängigkeit von den zukünftig stattfindenden Erleichterungen zum Repowering, die in der Studie 2019 abgeschätzten Anteile gesteigert werden. Den Annahmen zufolge beläuft sich der Rückbau bei vollständiger Repoweringfähigkeit bis 2030 auf 24,6 GW.

Zubauanstieg bis 2027 und gleichmäßiger Zubau

In den Sensitivitäten „Zubauanstieg bis 2027" und „Gleichmäßiger Zubau" wird der Zubauverlauf abweichend vom Basisszenario gemäß Abbildung 38 angepasst. Dabei erfolgt entweder ein linearer Anstieg bis 2027 mit danach gleichbleibenden jährlichen Mengen oder eine sofortige Erhöhung auf einen von 2023 bis 2030 gleichbleibenden Ausbau. Letzteres ist durch lange Projektentwicklungszeiten und die aktuelle Ausschreibungs- und Genehmigungssituation unwahrscheinlich.

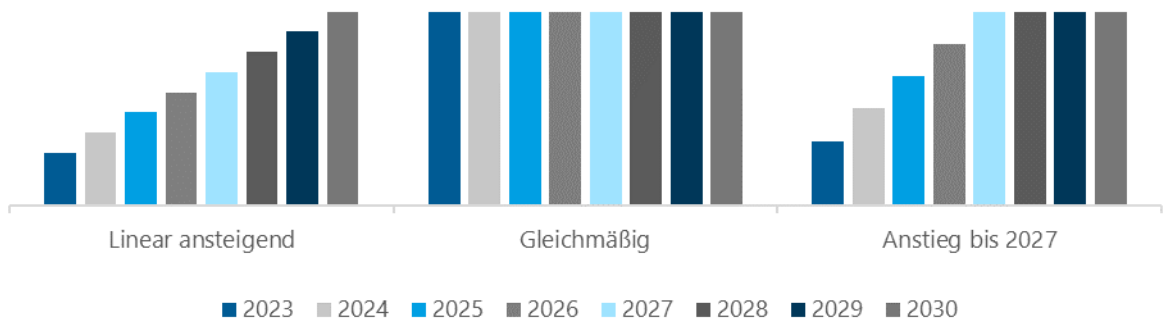


Abbildung 38: Sensitivitätsannahmen zum Zubauverlauf ab 2023

Regionale Verteilung fortgeschrieben und Regionale Verteilung gemäß Flächenanteilen

In den Sensitivitäten „Regionale Verteilung fortgeschrieben" und „Regionale Verteilung gemäß Flächenanteilen" wird zum einen die regionale Verteilung der Jahre 2019 bis 2021 fortgeschrieben, wodurch hinsichtlich des Zubaus starke Schwerpunkte auf den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg liegen. Zum anderen wird der Zubau gemäß der Zielsetzung, 2 % der Landesfläche in allen Ländern bereitzustellen, entsprechend der jeweiligen Flächen auf die Länder verteilt. Dies bedeutet einen deutlich höheren Zubau im Süden. Die sich ergebenden Annahmen für das Jahr 2030 werden in Tabelle 12 aufgeführt. Die Zubauverteilung für die Jahre 2022 bis 2029 ergibt sich aus der linearen Entwicklung vom Status Quo bis zur Verteilung im Jahr 2030.

Tabelle 12: Sensitivitätsannahmen zur regionalen Zubau-Verteilung im Jahr 2030

Region	Basisannahme	Regionale Verteilung fortgeschrieben (2019-21)	Regionale Verteilung gemäß Flächenanteilen
Schleswig-Holstein	10%	9%	4%

Region	Basisannahme	Regionale Verteilung fortgeschrieben (2019-21)	Regionale Verteilung gemäß Flächenanteilen
Norden (Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen)	25%	25%	20%
Mitte (Berlin, Brandenburg, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen)	45%	52%	39%
Süden (Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz, Saarland)	20%	14%	36%

Wartung +300 h in D2

Die letzte betrachtete Sensitivität stellt auf einen erhöhten zeitlichen Wartungs- und Reparaturaufwand für Anlagen in der zweiten Betriebsdekade ab. Es wird die Annahme getroffen, dass ältere Anlagen im Mittel seltener betriebsbereit sind. In der vorliegenden Beispielrechnung werden die Wartungszeiten dabei einspeiseunabhängig um 300 h/a erhöht.

In Tabelle 13 werden die im jeweiligen Szenario getroffenen Annahmen sowie die sich ergebenden jährlichen Zubaumengen im Überblick dargestellt. Die Unterscheidungskriterien werden dabei hervorgehoben.

Tabelle 13. Übersicht der berechneten Sensitivitätsszenarien

	Basisszenario	**keine netzeng-pass-bedingte Abregelung**	**Vollständiges Repowering**	**Zubauanstieg bis 2027**	**Gleichmäßiger Zubau**	**Regionale Verteilung fortgeschrieben**	**Regionale Verteilung gemäß Flächen-anteilen**	**Wartung +300h in D2**
Zubauverteilung:	Linear an-steigend	Linear an-steigend	Linear ansteigend	Anstieg bis 2027	Gleich-mäßig	Linear ansteigend	Linear ansteigend	Linear ansteigend
Netzengpass-bedingte Abregelung:	fortgeschrieben	keine	fortgeschrieben	fortgeschrieben	fortgeschrieben	fortgeschrieben	fortgeschrieben	fortgeschrieben
Rückbau:	Repowering nach UBA 2019	Repowering nach UBA 2019	Vollstän-diges Re-powering	Repowering nach UBA 2019	Repowering nach UBA 2019	Repowering nach UBA 2019	Repowering nach UBA 2019	Repowering nach UBA 2019
Regionale Verteilung:	Südquote 2030 erfüllt	Südquote 2030 erfüllt	Südquote 2030 erfüllt	Südquote 2030 erfüllt	Südquote 2030 erfüllt	Regionale Verteilung fort¬ge¬schrieben (2019-21)	Regionale Verteilung gemäß Flächen-anteilen	Südquote 2030 erfüllt
Zubau 2023-2030:	74,7 GW	65,9 GW	77,3 GW	73,2 GW	72,3 GW	74,5 GW	75,1 GW	75,7 GW
Bestand 2030	111,3 GW	102,5 GW	111,5 GW	109,7 GW	108,8 GW	111,1 GW	111,7 GW	112,3 GW
Einspeisung 2030	238 TWh	238 TWh	238 TWh	238 TWh	238 TWh	238 TWh	238 TWh	238 TWh
Jährlich erforderlicher Zubau:								

	Basisszenario	keine netzeng-pass-bedingte Abregelung	Vollständiges Repowering	Zubauanstieg bis 2027	Gleichmäßiger Zubau	Regionale Verteilung fortgeschrieben	Regionale Verteilung gemäß Flächen-anteilen	Wartung +300h in D2
2022[26]	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW	2,5 GW
2023	4,0 GW	3,8 GW	4,1 GW	4,3 GW	9,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
2024	5,5 GW	5,0 GW	5,7 GW	6,0 GW	9,0 GW	5,5 GW	5,6 GW	5,6 GW
2025	7,1 GW	6,3 GW	7,3 GW	7,8 GW	9,0 GW	7,0 GW	7,1 GW	7,1 GW
2026	8,6 GW	7,6 GW	8,9 GW	9,6 GW	9,0 GW	8,6 GW	8,6 GW	8,7 GW
2027	10,1 GW	8,9 GW	10,5 GW	11,4 GW	9,0 GW	10,1 GW	10,2 GW	10,2 GW
2028	11,6 GW	10,2 GW	12,0 GW	11,4 GW	9,0 GW	11,6 GW	11,7 GW	11,8 GW
2029	13,2 GW	11,4 GW	13,6 GW	11,4 GW	9,0 GW	13,1 GW	13,2 GW	13,3 GW
2030	14,7 GW	12,7 GW	15,2 GW	11,4 GW	9,0 GW	14,6 GW	14,8 GW	14,9 GW

Alle Szenarien führen zu der anvisierten Stromerzeugung von 238 TWh in 2030. Es wird deutlich, dass sich die Szenarien hinsichtlich des sich ergebenden Gesamtbestands im Jahr 2030 sehr ähneln, so weichen die Sensitivitäts-Szenarien nur um 0,2 bis 2,5 GW vom Basisszenario ab. Einzig im Sensitivitätsszenario „keine netzengpassbedingte Abregelung", bei dem unterstellt wurde, dass keine Reduzierungen der Stromerzeugungsmenge durch netzengpassbedingte Abregelungen erfolgen, ergibt sich ein deutlicher Unterschied. Hier liegt die installierte Gesamtleistung in 2030 um etwa 8,8 GW unter jener des Basisszenarios.

In Abbildung 39 werden die sich ergebenden jährlichen Zubaumengen im Vergleich dargestellt.

[26] Zubau 2022 gesetzt durch bereits erfolgte Ausschreibungen

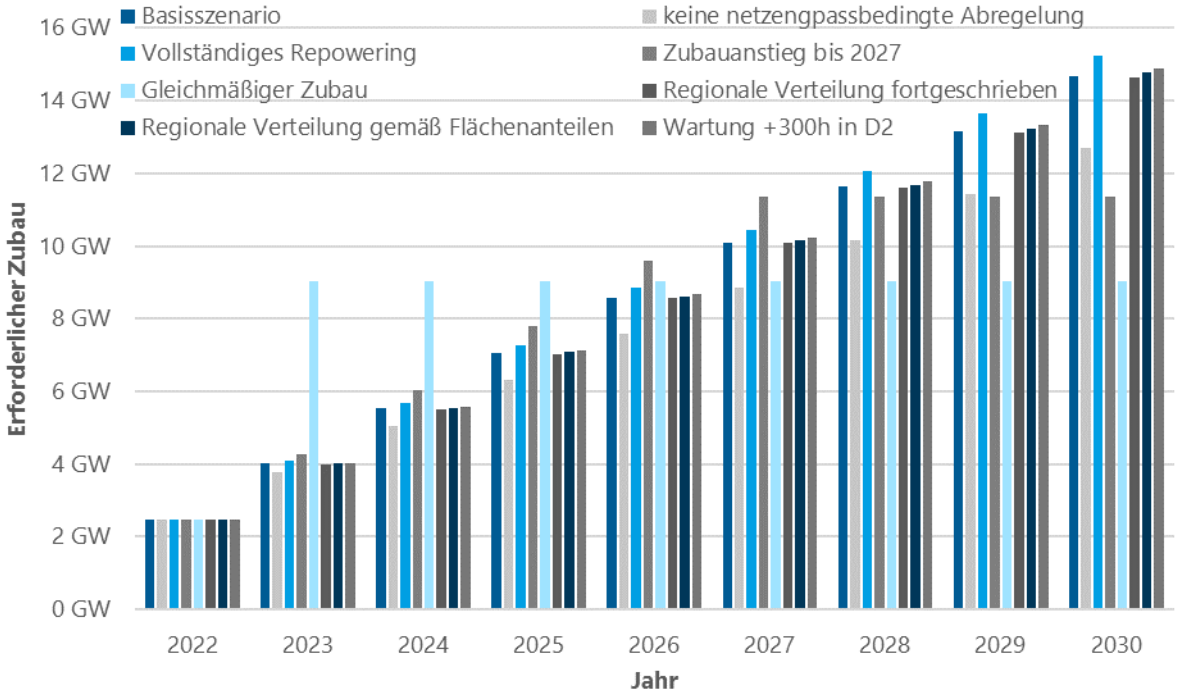


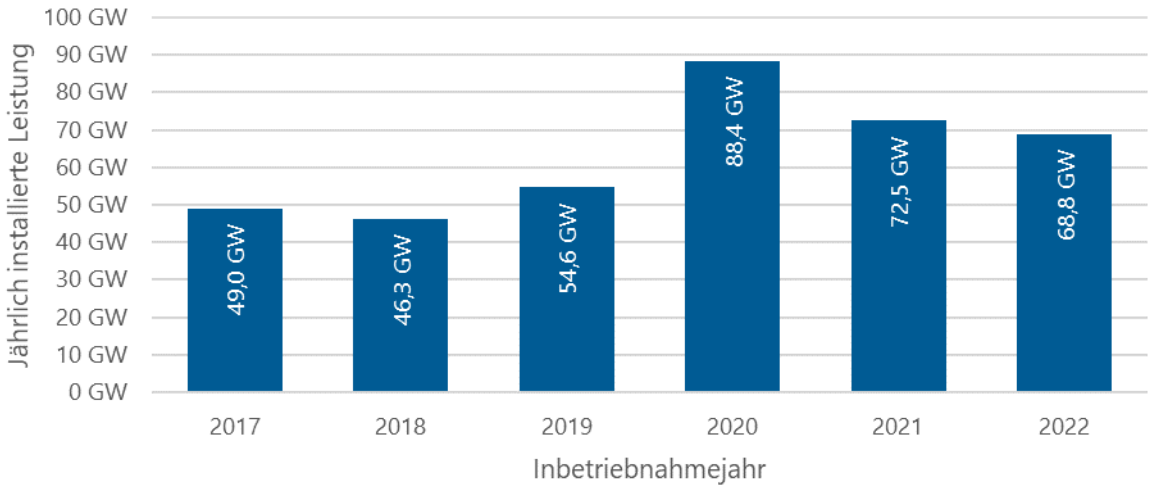
Abbildung 39: Entwicklung des Leistungszubaus aus Windenergie an Land (GW) bis 2030 nach Szenarien

Mit Berechnung der Sensitivitätsszenarien kann unter anderem gezeigt werden, welchen Einfluss abweichende Annahmen zum Rückbau und zur regionalen Verteilung von Anlagen haben. Eine erforderliche installierte Kapazität von über 100 GW in 2030 wurde durch mehrere Szenarien bestätigt. Die insgesamt ambitionierten Ziele müssen jedoch bis 2030 regelmäßig hinsichtlich der Erreichung überprüft werden. Eine Unterschreitung der erwarteten Entwicklung in den frühen Jahren macht eine Anpassung der Zubaumengen in späteren Jahren erforderlich. Auch könnten sich hinsichtlich des starken Zubaus Effekte auf die Volllaststunden ergeben, die in der vorliegenden Analyse nicht vorhergesehen wurden. Die Erschließung neuer Flächen, die bisher nicht ausgewiesen waren, könnte erhöhte genehmigungsrechtliche Abregelungen nach sich ziehen oder den Zubau von unter dem Marktdurchschnitt liegenden Anlagentechnologien erforderlich machen. Auch könnte ein verstärkter Zubau geringere Parkwirkungsgrade nach sich ziehen. Auf der anderen Seite könnten durch die erhöhte Nachfrage bestimmter Technologien Veränderungen hinsichtlich der erwarteten Technologieentwicklung eintreten. Zudem sind die Entwicklungen im Bereich des Rückbaus nicht vollumfänglich vorhersehbar. Erst die weitere Marktentwicklung und auch die weitere Privilegierung von Repoweringprojekten wird diesen Parameter abschließend bestimmen.

Die Realisierung der skizzierten erforderlichen Zubaumengen setzt zudem voraus, dass entsprechende Ausschreibungen für ausreichende Kapazitäten unter Berücksichtigung eines Anteils nichtrealisierter Zuschläge mit entsprechendem Vorlauf durchgeführt werden. Nicht bezuschlagte Mengen müssen in den Folgejahren schnellstmöglich erneut ausschrieben werden, um ein Aufstauen der erforderlichen Mengen bis zum Jahr 2030 zu vermeiden.

2.5. Internationale Entwicklung

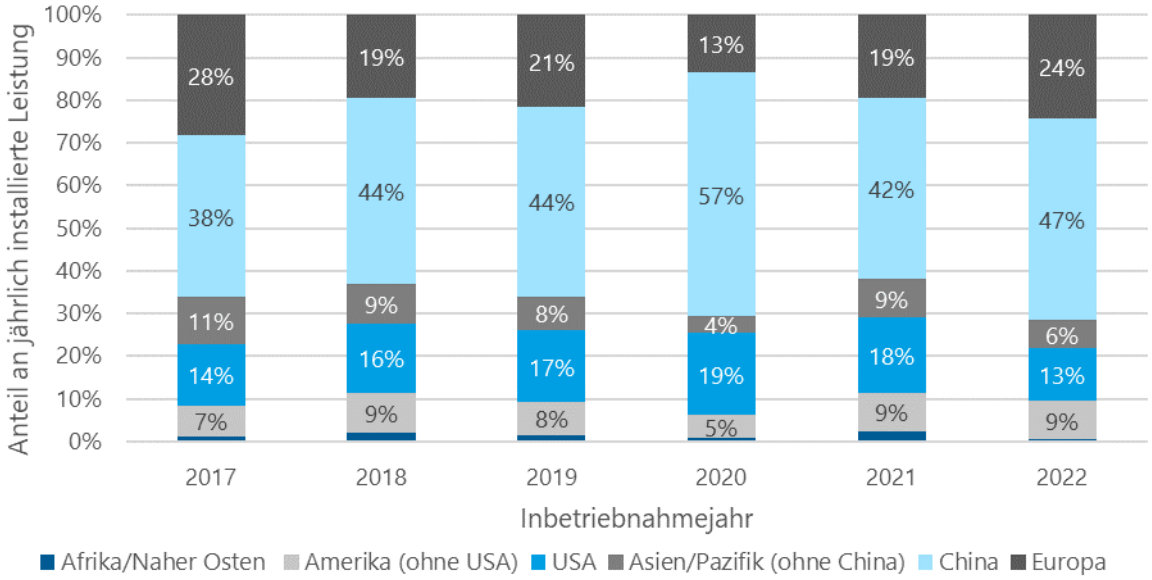
In den Jahren 2017 bis 2022 wurden weltweit Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von insgesamt etwa 380 GW errichtet. Das bisherige Zubaumaximum wurde dabei, wie Abbildung 40 verdeutlicht, im Jahr 2020 erreicht. Der weltweite Zubau 2021 und 2022 erreicht den Rekordwert aus 2020 nicht, mit einer um gegenüber dem Vorjahr um 18 % reduzierten Zubauleistung ist 2021 dennoch das zweitstärkste Zubaujahr für Windenergie an Land, dicht gefolgt von 2022, in dem im Vergleich zum Vorjahr eine 5 % geringere Leistung installiert wurde.



Datengrundlage: [GWEC 2019, 2020, 2021, 2022, 2023], Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 40: Weltweiter Zubau der Windenergie an Land von 2017 bis 2022

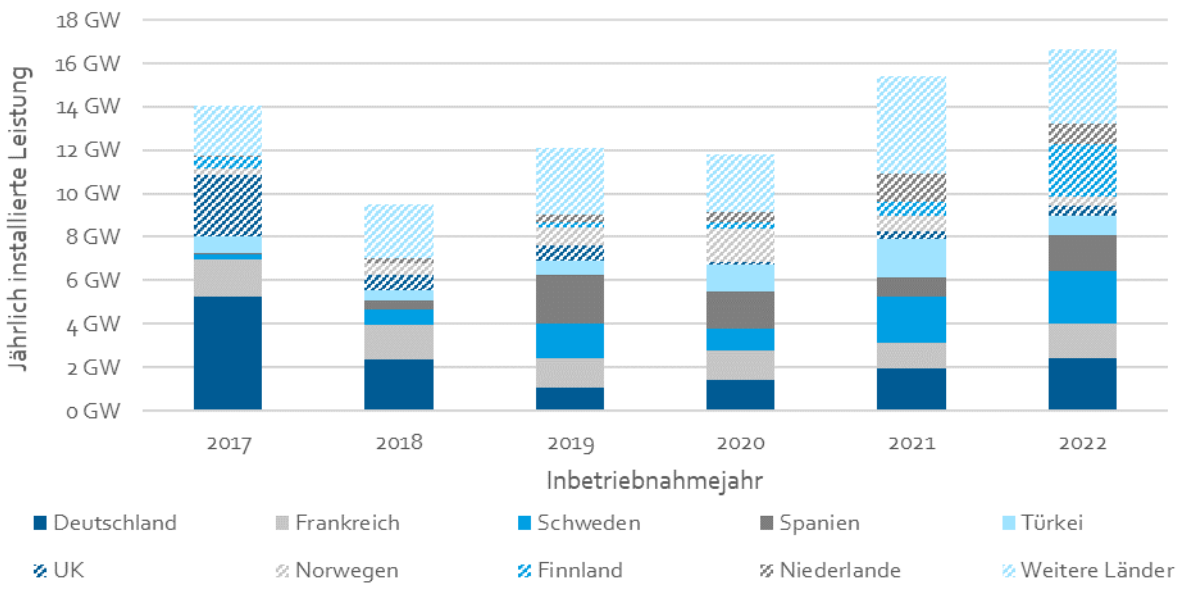
Stärkster Markt für Windenergie an Land war in allen betrachten Jahren China: Mit Marktanteilen zwischen 38 % (2017) und 57 % (2020) des weltweiten Zubaus. Die hohen Zubauziele Chinas lassen erwarten, dass das Land weiterhin die Spitzenposition halten wird [GWEC 2023]. Nach Jahren auf dem zweiten oder dritten Rang des weltweiten Herstellerrankings erreicht der chinesische Anlagenhersteller Goldwind 2022 erstmals die Spitzenposition. Goldwind beliefert dabei vorrangig (fast 90 %) den chinesischen Heimatmarkt. Mit Envison folgt 2022 ein weiterer chinesischer Hersteller auf Rang 4 (hinter Vestas und GE) im weltweiten Ranking. [Gusick 2023] Zweitstärkster Markt waren über alle betrachteten Jahre hinweg die USA. Mit 13 % (2022) bis 19 % (2020) Weltmarktanteil leisten die USA einen wichtigen Beitrag zur globalen Energiewende. Kumuliert sind weltweit Ende 2022 842 GW installiert. Spitzenreiter ist auch hier China mit etwa 334 GW, gefolgt von den USA mit rund 114 GW und Deutschland mit über 58 GW [GWEC 2023].



Datengrundlage: [GWEC 2019, 2020, 2021, 2022, 2023], Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 41: Regionale Verteilung des weltweiten Brutto-Zubaus an Land in den Jahren 2017 bis 2022

Der europäische Markt bewegt sich im Betrachtungszeitraum zwischen 13 % (2020) und 28 % (2017) des weltweiten Zubaus. Der Einbruch des europäischen Zubaus 2018 fällt mit dem Zubaurückgang in Deutschland und UK zusammen. Zuvor hatte Deutschland die führende Rolle auf dem europäischen Markt inne, nach dem Zubaueinbruch ab 2018 konnte Deutschland die Spitzenposition nicht zurückerobern. Trotz der Erholung des deutschen Markts erreichen Schweden und Finnland einen höheren Zubau. Kumuliert sind europaweit Ende 2022 225 GW installiert. Den größten Anteil hat dabei Deutschland mit über 58 GW, mit deutlichem Abstand folgen Spanien (30 GW) und Frankreich (21 GW) [WindEurope 2023].



Datengrundlage: [WindEurope 2023], Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 42: Europaweiter Zubau der Windenergie an Land von 2017 bis 2022 nach Top 10 Ländern

3. Projektverlauf

Aus der Sicht des EEG beginnt ein Windenergieprojekt mit der Teilnahme an der Ausschreibung. Bedingung hierfür ist die vorgelagerte Genehmigung. Tatsächlich liegt vor der Erteilung einer Genehmigung jedoch ein jahrelanger Prozess der Projektentwicklung. Nach Genehmigung und Bezuschlagung folgt die Realisierung der Windenergieanlagen und mit der Inbetriebnahme beginnt die produktive Lebensdauer des Projekts. Strom wird erzeugt und vermarktet. Am Ende der Projektlebensdauer erfolgt die Stilllegung. Idealerweise kann ein Windenergieprojekt repowert werden. Andernfalls erfolgt der ersatzlose Rückbau. Im Folgenden werden die einzelnen Phasen des Projektverlaufs von der Entwicklung bis zur Stilllegung beschrieben.

3.1. Projektentwicklung

Die erste Phase bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes ist die Projektentwicklung. Diese reicht von der eigentlichen Projektidee bis zur Inbetriebnahme. Im Folgenden wird diese Phase grob unterteilt in die Projektplanung, die Genehmigungsphase und die Realisierungsphase.

3.1.1. Projektplanung

Um ein Windenergieprojekt entstehen zu lassen, wird eine entsprechende für die Windenergienutzung geeignete Fläche benötigt (vgl. dazu Abschnitt 7.2.). Nach Identifizierung eines potenziellen Standorts und Entstehung der Projektidee beginnt der Projektinitiator mit der Planung. Für die Projektplanung kann ein professioneller Projektentwickler beauftragt werden, wenn der Projektinitiator selbst nicht über die entsprechende Expertise verfügt. Basis für die weitere Entwicklung ist die Untersuchung und Sicherung des potentiellen Projektstandortes. Die technische Eignung des Standortes (Windpotenzial, Topographie etc.) ist dabei ebenso von Bedeutung wie die planungsrechtliche und privatrechtliche Eignung und Verfügbarkeit der Flächen. Dem Projekt dürfen keine Ausschlusskriterien entgegenstehen, der planungsrechtliche Status der Fläche (zum Beispiel Ausweisung als Vorranggebiet oder Eignungsgebiet, Anpassung der Bauleitplanung) ist zu klären und die zukünftige Nutzung der Fläche für das Vorhaben ist mit den jeweiligen Grundstückseigentümern vertraglich abzusichern.

Zur Ermittlung des idealen Parklayouts und der bestgeeigneten Anlagenkonfiguration wird die Wirtschaftlichkeit des Standortes detailliert untersucht. Hierzu werden üblicherweise Ertragsgutachten erstellt, für die Windmessungen durchgeführt werden oder, sofern vorhanden, Daten von benachbarten Anlagen genutzt werden. Unter Berücksichtigung möglicher Restriktionen, des Flächenzuschnitts und des Windpotenzials wird ein geeignetes Parklayout ermittelt. Der zu erwartende Energieertrag wird ermittelt. Neben der Leistungskennlinie der ausgewählten Anlagentechnologie werden dabei das lokale Windpotenzial sowie mögliche sich aus dem Genehmigungsverfahren ergebende Betriebsrestriktionen berücksichtigt.

In der Vorbereitung zur Genehmigungsphase ist es weiterhin im Rahmen der Projektplanung erforderlich, Gutachten zum Beispiel zum Artenschutz oder zu Lärmemissionen durch entsprechende Experten erstellen zu lassen.

3.1.2. Genehmigungsphase

Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m müssen in Deutschland nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigt werden. Die Zuständigkeit hierfür ist in den Bundesländern unterschiedlich geregelt (siehe hierzu die Übersicht über die Zuständigkeiten von Genehmigungsbehörden und der abschließenden Konzentrationszonenplanung bei Windenergieanlagen in den Bundesländern im Anhang). Für 20 oder mehr Windkraftanlagen sieht § 2 i. V. m. Nr. 1.6 Anhang 1 der 4. BImSchV das förmliche Genehmigungsverfahren vor, für weniger als 20 Windkraftanlagen das vereinfachte Genehmigungsverfahren. In Tabelle 14 sind die einzelnen Verfahrensschritte in der Übersicht dargestellt und dabei Fristenregelungen hervorgehoben.

Tabelle 14: Überblick über Verfahrensschritte und Fristen im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren

Förmliches Verfahren Rechtsgrundlage: § 10 BImSchG		**Vereinfachtes Verfahren** Rechtsgrundlage: § 19 BImSchG
(Informelle) Unterrichtung der Genehmigungsbehörde durch den Vorhabenträger über das geplante Vorhaben Beratung des Vorhabenträgers zu erheblichen Fragen durch die Genehmigungsbehörde (§ 2 Abs. 2 S. 1 9. BImSchV), insbesondere zu folgenden Fragen: erforderliche Antragsunterlagen voraussichtliche Auswirkungen des Vorhabens und deren Verfahrenserheblichkeit erforderliche Gutachten Gestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich des zeitlichen Ablaufs des Verfahrens Möglichkeiten einer externen Projektbegleitung auf Behördenseite Kreis der zu beteiligenden Behörden bei UVP-Pflicht: Unterrichtung über den Untersuchungsrahmen		
Einreichung des Antrags und der zur Prüfung nach § 6 BImSchG erforderlichen Unterlagen durch den Antragsteller		
Unverzügliche Bestätigung des Eingangs des Antrags und der eingereichten Unterlagen durch die Genehmigungsbehörde gegenüber dem Antragsteller (§ 6 9. BImSchV)		
Unverzügliche Prüfung des Antrags anhand der Anforderungen von § 3 9. BImSchV und der eingereichten Unterlagen anhand der Anforderungen von §§ 4 bis 4e 9. BImSchV auf Vollständigkeit durch die Genehmigungsbehörde (§ 7 Abs. 1 S. 1 9. BImSchV); **Unverzüglich** bedeutet **„in der Regel" 1 Monat** ab Eingang von Antrag und Unterlagen (§ 7 Abs. 1 S. 1 9. BImSchV), ausnahmsweise ist in begründeten Ausnahmefällen einmalige Fristverlängerung um 2 Wochen möglich (§ 7 Abs. 1 S. 2 9. BImSchV) ggf. **unverzügliche** Aufforderung zur **Ergänzung innerhalb angemessener Frist** (§ 10 Abs. 1 S. 3 BImSchG, § 7 Abs. 1 S. 3 9. BImSchV); „Angemessene Frist" bedeutet in der Regel maximal 3 Monate (vgl. § 20 Abs. 2 S. 2 9. BImSchV); grds. Zusammenfassung der zur Prüfung des Antrags zusätzlich erforderlichen Unterlagen in einer **einmaligen** Mitteilung an den Antragsteller (§ 10 Abs. 5a Nr. 3 S. 1 BImSchG) ggf. Teilprüfungen und Zulassung von Nachreichungen (§ 7 Abs. 1 S. 4 und 5 9. BImSchV)		
Bei Vollständigkeit der Unterlagen nach § 4 9. BImSchV: Unterrichtung des Antragstellers über den geplanten zeitlichen Ablauf des Verfahrens und über die voraussichtlich zu beteiligenden Behörden (§ 7 Abs. 2 9. BImSchV, § 10 Abs. 5a Nr. 3 S. 2 BImSchG)		
Öffentlichkeitsbeteiligung im förmlichen Verfahren	Parallele Behördenbeteiligung im förmlichen Verfahren	Keine Öffentlichkeitsbeteiligung im vereinfachten Verfahren (vgl. § 19 Abs. 2 BImSchG, § 24 S. 1 9. BImSchV)

<table>
<tr><th colspan="2">**Förmliches Verfahren**
Rechtsgrundlage: § 10 BImSchG</th><th>**Vereinfachtes Verfahren**
Rechtsgrundlage: § 19 BImSchG</th></tr>
<tr><td>Bei Vollständigkeit der Unterlagen nach § 4 9. BImSchV: Öffentliche Bekanntmachung des Vorhabens im amtlichen Veröffentlichungsblatt und im Internet oder örtlichen Tageszeitungen (§ 10 Abs. 3 S. 1 BImSchG, § 8 Abs. 1 S. 1 9. BImSchV)</td><td rowspan="4">**Spätestens gleichzeitig** mit öffentlicher Bekanntmachung des Vorhabens:

Aufforderung derjenigen Behörden, deren Aufgabenbereich durch das Vorhaben berührt wird, zur Abgabe einer Stellungnahme im sog. Sternverfahren durch die Genehmigungsbehörde (§ 10 Abs. 5 S. 1 BImSchG, § 11 S. 1 und S. 2 9. BImSchV);

Stellungnahmefrist **1 Monat**; Bei unterbliebener Stellungnahme wird im Zeitpunkt des Fristablaufs fingiert, dass die beteiligte Behörde sich nicht äußern möchte (§ 11 S. 3 9. BImSchV, § 10 Abs. 5 S. 2 BImSchG); Zudem: Entscheidung der Genehmigungsbehörde insoweit auf Antrag auf Grundlage der zum Zeitpunkt des Fristablaufs geltenden Sach- und Rechtslage (§ 10 Abs. 5 S. 3 BImSchG)</td><td rowspan="4">Behördenbeteiligung wie im förmlichen Verfahren (vgl. § 19 Abs. 2 BImSchG, § 24 S. 1 9. BImSchV)</td></tr>
<tr><td>Zwischen Bekanntmachung und Beginn der einmonatigen Auslegungsfrist „soll“ **1 Woche** liegen, § 9 Abs. 2 9. BImSchV</td></tr>
<tr><td>**Einmonatige Auslegung** von Antrag und Unterlagen zur Einsicht (§ 10 Abs. 3 S. 2 BImSchG, § 10 Abs. 1 S. 1 9. BImSchV)</td></tr>
<tr><td>Einwendungsfrist **bis zwei Wochen nach Ablauf der Auslegungsfrist** (§ 10 Abs. 3 S. 4 BImSchG) bzw. bei UVP-pflichtigen Vorhaben von **einem Monat nach Ablauf der Auslegungsfrist** (§ 12 Abs. 1. S. 2 9. BImSchV)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Fakultativer Erörterungstermin nach Ablauf der Einwendungsfrist (§ 10 Abs. 6 BImSchG, §§ 12 Abs. 1 S. 3, 14 ff. 9. BImSchV)</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">Auf Antrag des Vorhabenträgers Abwicklung des Genehmigungs- sowie weiterer relevanter Zulassungsverfahren über einheitliche Stelle (§ 10 Abs. 5a Nr. 1 BImSchG), die ein Verfahrenshandbuch erstellt (§ 10 Abs. 5a Nr. 2 BImSchG).</td><td>Wie im förmlichen Verfahren (vgl. § 19 Abs. 2 BImSchG)</td></tr>
<tr><td colspan="2">**Unverzügliche** Entscheidung der Genehmigungsbehörde, sobald alle maßgeblichen Umstände ermittelt sind (§ 20 Abs. 1 S. 1 9. BImSchV)
Im Übrigen fristgemäße **Entscheidung innerhalb von 7 Monaten** nach Eingang des vollständigen Antrags und der vollständigen Unterlagen bei der Genehmigungsbehörde (§ 10 Abs. 6a S. 1 Var. 1 BImSchG, § 20 9. BImSchV);
(Mehrmalige) Möglichkeit der **Fristverlängerung um jeweils 3 Monate** (§ 10 Abs. 6a S. 2 BImSchG) bei entsprechender Begründung (erhöhter Begründungsaufwand bei mehrmaliger Verlängerung)</td><td>**Unverzügliche** Entscheidung der Genehmigungsbehörde, sobald alle maßgeblichen Umstände ermittelt sind (§ 20 Abs. 1 S. 1 9. BImSchV)
Im Übrigen fristgemäße **Entscheidung innerhalb von 3 Monaten** nach Eingang des vollständigen Antrags und der vollständigen Unterlagen bei der Genehmigungsbehörde (§ 10 Abs. 6a S. 1 Var. 2 BImSchG, § 20 9. BImSchV);
Fristverlängerung nach den zum förmlichen Verfahren dargestellten Grundsätzen möglich</td></tr>
<tr><td colspan="2">Zustellung des Bescheides durch die Genehmigungsbehörde an den Antragsteller und alle Personen, die Einwendungen erhoben haben (§ 10 Abs. 7 S. 1 BImSchG); Sofern Zustellung an Einwender nicht ohnehin gem. § 10 Abs. 8 S. 1 BImSchG durch öffentliche Bekanntmachung ersetzt wird, zusätzlich öffentliche Bekanntmachung des Genehmigungsbescheides nach Maßgabe von § 10 Abs. 8 S. 2-4 BImSchG (§ 10 Abs. 7 S. 2 und 3 BImSchG)</td><td>Zustellung des Bescheides durch die Genehmigungsbehörde an Antragsteller (§ 10 Abs. 7 S. 1 BImSchG), ggf. auch an Dritte</td></tr>
</table>

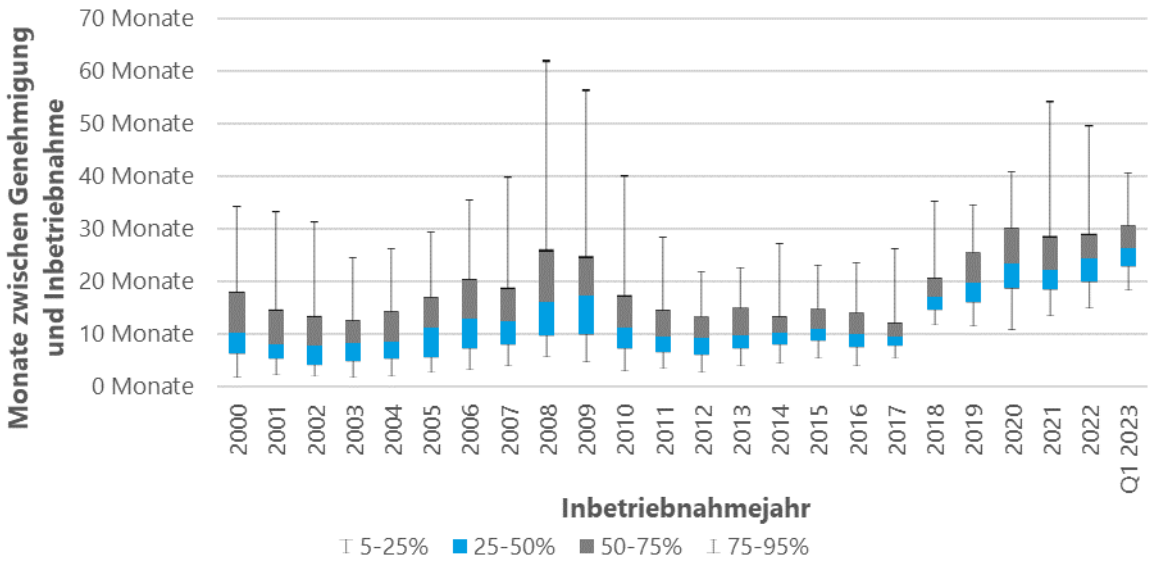
Förmliches Verfahren Rechtsgrundlage: § 10 BImSchG	**Vereinfachtes Verfahren** Rechtsgrundlage: § 19 BImSchG
Lauf der Rechtsbehelfsristen mit Zustellung an Antragsteller und Einwender; bei öffentlicher Bekanntmachung nach § 10 Abs. 8 S. 1 BImSchG gilt mit Ablauf der Auslegungsfrist der Bescheid den Einwendern und auch Dritten, die keine Einwendungen erhoben haben, als zugestellt (§ 10 Abs. 8 S. 5 Hs. 1 BImSchG)	Lauf der Rechtsbehelfsfristen mit Zustellung an Antragsteller; Lauf der Rechtsbehelfsfristen bei öffentlicher Bekanntmachung nach § 21a 9. BImSchV umstritten (bei Repowering mittlerweile klarstellend so vorgesehen, § 16b Abs. 6 S. 3, 4 BImSchG)

Untersuchungen der FA Wind zufolge beträgt die durchschnittliche Dauer von förmlichen Genehmigungsverfahren mit UVP-Pflicht für Windenergieanlagen an Land 22,5 Monate. Die Hälfte der knapp 500 untersuchten Verfahren erreichte eine Genehmigungsdauer zwischen zwölf und 27 Monaten, während das schnellste Verfahren binnen vier Monaten abgeschlossen war und das längste Genehmigungsverfahren 87 Monate dauerte [FA Wind 2022b]. Über die Dauer von Genehmigungsverfahren erstattet auch der Bund-Länder-Kooperationsausschuss Bericht. Demnach dauerten Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen an Land, die im Jahr 2021 positiv beschieden wurden, ab Einreichung der ersten Genehmigungsunterlagen im Mittel 24,8 Monate und ab Feststellung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen 10,5 Monate. Für das Vorjahr wurde eine durchschnittliche Dauer von 7,6 Monaten ab Feststellung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen ermittelt [Bund-Länder-Kooperationsausschuss 2022].

3.1.3. Realisierungsphase

Nach Erteilung der Genehmigung für ein Windenergieprojekt kann die Realisierung beginnen. Zudem wird mit der Genehmigung und der Registrierung des Projektes im Marktstammdatenregister die Teilnahme an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land zur Sicherung eines Förderanspruchs nach EEG möglich. Die Realisierungszeiten für Windenergieanlagen zwischen der Genehmigung und der Inbetriebnahme sind in Abbildung 43 dargestellt.

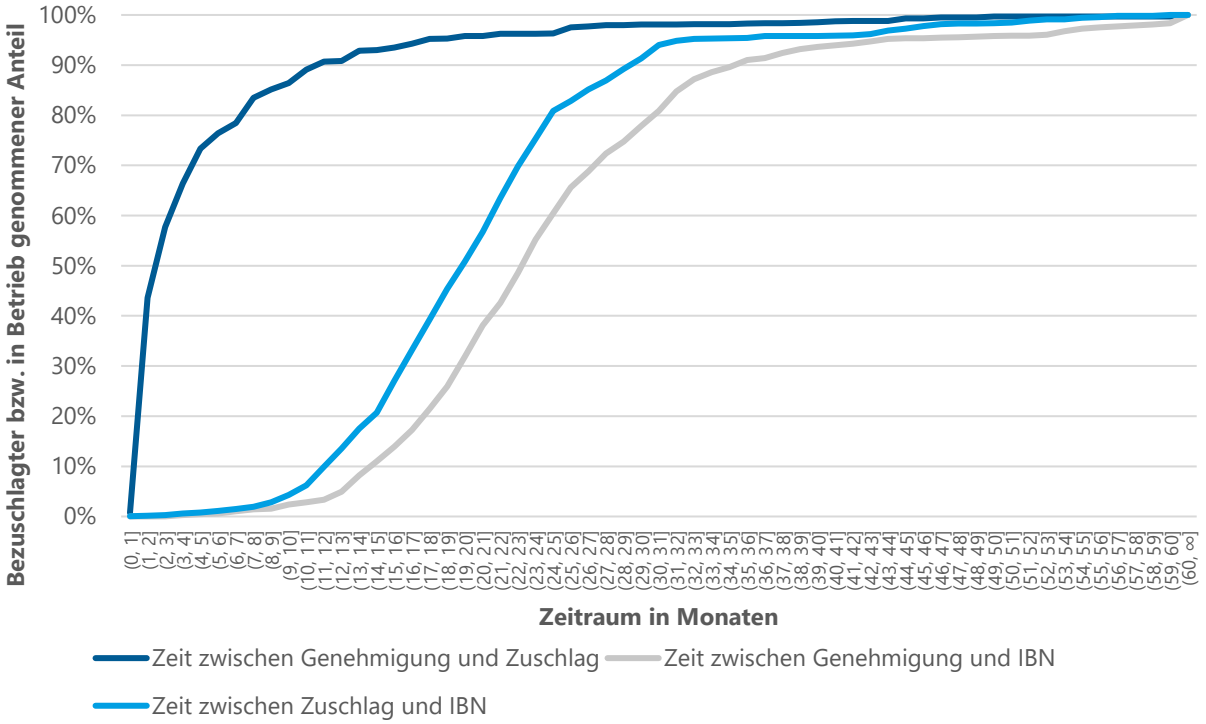
In der grafischen Darstellung wurden jeweils die 5 % der Anlagen mit den höchsten und niedrigsten Realisierungszeiten ausgeklammert. Nach einem Peak der Zeiträume, die jeweils zwischen der Genehmigung und der Inbetriebnahme einer Anlage verstrichen sind, der in den Jahren 2008 und 2009 zu beobachten war, sanken die durchschnittlichen Realisierungszeiträume wieder deutlich. Zwischen 2011 und 2017 lag die jeweilige Realisierungsdauer zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme im Durchschnitt bei 11 bis 13 Monaten. Ab 2018 steigt die Realisierungsdauer deutlich an. Im Mittel liegt diese zwischen 2018 und Q1 2023 bei 19 bis 28 Monaten.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 43: Übliche Realisierungsdauer zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme

Die Steigerung der Realisierungsdauer im Ausschreibungssystem kann teilweise durch den zusätzlichen Schritt in der Realisierung, der durch die Teilnahme an der Ausschreibung den Realisierungsprozess verzögern kann, erklärt werden. Die Erhöhung der Realisierungsdauer um durchschnittlich beinahe ein Jahr gegenüber den Werten vor der Einführung der Ausschreibungen lässt sich jedoch nicht vollständig hierdurch erklären. Mehr als die Hälfte der Anlagen erzielen bereits binnen drei Monaten nach der Erstgenehmigung einen Zuschlag. Über 80 % der Anlagen haben sich nach acht Monaten den Vergütungsanspruch über die Ausschreibung gesichert. Da die Ausschreibungsmengen in vielen Runden unterzeichnet blieben (vergleiche Abschnitt 2.1.5) ist davon auszugehen, dass eine späte Erteilung des Zuschlags auf eine freiwillig späte Teilnahme an der Ausschreibung oder einen Ausschluss von einer Runde zurückzuführen ist. Beispielsweise könnten erwartete Änderungsgenehmigungen abgewartet werden, Klageverfahren berücksichtigt werden, oder insbesondere seit Anfang 2022 finanzielle Schwierigkeiten (vgl. Abschnitt 5) zum Abwarten führen. Einige bereits bezuschlagte Anlagen sind nach Verfall der Zuschläge durch Ablauf der Realisierungsfrist erneut bezuschlagt worden. Dies führt zu erheblich verlängerten Realisierungszeiten sowohl zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme als auch zwischen erstmaligen Zuschlag und späterer Inbetriebnahme. In Abbildung 44 ist dargestellt, wie sich für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2019 die Realisierungsmenge jeweils für die Zeiträume zwischen Genehmigung, Zuschlag und Inbetriebnahme entwickelt.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

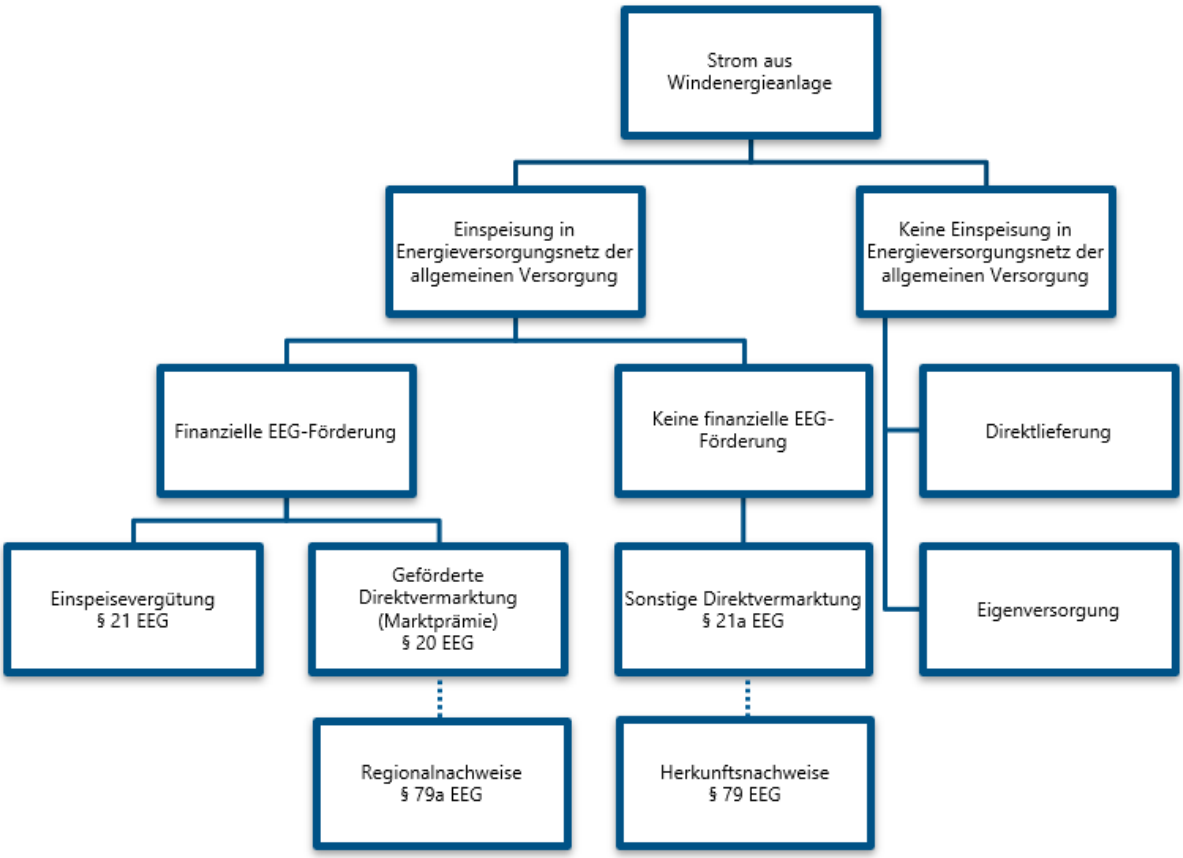
Abbildung 44: Realisierungsdauer zwischen Genehmigung, Zuschlag und Inbetriebnahme von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2019

Die seit 2018 erheblich verlängerten Realisierungszeiten – nicht nur zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme, sondern insbesondere zwischen Zuschlag in der Ausschreibung und Inbetriebnahme führen zu einem Konflikt mit den im EEG definierten Realisierungszeiten von regulär 30 Monaten (vgl. Abschnitt 4.1.7). Ohne Nutzung der in der Vergangenheit aus unterschiedlichen Gründen gewährten Verlängerungen der Realisierungsfrist hätten 9% der Anlagen ihren Vergütungsanspruch verloren und müssten neu an der Ausschreibung teilnehmen. 24% der Anlagen wären von der ab dem 24. Monat nach der Bezuschlagung greifenden Pönalisierung betroffen. Um unnötige Belastungen der Projekte zu vermeiden, könnten die Regelungen im EEG diesbezüglich angepasst werden (vgl. Abschnitt 0)

3.2. Anlagenbetrieb und Vermarktung

Während der Betriebszeit einer Windenergieanlage bieten sich dem Anlagenbetreiber grundsätzlich unterschiedliche Möglichkeiten für die Nutzung und Vermarktung des in der Anlage erzeugten Stroms. Die möglichen Vermarktungsformen lassen sich beispielsweise darin unterscheiden, ob der Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird oder darin, ob der Betreiber einer Anlage eine finanzielle Förderung im Rahmen des EEG erhält. Eine entsprechende Übersicht dieser verschiedenen Veräußerungsformen ist in Abbildung 45 dargestellt. Zwischen den verschiedenen Möglichkeiten können Anlagenbetreiber je nach Inbetriebnahmezeitpunkt/Anlagenalter und installierter Leistung allerdings nur eingeschränkt auswählen, denn jede dieser Veräußerungsformen ist mit jeweils unterschiedlichen Rechten

und Pflichten verknüpft. Entsprechend werden die Veräußerungsformen auch in jeweils unterschiedlichem Maße genutzt.



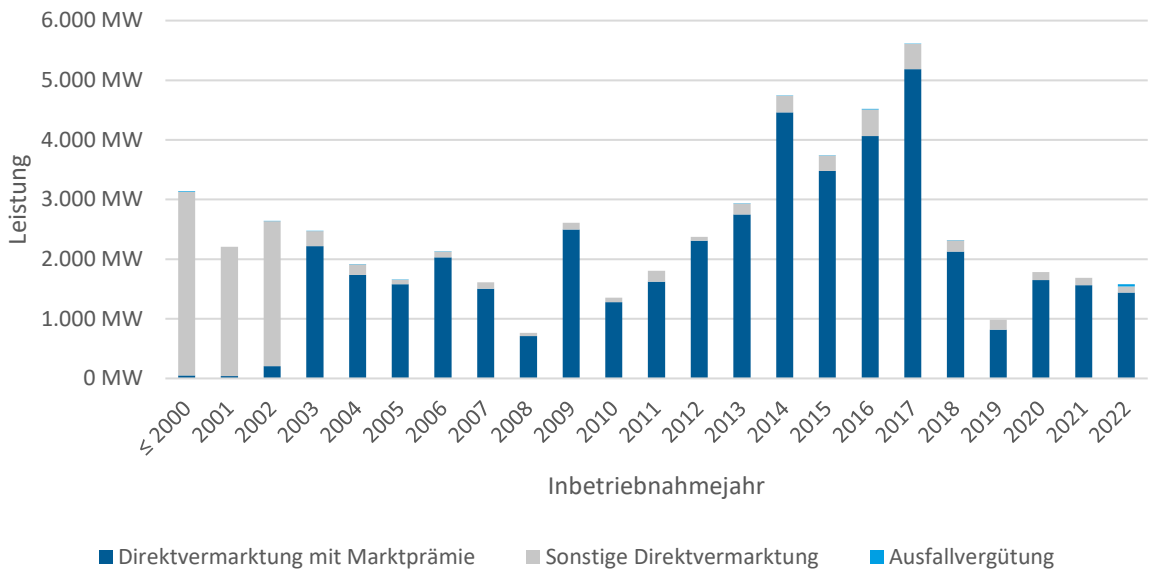
Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 45: Schematische Übersicht der Vermarktungsmöglichkeiten

Der Anspruch auf finanzielle Förderung im Rahmen des EEG ist zeitlich begrenzt. Für Anlagen, deren anzulegender Wert in einer Ausschreibung ermittelt wird, gilt eine fixe Förderdauer von 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt ist, gilt zusätzlich eine Verlängerung bis zum 31. Dezember des zwanzigsten Betriebsjahres. Für Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2000 in Betrieb waren, gilt abweichend vom tatsächlichen Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000 als Jahr der Inbetriebnahme. Somit steht die Vermarktung mit Inanspruchnahme der Einspeisevergütung oder der Marktprämie grundsätzlich nur denjenigen Anlagenbetreibern offen, deren Anlage das Ende der Förderdauer noch nicht erreicht hat. Betreiber ausgeförderter Anlagen können diese Vermarktungsoptionen nicht mehr nutzen.[27] Allerdings können auch Anlagenbetreiber, deren ursprünglicher Anspruch auf finanzielle Förderung noch besteht, nicht zwischen allen Vermarktungsmöglichkeiten wählen, denn auch die Höhe der installierten Anlagenleistung ist von Relevanz: der Anspruch auf die Zahlung der Einspeisevergütung

[27] Für einen begrenzten Zeitraum ist im EEG 2021 eine (Übergangs-)Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen vorgesehen, deren ursprünglicher EEG-Vergütungszeitraum am 31. Dezember 2020 abgelaufen ist.

besteht nur für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW, für leistungsstärkere Anlagen entfällt diese Vermarktungsform. Bedingt durch u. a. diese gesetzlichen Regelungen sowie die jeweils erwarteten Erlösaussichten werden die Vermarktungsformen in unterschiedlichem Maße gewählt. Während Neuanlagen sowie Bestandsanlagen mit andauerndem ursprünglichem EEG-Förderzeitraum derzeit hauptsächlich (April 2023 ca. 93 %) im Rahmen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämienmodell) vermarkten, stellt für die ausgeförderten Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2002 und davor die sonstige Direktvermarktung die zentrale Vermarktungsform dar (siehe Abbildung 46).



Datengrundlage: [Netztransparenz.de 2023c]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 46: Installierte Leistung in sonstiger Direktvermarktung, Marktprämienmodell und Ausfallvergütung im April 2023 (Mindestleistung: > 100 kW)

Um die Abwicklung der EEG-Prozesse (z. B. Vergütung, Vermarktung, Bilanzkreismanagement) gewährleisten zu können, müssen Betreiber ihrem Netzbetreiber gemäß § 21b und § 21c EEG vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitteilen, wenn sie erstmals Strom aus einer Windenergieanlage in der Veräußerungsform Marktprämie, Einspeisevergütung oder sonstige Direktvermarktung veräußern. Ein Wechsel und auch eine prozentuale Aufteilung zwischen den Veräußerungsformen ist zum ersten Kalendertag eines Monats grundsätzlich erlaubt. Die Informationen über einen Wechsel oder eine prozentuale Aufteilung müssen ebenfalls vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber gemeldet werden.

Des Weiteren sind bei der Wahl der Vermarktungsoptionen die Regelungen hinsichtlich der Ausstellung von Herkunfts- und Regionalnachweisen bzw. des Doppelvermarktungsverbots zu beachten. Im Rahmen des Doppelvermarktungsverbots ist es nicht gestattet, für Strom, der durch das EEG finanzielle Förderung erhält, Herkunftsnachweise zu veräußern. Aus diesem Grund ist eine Registrierung im Herkunftsnachweisregister und die Ausstellung von Herkunftsnachweisen (§ 79 EEG) für den erneuerbaren Strom nur in der sonstigen Direktvermarktung möglich. Die Möglichkeit einer Registrierung im Regionalnachweisregister, um für den

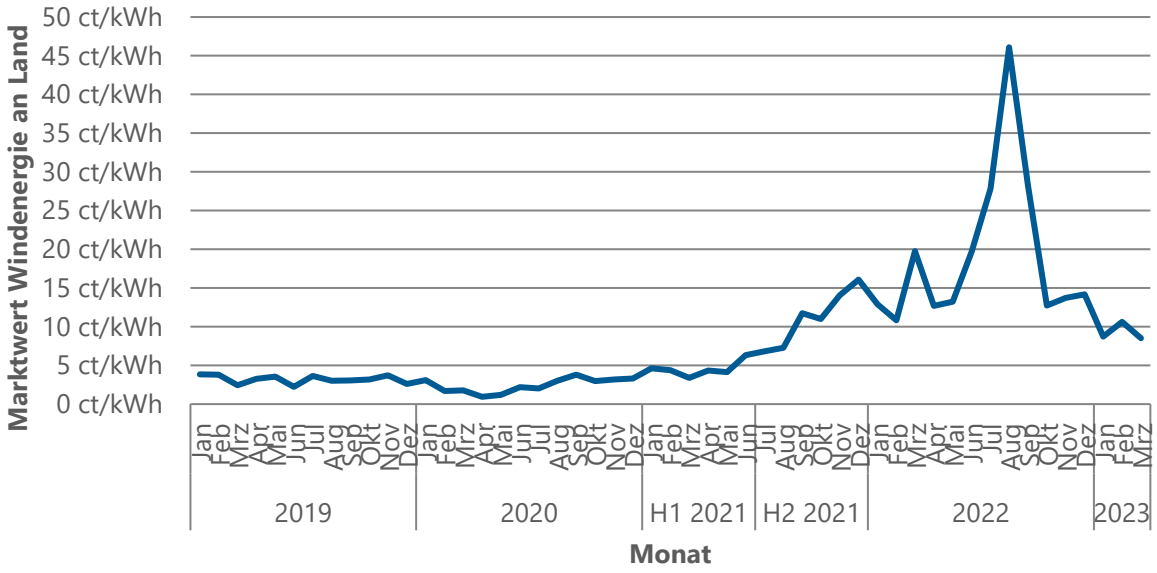
erneuerbaren Strom Regionalnachweise (§ 79a EEG) ausstellen zu lassen, besteht hingegen nur für Anlagen im Marktprämienmodell.

Darüber hinaus können sich Windenergieanlagen an der Bereitstellung von Regelleistung beteiligen und dadurch eventuell Zusatzerlöse erwirtschaften. Zum einen ist dafür eine sogenannte Präqualifikation erforderlich, in der nachgewiesen werden muss, dass eine Anlage für den Abruf und die Bereitstellung von Regelleistung geeignet ist. Die Präqualifikationsanforderungen werden von den ÜNB festgelegt. Zum anderen ist die Teilnahme nur den Windenergieanlagen, die in der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung betrieben werden, erlaubt. Sofern Anlagenbetreiber für den ins Netz eingespeisten Strom die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, ist die Teilnahme am Regelleistungsmarkt hingegen nicht erlaubt (§ 21 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2021).

3.2.1. Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie

Die geförderte Direktvermarktung, das sogenannte Marktprämienmodell, wurde erstmals mit dem EEG 2012 eingeführt, mit dem Ziel die Marktintegration von EE-Anlagen zu verbessern. Im EEG 2012 war das Marktprämienmodell zunächst eine freiwillige Option. Mit dem EEG 2014 wurde das Marktprämienmodell für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von über 500 kW verpflichtend. Diese Pflicht wurde ausgeweitet und seit Jahresbeginn 2016 gilt die Verpflichtung für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW. Zusätzlich besteht auch für Bestandsanlagen und Anlagen mit einer geringeren installierten Leistung die Option, freiwillig in die geförderte Direktvermarktung zu wechseln. Derzeit stellt die geförderte Direktvermarktung in Form des Marktprämienmodells die zentrale Vermarktungsform für Windenergieanlagen dar. Im April 2023 befand sich mit 45,3 GW der Großteil der installierten Leistung im Marktprämienmodell [Netztransparenz.de 2023c].

Grundsätzlich bezeichnet der Begriff der Direktvermarktung den direkten Verkauf des erneuerbaren Stroms an einen Dritten über das Netz der allgemeinen Versorgung. Anders als bei der festen Einspeisevergütung ist die kaufmännische Abnahme des erneuerbaren Stroms durch den Netzbetreiber bei der Direktvermarktung nicht vorgesehen. Da die eigenständige Vermarktung mit nicht unerheblichen Herausforderungen verbunden ist, wird in der Regel ein spezialisiertes Direktvermarktungsunternehmen damit beauftragt. Je nach Vertragsausgestaltung übernehmen diese Unternehmen beispielsweise gesetzliche Meldepflichten, die Prognoseerstellung, die Teilnahme am börslichen Handel, das Bilanzkreismanagement und den Ausgleich von Fehl- oder Überschussmengen. Der Anlagenbetreiber veräußert den Strom an den beauftragten Direktvermarkter, welcher den Strom wiederum an der Börse vermarktet. Der Anlagenbetreiber erhält vom Direktvermarkter für jede Kilowattstunde den Marktwert abzüglich eines individuellen Direktvermarktungsentgelts. Dieses Entgelt erhält der Direktvermarkter im Gegenzug für seine Dienstleistungen. Zusätzlich zum Marktwert wird dem Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine Marktprämie gezahlt. Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem energieträgerspezifischen Marktwert und dem anzulegenden Wert der Anlage. Der energieträgerspezifische Marktwert wird von den Übertragungsnetzbetreibern rückwirkend berechnet und veröffentlicht (siehe Abbildung 47).



Datengrundlage: [Netztransparenz.de 2023a], Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 47: Monatsmarktwerte für Windenergie an Land ab 2019

Im Rahmen des Marktprämienmodells dürfen Anlagenbetreiber die Grünstromeigenschaft des Stroms aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nicht über Herkunftsnachweise vermarkten. Es können jedoch Regionalnachweise ausgestellt werden. Dieses Instrument wurde mit § 79a EEG 2017 eingeführt. Bei einem Regionalnachweis handelt es sich um ein elektronisches Dokument, das im Rahmen der Stromkennzeichnung gegenüber einem Letztverbraucher die regionale Herkunft des Stroms aus erneuerbaren Energien nachweist (§ 3 Nr. 38 EEG). Diese sollen die lokale Akzeptanz für erneuerbare Energien über eine regionale Rückverfolgbarkeit der Stromerzeugung fördern. Seit Jahresbeginn 2019 ist mit Start des Regionalnachweisregisters die Ausstellung von Regionalnachweisen für EEG-Strom im Marktprämienmodell durch das Umweltbundesamt möglich. Die Ausstellung eines Regionalnachweises erfolgt jeweils für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge von einer Kilowattstunde. Ein Regionalnachweis enthält verschiedene Angaben wie beispielsweise das Datum der Ausstellung, spezifische Details zur EE-Anlage sowie das Verwendungsgebiet, in dem der Regionalnachweis genutzt werden darf. Die Verwendung der Regionalnachweise ist lokal begrenzt: Der Strom muss aus einer Anlage stammen, deren Standort sich im Umkreis von 50 km um das Postleitzahlengebiet befindet, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht. Da davon ausgegangen wird, dass die Anlagenbetreiber über die Regionalnachweise höhere Erlöse erzielen können, verringert sich der jeweilige anzulegende Wert um 0,1 ct/kWh für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird.

3.2.2. Einspeisevergütung

Die Möglichkeit der Veräußerung des erneuerbaren Stroms unter Inanspruchnahme einer gesetzlich garantierten Einspeisevergütung wurde bereits mit dem EEG 2000 eingeführt. Diese stellte bis zur Einführung der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie im Jahr 2012 das standardmäßige Veräußerungsmodell für erneuerbaren Strom dar. Seither hat das

Marktprämienmodell an Bedeutung gewonnen und die Einspeisevergütung darf derzeit nur noch von Neuanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW in Anspruch genommen werden. Entsprechend spielt die Einspeisevergütung aktuell nur noch für ältere Bestandsanlagen und kleine Neuanlagen eine Rolle.

Im Rahmen der Veräußerungsform Einspeisevergütung wird der Strom durch die Netzbetreiber an der Strombörse vermarktet und unabhängig von den Vermarktungserlösen an der Börse erhalten die Anlagenbetreiber eine feste Einspeisevergütung. Für den Strom, der durch die Einspeisevergütung gefördert wird, dürfen weder Regionalnachweise (§ 79a Abs. 1 EEG) noch Herkunftsnachweise (§ 79 Abs. 1 EEG) ausgestellt werden.

Die Einspeisevergütung kann im Rahmen der sogenannten Ausfallvergütung auch von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW für bis zu drei aufeinander folgende Kalendermonate und insgesamt bis zu sechs Kalendermonate pro Kalenderjahr in Anspruch genommen werden. Die Ausfallvergütung dient der finanziellen Absicherung von Anlagenbetreibern beispielsweise im Falle einer Insolvenz des Direktvermarkters oder unmittelbar nach Inbetriebnahme der EE-Anlage.

3.2.3. Sonstige Direktvermarktung

Als weitere Veräußerungsform können die Anlagenbetreiber die sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG wählen. Diese Veräußerungsform geht nicht mit einer finanziellen Förderung einher. Das Entfallen der EEG-Förderung in der sonstigen Direktvermarktung eröffnet jedoch die Option, die Grünstromeigenschaft des Stroms durch Herkunftsnachweise (§ 79 EEG) zu vermarkten, da die Regelungen des Doppelvermarktungsverbots dies erlauben. Bisher spielte diese Vermarktungsoption eine eher untergeordnete Rolle, und entsprechend ist die installierte Windenergieleistung, die in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird, vergleichsweise gering. Im April 2023 befanden sich ca. 11,2 GW installierte Leistung in der sonstigen Direktvermarktung, davon 3,5 GW mit bestehendem Anspruch auf die Marktprämie [Netztransparenz.de 2023c]. Künftig wird die Bedeutung dieser Vermarktungsoption voraussichtlich jedoch weiterhin an Relevanz gewinnen, vor allem für den Weiterbetrieb von Anlagen, deren EEG-Vergütungsanspruch ausgelaufen ist. Anfang des Jahres 2021 war dies erstmals in größerem Maßstab der Fall. Da in den wenigsten Fällen die Voraussetzungen erfüllt sein dürften, den erzeugten Strom vor Ort selbst zu verbrauchen oder ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an Dritte zu veräußern, ist die sonstige Direktvermarktung für die überwiegende Mehrheit der ausgeförderten Anlagen voraussichtlich künftig die zentrale Option.

In der sonstigen Direktvermarktung kann der erzeugte Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung auf unterschiedlichen Wegen an Dritte veräußert werden. Die Verantwortung für die kaufmännische Abnahme liegt wie auch in der geförderten Direktvermarktung bei den Anlagenbetreibern. Diese können den erzeugten Strom in der sonstigen Direktvermarktung beispielsweise an Stromhändler oder Energieversorgungsunternehmen, die den Strom ihrerseits weiterveräußern an der Strombörse oder unmittelbar an Letztverbraucher wie z. B.

energieintensive Unternehmen veräußern. Dabei ist gegebenenfalls ein Energiedienstleister zwischengeschaltet, der verschiedene Prozesse zwischen Erzeuger und Verbraucher übernimmt. Handelt es sich um langfristige Lieferverträge zwischen dem Anlagenbetreiber und einem Abnehmer, so werden diese in der Regel als Power Purchase Agreements (PPAs) bezeichnet: Verträge zwischen Anlagenbetreibern und Versorgern werden häufig auch als Utility-PPAs bezeichnet und Verträge zwischen Anlagenbetreibern und verbrauchenden Unternehmen werden häufig auch als Corporate-PPAs bezeichnet. Die Vertragsdetails von PPAs variieren von Fall zu Fall. Dies betrifft insbesondere die Laufzeit der Verträge (z. B. zwischen drei und fünf Jahren) und die vereinbarte Preisgestaltung (fix, indexiert, mit Preisober-/untergrenze etc.). Power Purchase Agreements können für beide Vertragsparteien das Mengen- und Preisrisiko senken. Im Gegensatz dazu sind Anlagenbetreiber bei einer Vermarktung an der Börse ohne zusätzliche Absicherung dem Strompreisrisiko vollständig ausgesetzt.

Neben diesen Erlösen aus dem Verkauf des Stroms können zusätzliche Erlöse durch die Veräußerung von Herkunftsnachweisen (HKN) erzielt werden. Eine Kopplung der Stromvermarktung an die Vermarktung der „Grünstromeigenschaft“ ist nicht notwendig, aber möglich.

3.2.4. Weitere Vermarktungsmöglichkeiten

Die Vermarktung des Windstroms über das Netz der allgemeinen Versorgung im Rahmen der geförderten Direktvermarktung, der Einspeisevergütung und der sonstigen Direktvermarktung stellt den Regelfall dar. Daneben besteht grundsätzlich – in Abhängigkeit der Gegebenheiten vor Ort – auch die Möglichkeit den erzeugten Strom ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung lokal zu verbrauchen oder zu vermarkten. Es handelt dabei jedoch um Vermarktungskonzepte, die aktuell nicht von hoher Relevanz sind.

Direktlieferungen

Im Rahmen von Direktlieferungen, häufig auch als on-site PPAs bezeichnet, liefert der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom über eine Direktleitung ohne Nutzung des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung an einen Letztverbraucher. Da die Belieferung nicht über ein Stromnetz der allgemeinen Versorgung erfolgt, können Abgaben wie bspw. Netzentgelte entfallen oder verringert werden. Die EEG-Umlage ist in der Vergangenheit jedoch grundsätzlich in voller Höhe angefallen, soweit es sich nicht um einen privilegierten Letztverbraucher handelte. Seit Mitte 2022 fällt die EEG-Umlage nicht mehr an. Darüber hinaus sind die zusätzlichen Pflichten im Rahmen des EnWG und EEG zu beachten, die der Anlagenbetreiber zu erfüllen hat, weil er durch die direkte Lieferung an einen Letztverbraucher zum Versorger wird. Die Direktlieferung ist eher eine Nischenlösung, da die Voraussetzungen hierzu (räumlicher Zusammenhang, eigenes Netz) nicht in der Breite gegeben sind.

Eigenversorgung

Bei der Eigenversorgung verbraucht der Anlagenbetreiber den Strom am Standort der Anlage selbst, d. h. ohne eine Durchleitung durch das Stromnetz der allgemeinen Versorgung. Geschäftsmodelle, bei denen der Stromverbraucher die Anlage zu diesem Zweck pachtet und betreibt, sind grundsätzlich möglich [vgl. BWE 2018a]. Analog zur Direktlieferung entfallen oder verringern sich Abgaben wie bspw. die Netzentgelte. Für den selbst erzeugten und verbrauchten Strom waren in der Regel 40 % der EEG-Umlage zu entrichten, doch durch die Abschaffung der EEG-Umlage entfällt diese Zahlungspflicht. Wie die Direktlieferung stellt auch die Eigenversorgung eher eine Nischenlösung dar.

3.3. Ende der Projektlebenszeit

Am Ende der Projektlebenszeit stehen Stilllegung und Rückbau der Anlagen. Grundsätzlich können Windenergieanlagen zu jedem Zeitpunkt wieder stillgelegt werden. Üblicherweise wird ein Betrieb mindestens über die 20 Jahre, die die Anlagen einen Anspruch auf EEG-Förderung haben, angestrebt. Auch die Verlängerung über diesen Zeitraum hinaus ist möglich. In die Abwägung fließen unterschiedliche technische, wirtschaftliche, planungsrechtliche und strategische Überlegungen ein. Wird die Entscheidung zur Stilllegung der Anlage getroffen, erfolgt der Rückbau. Eignet sich die Fläche, auf der das Projekt betrieben wurde, weiterhin für die Windenergienutzung mit modernen Anlagen, findet ein Repowering statt. Neue Anlagen ersetzen die alten und die einzelnen Projektphasen werden erneut durchlaufen.

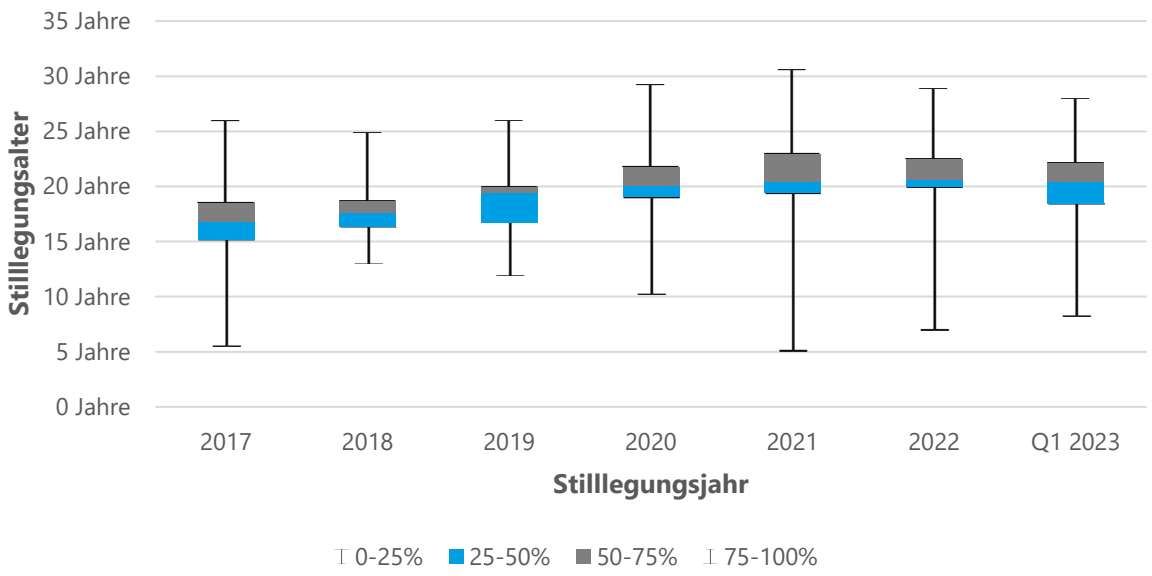
3.3.1. Zeitpunkt der Stilllegung

Der Zeitpunkt der Stilllegung kann vom Anlagenbetreiber festgelegt werden. Grundsätzlich ist ein frühzeitiger Rückbau, zum Beispiel bei erheblichen Schäden an der Anlage oder wenn ein frühzeitiges Repowering zu einer wirtschaftlich attraktiveren Nutzung der Fläche führt, denkbar. Auch ist es möglich, die Anlagen über den Förderzeitraum hinaus weiter zu betreiben. Hierzu gilt es insbesondere zu berücksichtigen, dass bei abgelaufener Entwurfslebensdauer des Anlagentyps ein Weiterbetriebsgutachten die verbleibende Lebensdauer hinsichtlich der Standfestigkeit belegen muss. Auch die weitere Nutzung der Flächen muss mit den Eigentümern geklärt sein. Insbesondere für Windenergieprojekte ohne Repowering-Option stellt der Weiterbetrieb eine Möglichkeit dar, die Projektlebensdauer zu verlängern und weiterhin einen Beitrag zur Energiewende zu leisten.

Ob und wie lange eine Windenergieanlage weiter betrieben wird und wann der Zeitpunkt für die Stilllegung erreicht ist, hängt zudem von der Wirtschaftlichkeit des Projekts ab. Können die Betriebskosten und möglicherweise anfallende Ersatzinvestitionen durch die ungeförderte Vermarktung gedeckt werden, kann das Projekt weiter betrieben werden (vergleiche hierzu Abschnitt 5.4).

Im Betrachtungszeitraum ist das Stilllegungsalter von Windenergieanlagen durchschnittlich 17 Jahren in 2017 auf im Mittel 21 Jahre in 2021 und 2022 gestiegen. Die im ersten Halbjahr 2023 registrierten Stilllegungen wiesen im Mittel ein Alter von 20 Jahren auf. Das steigende

Rückbaualter ist nicht als Indikator für länger betriebene Anlagen zu verstehen, da der Großteil der in Deutschland installierten alten Anlagen aktuell noch betrieben werden. Mit dem Älterwerden des Anlagenbestands steigt auch das mittlere Rückbaualter. In Abbildung 48 ist die Verteilung des Stilllegungsalters nach Stilllegungsjahren dargestellt.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 48: Übliches Stilllegungsalter von seit 2017 zurückgebauten Windenergieanlagen

3.3.2. Rückbau

Am Ende der Lebensdauer einer Windenergieanlage erfolgt nach der Stilllegung der eigentliche Rückbau der Anlage selbst und der Nebenstrukturen. Die Rückbauverpflichtung kann auf unterschiedlichen Bundesgesetzen (Bundes-Immissionsschutzgesetz, Baugesetzbuch Bundesbodenschutzgesetz) basieren. Oftmals sind schon in der Bundes Immissionsschutzrechtlichen Genehmigung Nebenbestimmungen zum Rückbau enthalten [UBA 2023]. Der genaue Ablauf des Rückbaus von Windenergieanlagen wird genau geplant. Abhängig von den technischen Gegebenheiten kann der Rückbau über unterschiedliche Verfahren erfolgen. Gondel und Rotorstern werden üblicherweise, wie bei der Installation, mittels eines Krans demontiert. Der Rückbau des Turms kann durch das Abheben von Turmsegmenten, durch Auflösung mit einer Betonschere oder Abrissbirne oder durch Sprengung erfolgen. Beim Rückbau des Fundaments können Sprengungen oder die Arbeit mit Abbruchbaggern oder -hammern erfolgen. Auf die Demontage erfolgt die Verwertung der Anlagenbestandteile. Teilweise ist es möglich, ganze Anlagen oder Teile davon auf dem Zweitmarkt zu veräußern. Die Windenergieanlagen werden dann beispielsweise im Ausland erneut installiert oder als Ersatzteillager für Bestandsanlagen verwendet. Kommt eine Veräußerung nicht in Frage oder wurden die Bauteile bei der Demontage zerstört, erfolgt das Recycling beziehungsweise die fachgerechte Entsorgung. [Lammert 2021]

Die beim Rückbau von Windenergieanlagen anfallenden Kosten müssen durch die zuvor erwirtschafteten Erlöse aus den Energieerträgen getragen werden. Oftmals werden in den

Genehmigungen bereits Rückbau Bürgschaften verlangt und der veranschlagte Betrag wird über die Projektlebensdauer angespart (vergleiche Abschnitt 5.1.5). Eine Studie im Auftrag des UBA zeigt durchschnittliche Rückbaukosten von 159 T€ für Anlagen von 0,8 bis 2,5 MW, 201 T€ für Anlagen von 2,6 bis 4 MW und 305 T€ für Anlagen von 4,1 bis 7,6 MW. Von diesen Kosten können Verwertungserlöse wieder abgezogen werden. [UBA 2023].

3.3.3. Repowering

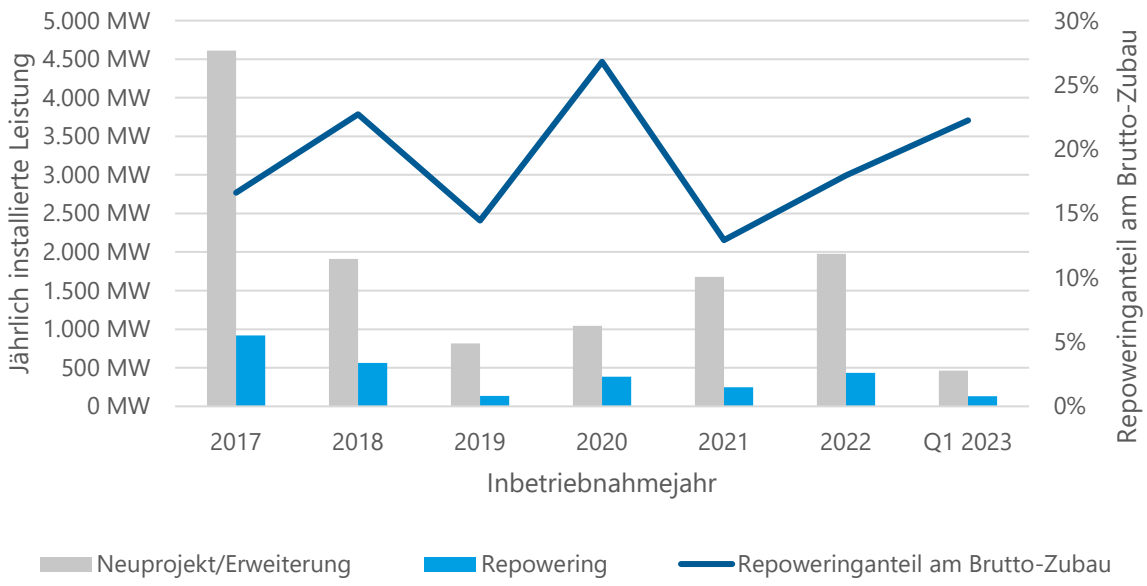
Der Begriff des Repowering wird je nach Kontext unterschiedlich gefasst. Allgemein wird in Deutschland zumeist der Ersatz von alten Bestandsanlagen durch moderne Neuanlagen am selben Standort verstanden. Dabei kann sowohl ein 1:1 Ersatz als auch der Ersatz mehrerer Bestandsanlagen durch eine geringere Zahl an neuen Windenergieanlagen erfolgen oder am Standort eines Altwindparks, unter Vergrößerung der genutzten Fläche, ein neuer Windpark mit mehr Windenergieanlagen als zuvor entstehen. Zu Zeiten, in denen Repoweringprojekte durch eine spezielle Förderung im EEG eine Verlängerung der Anfangsvergütungslaufzeit bzw. einen Bonus[28] erhielten, war der Begriff noch weiter gefasst. So galt als Repoweringanlage jede Anlage, für die eine Bestandsanlage im selben oder angrenzenden Landkreis zurückgebaut wurde. Mit Auslaufen des Repoweringbonus findet diese Definition jedoch keine breite Anwendung mehr. In einigen Planungsräumen werden jedoch freie Flächen als Repoweringflächen ausgewiesen, die nur für den Windenergieausbau genutzt werden dürfen, wenn Bestandsanlagen an anderer Stelle zurückgebaut werden. Damit ist der direkte räumliche Zusammenhang zwischen Bestands- und Repoweringanlage aufgehoben. In anderen Ländern wird der Repowering-Begriff teilweise sogar verwendet, wenn Bestandsanlagen durch einen Komponentenaustausch wesentlich erneuert bzw. verbessert werden. Im genehmigungsrechtlichen Kontext wird seit Einführung des §16b BImSchG zum Repowering von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien eine engere Repoweringdefinition angewendet, die als Repoweringanlagen solche Anlagen klassifiziert, die maximal um das Zweifache der Gesamthöhe[29] der neuen Anlagen von der zurückbauten Altanlage entfernt sind. Dies kann je nach Parklayout einzelne projektzugehörige Anlagen ausschließen. Im BNatSchG wird Repowering ähnlich definiert, schließt jedoch Anlagen mit einer Entfernung bis zur fünffachen Gesamthöhe ein.

Im Folgenden wird auf das Repowering am Standort abgestellt, das zu einem Erhalt der bereits für die Windenergie genutzten Standorte führt. Dies ist nur möglich, wenn am Bestandsstandort eine neue Anlage genehmigungsfähig ist. Bereits heute werden Anlagen

[28] Repoweringbonus (gemäß EEG 2004 (2004 bis 2008) als Verlängerung der Anfangsvergütungslaufzeit, gemäß EEG 2009 und EEG 2012 (insgesamt gültig für Inbetriebnahmen von 2009 bis 2014) als Bonus auf für die Anfangsvergütung)

[29] Zum Berichtszeitpunkt wird das BImSchG novelliert: Im Entwurf zum neuen BImSchG wird die Definition des Repowering angepasst und umfasst Anlagen mit einer Entfernung von bis zur fünffachen Gesamthöhe.

repowert, obwohl die Bestandsanlagen noch eine EEG-Förderung erhalten. Mit Ende der Förderdauer steigt der Anreiz, die Altanlagen durch neue Projekte zu ersetzen. Der Weiterbetrieb von Altanlagen, selbst wenn er wirtschaftlich abbildbar erfolgen kann, ist nur so lange eine Option, wie die Anlagen technisch intakt sind und die erforderlichen Auflagen zum Weiterbetrieb erfüllen. Für Projektentwickler, Investoren und auch Verpächter besteht somit der Anreiz zum Erhalt der Flächen für die Windenergienutzung durch Repowering. Abbildung 49 zeigt die Repoweringanteile am Zubau seit 2017. Der jährliche Repoweringanteil variiert zwischen 13 und 27 %.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung. Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 49: Jährlich installierte Leistung in Repowering und Neuprojekten bzw. Erweiterungen und Repoweringanteil am Zubau

Welcher Anteil der in den kommenden Jahren aus der EEG-Förderung fallenden Windenergieanlagen tatsächlich repowert werden kann, ist unklar. Einen wichtigen Indikator hierfür lieferte ein vom Umweltbundesamt (UBA) vergebenes Vorhaben. [siehe UBA 2019] In der UBA-Studie zu Flächenpotenzialen wurde die Lage der Bestandsanlagen zu den erfassten für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen analysiert. Dabei wird differenziert zwischen der Lage innerhalb von Windflächen, im Umkreis von 100 m, 200 m oder 300 m um Windflächen sowie mehr als 300 m außerhalb von Windflächen. Demnach lag knapp die Hälfte der Leistung beziehungsweise gut die Hälfte der Anlagen, die 2021 ihren EEG-Förderanspruch verloren haben, mehr als 300 m außerhalb von Windflächen. In den nachfolgenden Jahren liegen größere Anteile der Anlagen mit auslaufendem Förderanspruch innerhalb ausgewiesener Flächen. Aufgrund aktueller rechtlicher Anpassungen ist ein Repowering allerdings auch dann möglich, wenn die Fläche nicht explizit zur Windenergienutzung ausgewiesen ist. Bedingung ist, dass die neue Anlage eine alte in einer Entfernung bis zum zweifachen der Gesamthöhe ersetzt und dem Repowering sonst nichts entgegensteht. Das Repoweringpotenzial ist durch diese Neureglung erheblich gestiegen.

4. Instrumente zur Marktsteuerung

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windenergie an Land – überwiegend verankert im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – unterliegen einem ständigen Wandel. Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die zentralen Steuerungsmechanismen im EEG 2017, EEG 2021 und EEG 2023 sowie in relevanten Verordnungen.

4.1. Technologiespezifische Ausschreibung

Die technologiespezifischen Ausschreibungen sind seit 2017 das zentrale Steuerungsinstrument für den Ausbau der Windenergie an Land im EEG. Im vorliegenden Abschnitt werden die wesentlichen Elemente des Ausschreibungsverfahrens dargelegt.

4.1.1. Ausschreibungsmengen

Die Ausschreibungstermine, -frequenzen und -mengen wurden seit der Einführung der Ausschreibungen wiederholt angepasst. Tabelle 15 fasst daher die Termine und Mengen gemäß der jeweils zum Ausschreibungszeitpunkt gültigen EEG-Fassung zusammen. Ausgehend von 2.800 MW in den Jahren 2017 und 2018 wurde die angesetzte Ausschreibungsmenge bis 2021 auf 4.500 MW gesteigert. Nach einer leichten Reduktion auf 4.000 MW in 2022 folgte mit dem EEG 2023 eine erhebliche Ausweitung der Mengen auf 12.840 MW in 2023 sowie 10.000 MW in den Jahren 2024 bis 2028.

Die tatsächlich von der Bundesnetzagentur ausgeschriebenen Mengen weichen infolge von Verrechnungen gemäß § 28 Abs. 1a EEG 2017 bzw. § 28 Abs. 3 bis 5 EEG 2021/2023 von den dargestellten Mengen ab. So ist unter anderem die Summe der installierten Leistung der Pilotwindenergieanlagen an Land, die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr ihren Zahlungsanspruch geltend machen durften, abzuziehen.

Ferner wurde mit dem EEG 2021 eine endogene Mengensteuerung eingeführt (§ 28 Abs. 6 EEG 2021), nach der die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsmengen zu reduzieren hat, wenn unter Beachtung der im Marktstammdatenregister gemeldeten Genehmigungen eine Unterzeichnung droht. Mit dem EEG 2023 wurde die endogene Mengensteuerung von einer Muss- in eine Kann-Bestimmung überführt. Die Regelung, die auf Druck der europäischen Wettbewerbshüter eingeführt wurde, steht in der Kritik, Angebot zu verdrängen statt Wettbewerb zu schaffen [Ehrhart et al. 2019].

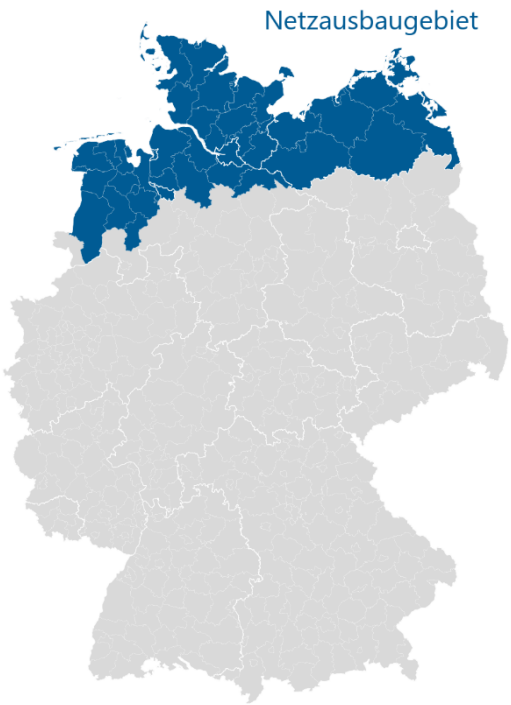
Tabelle 15: Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land gemäß § 28 EEG 2017/2021/2023 in der jeweils zum Ausschreibungszeitpunkt gültigen Fassung (Leistung in MW, ohne Verrechnungsmengen oder endogene Mengenanpassungen)

Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Summe
2017					800			1.000			1.000		**2.800**
2018		700			700			700		700			**2.800**
2019		700			650			650	500	675		500	**3.675**
2020		900	300			900	300		400	900		400	**4.100**

Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Summe
2021		1.500			1.500				1.500				**4.500**
2022		1.333			1.333				1.333				**4.000**
2023		3.210			3.3210			3.210			3.210		**12.840**
2024-2028		2.500			2.500			2.500			2.500		**10.000**

4.1.2. Netzausbaugebiet

Der Ausbau der Netzinfrastruktur verläuft langsamer als geplant. Engpässe im Übertragungsnetz sind die Folge – insbesondere in Nord-Süd-Richtung. In den Jahren 2017 bis 2020 begrenzte der Gesetzgeber daher die Zuschlagsmengen für Windenenergieanlagen an Land im Norden. Damit sollte eine weitere Verschärfung der Engpässe vermieden und volkswirtschaftliche Folgekosten reduziert werden. Der Zuschnitt des sogenannten Netzausbaugebietes sowie die für das Gebiet geltende Zuschlagsgrenze wurden in der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) verankert. Das Netzausbaugebiet umfasste die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen sowie 20 Landkreise und kreisfreie Städte im Norden Niedersachsens (siehe Abbildung 50). Die maximal bezuschlagte Leistung betrug 902 MW pro Kalenderjahr und wurde anteilig auf die Gebotstermine eines Jahres verteilt. Nicht ausgeschöpfte Mengen wurden auf Folgerunden des gleichen Jahres übertragen, ein Übertrag auf Folgejahre erfolgte dagegen nicht.



Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / [BKG 2018]

Abbildung 50: Netzausbaugebiet gemäß § 10 EEAV

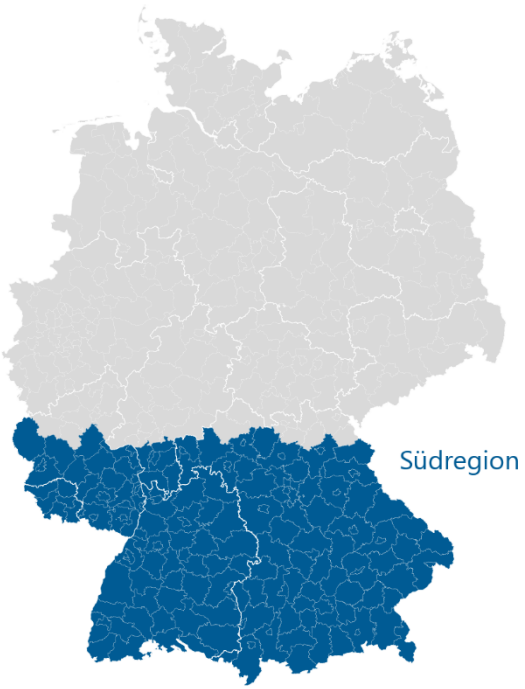
Die Regelungen zum Netzausbaugebiet wurden mit dem EEG 2021 zugunsten der damals geplanten Südquote gestrichen. Als Begründung führte die Bundesregierung unter anderem

die geringe Wirksamkeit der Regelung an. So sei die maximal zuschlagsfähige Menge wegen des sehr geringen Wettbewerbsniveaus sowie infolge von Sondereffekten der Regionalplanung weit überwiegend nicht erreicht worden [Deutscher Bundestag 2020].

4.1.3. Südquote

Für eine bessere regionale Steuerung sowie zur Entlastung des Netzengpasses in der Mitte Deutschlands wurde mit dem EEG 2021 eine Südquote in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land eingeführt. Die Regelung sah vor, dass die Bundesnetzagentur Gebote für Anlagen in der Südregion im Zuschlagsverfahren separiert und bevorzugt bezuschlagt, bis ein bestimmter Anteil des zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist. Für die Ausschreibungen der Jahre 2022 und 2023 sah das Gesetz eine Quote von 15 % vor, ab 2024 sollte diese auf 20 % steigen.

Die in Anlage 5 EEG 2021 definierte Südregion umfasste 169 kreisfreie Städte, Stadtkreise, Kreise und Landkreise in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland (siehe Abbildung 51). Sie war deckungsgleich mit der Festlegung der Südregion im KWKG in der Fassung vom 8. August 2020 und stützte sich auf Daten aus der Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 Netzreserveverordnung.



Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / [BKG 2021]

Abbildung 51: Südregion gemäß Anlage 5 EEG 2021

Die Südquote stand unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung (vgl. § 105 EEG 2021) und wurde – nach Verhandlungen mit der Europäischen Kommission – im Rahmen des Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien

und weiteren Maßnahmen im Stromsektor wieder gestrichen. Die Südquote kam damit kein einziges Mal zur Anwendung.

4.1.4. Teilnahmevoraussetzungen

Damit möglichst viele der bezuschlagten Projekte tatsächlich umgesetzt werden, sind bestimmte Teilnahmevoraussetzungen zu erfüllen. Dazu gehört der Nachweis einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung für alle geplanten Anlagen.[30] Gemäß § 36 Abs. 1 EEG 2023 ist die Genehmigung mindestens vier Wochen vor dem Gebotstermin im MaStR zu erfassen. Ferner hat der Bieter gemäß § 31 i. V. m.§ 36a EEG 2023 eine finanzielle Sicherheit von 30 EUR/kW zu leisten. Diese ist entweder in Form einer unwiderruflichen, unbedingten und unbefristeten Bürgschaft oder durch eine Zahlung des Geldbetrags auf ein Verwahrkonto der Bundesnetzagentur zu erbringen. Auf diese Weise werden Strafzahlungen abgesichert, die bei einer verzögerten oder nicht erfolgten Realisierung greifen.

4.1.5. Zuschlagsvergabe & Höchstwerte

Die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten erhalten einen Zuschlag. Ökologische und industriepolitische Kriterien spielen in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land keine Rolle. Netzbezogene Kriterien wurden in der Vergangenheit über das Netzausbaugebiet adressiert (s. o.). Die Zuschläge werden auf Basis des Gebotspreisverfahrens erteilt, bei dem der Zuschlagswert dem jeweiligen Gebotswert entspricht.

Die Gebote sind durch einen Höchstwert nach oben beschränkt. Dies soll etwaige Mitnahmeeffekte bei zu geringem Wettbewerb eindämmen. Für das Jahr 2017 wurde der Höchstwert gemäß § 36b Abs. 1 EEG 2017 auf 7,0 ct/kWh fixiert.[31] Für die Folgejahre sollte sich der Höchstwert nach § 36b Abs.2 EEG 2017 aus dem um 8 % erhöhten Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine ergeben. Allerdings machte die Bundesnetzagentur für die Höchstwerte der Jahre 2018 bis 2020 von ihrer Festlegungskompetenz nach § 85a EEG 2017 Gebrauch. Diese ermächtigte die Bundesnetzagentur den Höchstwert für die Gebotstermine eines Jahres jeweils zum 1. Dezember des Vorjahres durch eine Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) neu zu bestimmen, wobei der neue Wert höchstens 10 % über oder unter dem zum Zeitpunkt der Festlegung geltenden Wert liegen durfte. Die Bundesnetzagentur legte die Höchstwerte auf dieser Grundlage auf 6,3 ct/kWh für das Jahr 2018 und 6,0 ct/kWh für die Jahre 2019 und 2020 fest.

---

[30] In Abgrenzung hierzu sahen das EEG 2017 und das EEG 2021 besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) vor (s. u.), nach denen diese sich anfänglich auch ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung an den Ausschreibungen beteiligen durften.

[31] Der Höchstwert ist – ebenso wie die Gebote – auf den Referenzstandort normiert (siehe Abschnitt „Referenzertragsmodell").

Mit dem EEG 2021 wurde für das Jahr 2021 ein Höchstwert von 6,0 ct/kWh gesetzlich verankert (vgl. § 36b Abs. 1 EEG 2021). Im Folgejahr griff § 36b Abs. 2 EEG 2021, wonach sich der Höchstwert um 2 % pro Kalenderjahr gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert verringert.

Mit dem EEG 2023 wurde die Degression des Höchstwerts für die Jahre 2023 und 2024 ausgesetzt. Für das Jahr 2023 sollte demnach ein Höchstwert auf dem Niveau des Vorjahres von 5,88 ct/kWh gelten. Allerdings machte die Bundesnetzagentur noch im Dezember 2022 von ihrer Festlegungskompetenz gemäß § 85a EEG 2023 Gebrauch und erhöhte den Wert auf 7,35 ct/kWh (+25 %). Der hierzu erforderliche Festlegungsspielraum wurde nur wenige Tage zuvor durch das Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen ausgeweitet.

Tabelle 16 fasst die Historie der Höchstwerte und deren Grundlage zusammen.

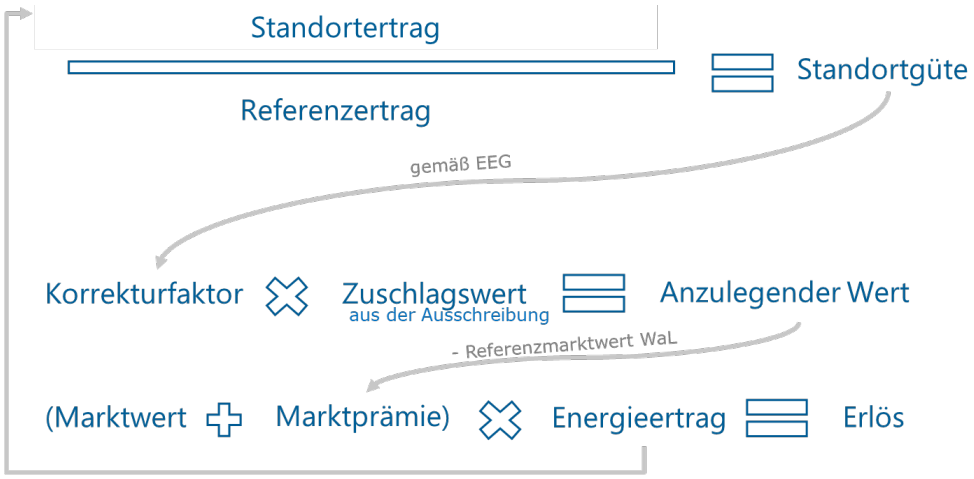
Tabelle 16: Höchstwerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land in den Jahren 2017 bis 2022

Jahr	Höchstwert	Grundlage
2017	7,00 ct/kWh	§ 36b Abs. 1 EEG 2017
2018	6,30 ct/kWh	Festlegung 8175-02-00-17/1 der Bundesnetzagentur vom 29. November 2017
2019	6,20 ct/kWh	Festlegung 8175-02-00-18/1 der Bundesnetzagentur vom 27. November 2018
2020	6,20 ct/kWh	Festlegung 8175-02-00-19/1 der Bundesnetzagentur vom 25. November 2019
2021	6,00 ct/kWh	§ 36 Abs. 1 EEG 2021 in der Fassung vom 21.12.2020
2022	5,88 ct/kWh	Verringerung um 2 Prozent gemäß § 36 Abs. 2 EEG 2021 in der Fassung vom 16.07. 2021
2023	7,35 ct/kWh	Festlegung Höchstwert 2023 AZ 4.08.01.01/1#6 vom 27.12.2022

4.1.6. Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell war bereits in der Urfassung des EEG vom 29. März 2000 enthalten und wurde in veränderter Form in das Ausschreibungssystem des EEG 2017/21/23 überführt. Es trägt dem Umstand Rechnung, dass die Voraussetzungen für die Nutzung der Windenergie in Deutschland hinsichtlich des Windpotentials stark variieren und gleicht Unterschiede anteilig aus. Durch diesen anteiligen Ausgleich standortspezifischer Unterschiede mit Hilfe des Referenzertragsmodells wird die Spanne der Gebotswerte verringert und die Wettbewerbsintensität erhöht. Ferner soll das Modell dazu beitragen, dass sich der Zubau neuer Windenergieanlagen bundesweit verteilt [Deutscher Bundestag 2016]. Mit dem EEG 2023 wurde eine erneute Anpassung des Referenzertragsmodells vorgenommen, mit der die Förderbedingungen für windschwache Standorte im Süden Deutschlands weiter verbessert werden sollen [Bundesregierung 2022].

In Abbildung 52 ist die Funktionsweise des Referenzertragsmodells schematisch dargestellt. Im Folgenden wird näher auf die zentralen Elemente des Referenzertragsmodells eingegangen.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 52: Schematische Übersicht zur Funktionsweise des Referenzertragsmodells (vereinfacht)

Referenzstandort

Der Referenzstandort definiert ein fiktives Windpotenzial, an dem die Standortgüte von 100 % erreicht wird. Der Referenzstandort weist eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 m/s in 100 m Höhe auf. Mittels des Potenzgesetzes nach Hellmann und dem Exponenten α=0,25 lässt sich die Windgeschwindigkeit in jeder beliebigen Höhe des Referenzstandstandorts berechnen.

Gegenüber früheren Regelungen wurde die Definition des Referenzstandorts mit der Einführung der Ausschreibungen überarbeitet: Die Referenzhöhe wurde von 30 auf 100 m angehoben und das logarithmische Höhenprofil durch ein Profil ersetzt, das dem Potenzgesetz nach Hellmann folgt (siehe Tabelle 17). Mit der Anpassung reagierte der Gesetzgeber auf den stetigen Anstieg der Nabenhöhen. Ferner wurde die Trennung in Anfangs- und Grundvergütung zugunsten einer über 20 Jahre gleichbleibenden Vergütungshöhe aufgegeben und die Untergrenze des Differenzierungsbereichs zunächst von 80 auf 70 % sowie mit dem EEG 2021 auf 60 % gesenkt. Mit dem EEG 2023 wird die Untergrenze des Differenzierungsbereichs für Windenergieanlagen in der Südregion auf 50 % reduziert.

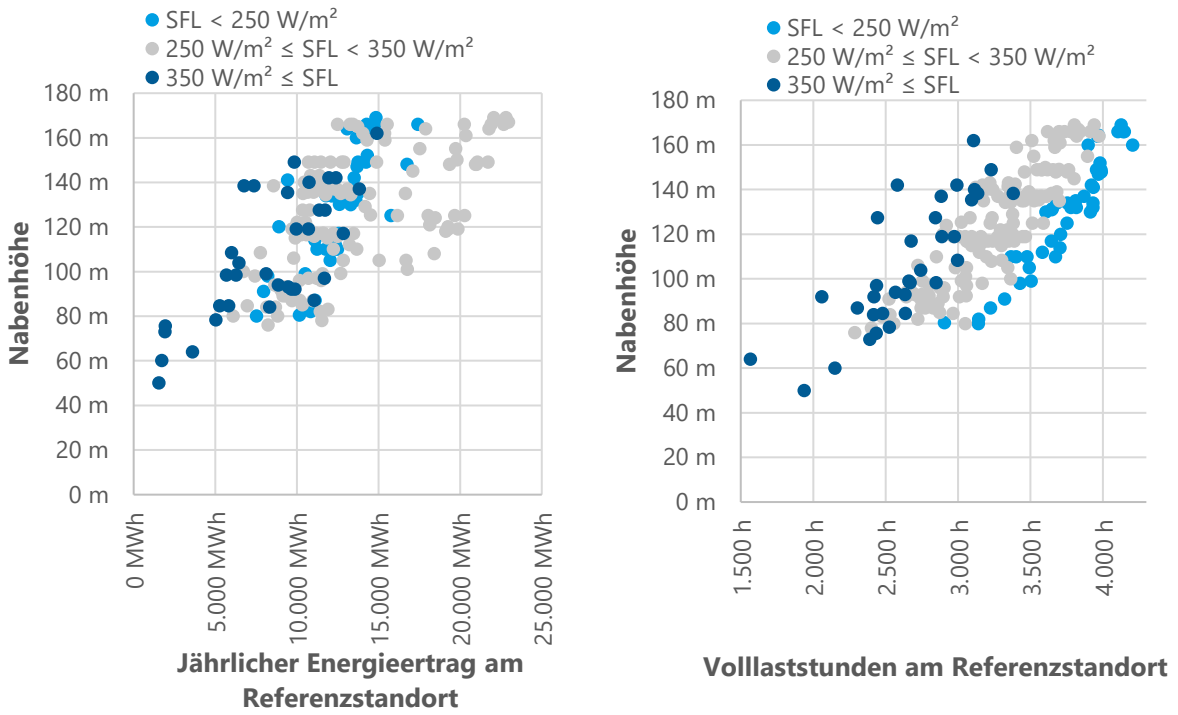
Tabelle 17: Definition des Referenzstandortes gemäß EEG 2014 und EEG 2017

Referenzstandort gemäß Anlage 2 Nr. 4 EEG 2014	Referenzstandort gemäß Anlage 2 Nr. 4 EEG 2017/21/23
»Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 Metern.«	»Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist, und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 Metern.«

Referenzertrag

Der Referenzertrag einer Windenergieanlage ist der Ertrag, der in einer bestimmten Nabenhöhe unter den Bedingungen entsprechend des Referenzstandorts mit der Leistungskennlinie des jeweiligen Anlagentyps erzielt werden kann. Die Bestimmung des Referenzertrags unterliegt dabei verschiedenen Richtlinien, die den allgemein anerkannten Stand der Technik widerspiegeln. Berücksichtigt werden insbesondere die Richtlinien der „Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien" (FGW) zur Bestimmung von Leistungskennlinien und standardisierten Energieerträgen sowie zur Bestimmung und Anwendung des Referenzertrags. Die Ermittlung von Leistungskennlinie und Referenzertrag ist dabei von zertifizierten Gutachtern vorzunehmen.

Der sich ergebende Referenzertrag einer Windenergieanlage hängt somit insbesondere von der typspezifischen Leistungskennlinie sowie der Nabenhöhe ab. Die Leistungskennlinie spiegelt dabei unter anderem wider, über welche Nennleistung die Anlage verfügt, und wie das Verhältnis der Rotorfläche zur Nennleistung ist (spezifische Flächenleistung). Generell lässt sich sagen, dass mit größerer Nennleistung der Anlage und größerer Nabenhöhe höhere Energieerträge am Referenzstandort erzielt werden können. Die Volllaststunden am Referenzstandort steigen, je niedriger die spezifische Flächenleistung und je größer die Nabenhöhe sind. In Abbildung 53 sind jährliche Energieerträge und Volllaststunden von verschiedenen Anlagenkonfigurationen am Referenzstandort dargestellt.



Quelle: [Eigene Berechnung; FGW 2022]. Eigene Darstellung, Stand 2022.

Abbildung 53: Jährliche Energieerträge und Volllaststunden von verschiedenen Anlagen am 100% Standort (Referenzstandort)

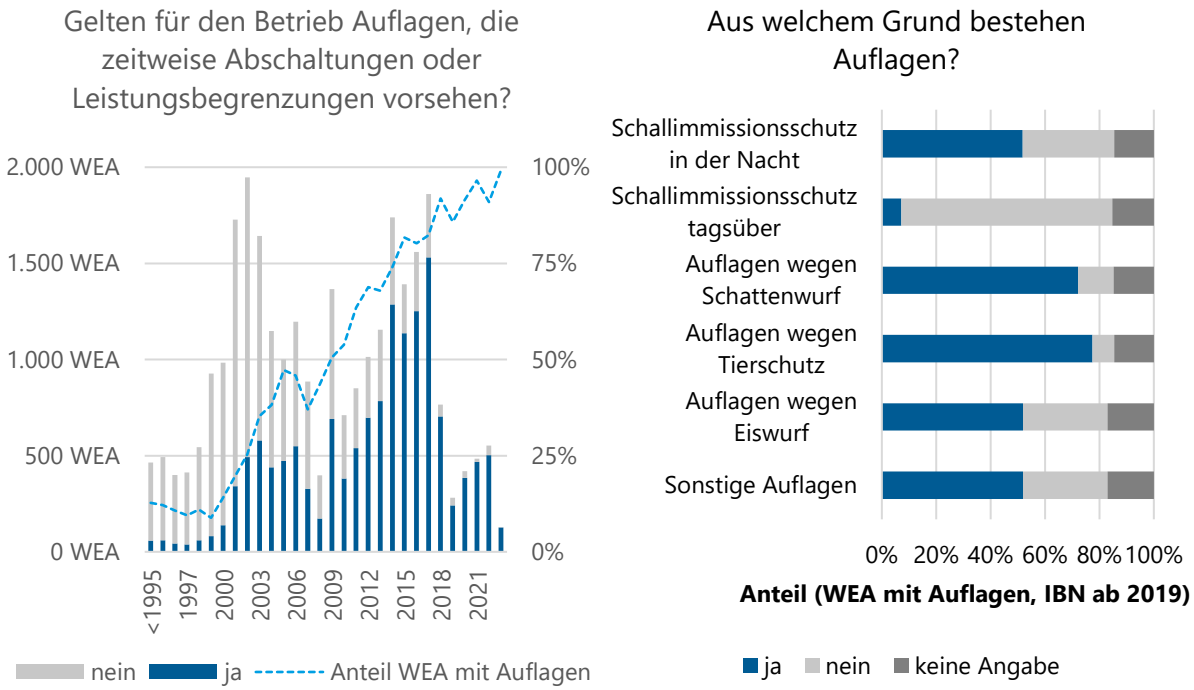
Standortertrag

Der Standortertrag ist der Energieertrag, den eine Windenergieanlage an ihrem tatsächlichen Standortort unter Berücksichtigung von genehmigungsrechtlichen Betriebseinschränkungen und wartungsbedingten Betriebsunterbrechungen erzielt. Der Standortertrag wird zum Referenzertrag ins Verhältnis gesetzt, um die Standortgüte der Windenergieanlage zu ermitteln.

Vor der Inbetriebnahme weist der Betreiber den erwarteten Standortertrag durch ein Ertragsgutachten nach. Gemäß Anlage 2 Nr. 7.1 EEG 2017/21 sind hierbei Stromminderertrage abzuziehen, sofern diese bedingt sind durch Abschattung, fehlende technische Verfügbarkeit der Anlagen (maximal 2 % des Bruttostromertrags), elektrische Effizienzverluste zwischen der Windenergieanlage und dem Netzverknüpfungspunkt oder genehmigungsrechtliche Auflagen.

Der Gütefaktor wird jeweils nach fünf, zehn und fünfzehn Jahren auf der Grundlage des tatsächlichen Standortertrags überprüft und der anzulegende Wert bei Bedarf angepasst. Neben den eingespeisten Strommengen werden hierbei auch fiktive Strommengen berücksichtigt. Gemäß Anlage 2 Nr. 7.2 EEG 2017/21 fallen darunter solche Strommengen, die auf eine technische Nichtverfügbarkeit von mehr als 2 % des Bruttostromertrags zurückgehen, die wegen Abregelungen im Zuge des Einspeisemanagements nicht erzeugt wurden oder wegen sonstiger Abschaltungen oder Drosselungen nicht eingespeist wurden.

Strommengen, die aufgrund von genehmigungsrechtlichen Abrechnungen nicht eingespeist werden können, werden durch das EEG kompensiert. Kann eine Anlage aufgrund einer Auflage nicht einspeisen, reduziert sich der Standortertrag. Folglich sinkt die Standortgüte und ein höherer Korrekturfaktor ist anzuwenden. Auflagen gelten für fast alle neu installierten Windenergieanlagen an Land. Hierbei kann es sich beispielsweise um das Erfordernis handeln, über Nacht in einen leiseren Betriebsmodus zu wechseln, der eine Reduktion der Energieerträge zur Folge hat, oder um Auflagen, die zum Zweck des Tierschutzes zu bestimmten Zeitpunkten den Anlagenbetrieb untersagen. Im MaStR wird das Vorhandensein verschiedener Auflagen abgefragt, in Abbildung 54 sind die von den Betreibern gemachten Angaben dargestellt. Diese Quantifizierung bildet allerdings nicht ab, wie hoch die jeweiligen Ertragsverluste aufgrund einer einzuhaltenden Auflage sind, sondern verweisen ausschließlich darauf, dass eine Auflage vorliegt.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

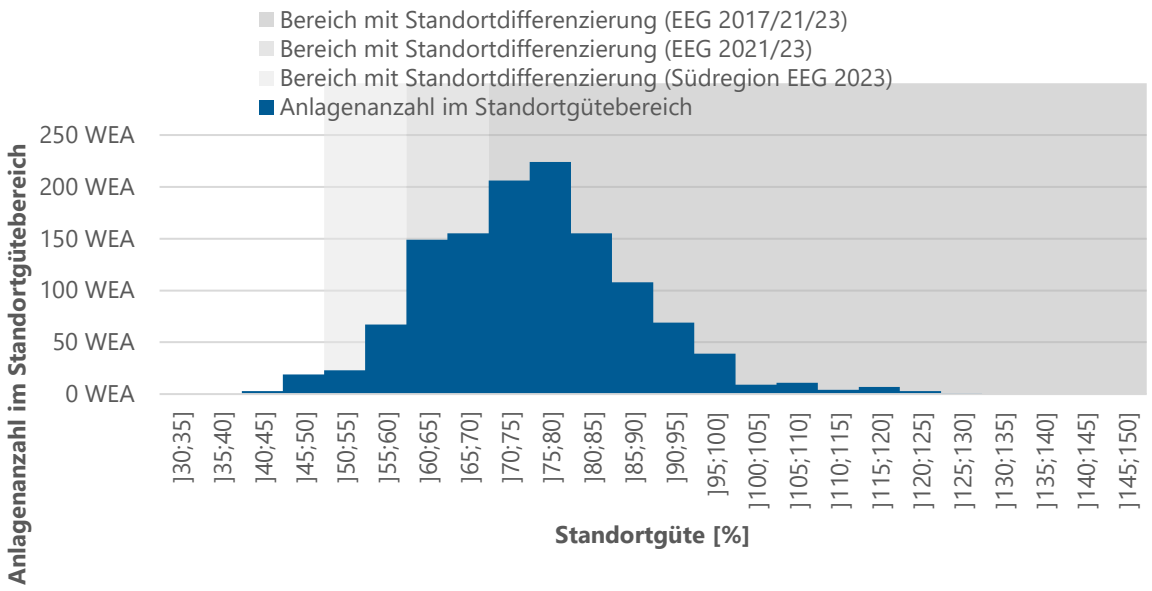
Abbildung 54: Vorliegen von Auflagen zu Abschaltung oder Leistungsbegrenzung

Verteilung der Standortgüten

Die Standortgüte ist der Quotient aus dem Standortertrag und dem Referenzertrag einer Windenergieanlage. Die Standortgüte wird anfangs auf Basis von Ertragsprognosen berechnet und anschließend auf Basis der tatsächlichen Erträge alle 5 Jahre überprüft.

Die Standortgüte wird bei Inbetriebnahme einer Windenergieanlage an das MaStR gemeldet. In Abbildung 56 ist dargestellt, welche Standortgüteangaben für Anlagen und Inbetriebnahmen ab 2019 gemacht wurden. Weiterhin ist der Standortdifferenzierungsbereich nach EEG 2017, 2021 und 2023 (Südregion) hervorgehoben. Deutlich wird, dass die Differenzierung im Bereich sehr hoher Standortgüten kaum mehr einen Effekt hat, da Standorte

mit einer Standortgüte über 120 % in Deutschland kaum vorkommen. So weisen nur 0,3 % der betrachteten Windenergieanlagen eine Standortgüte über 120 % und höher auf. Auch eine Standortgüte oberhalb von 100 % wird nur von lediglich 3 % der betrachteten Standorte erreicht. Standorte, die diesen Bereich erreichen, sind somit als sehr gute Standorte zu bezeichnen. Der Großteil der Projekte (80%) liegt im Differenzierungsbereich zwischen 60 und 90% Standortgüte.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung. Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 55: Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2019

Die Erweiterung des Differenzierungsbereichs mit der EEG-Novelle 2021 führte zu einer deutlich besseren Abdeckung der tatsächlich vorhandenen Standorte. 24 % der gemeldeten Anlagen weisen eine Standortgüte zwischen 60 und 70 % auf. Weitere 9 % liegen sogar darunter. Mit dem EEG 2023 ist eine Anpassung des Differenzierungsbereichs für Standorte im Süden auf 50 % vorgenommen worden. Die auf niedrigere Standortgüten erweiterte Differenzierung spiegelt die tatsächlich vorhandenen Standorte besser wider als die Differenzierung im Bereich der hohen Standortgüte [Bundesregierung 2022].

Korrekturfaktoren

Die für die Windenergieanlagen ermittelten Standortgüten werden verwendet, um aus dem Zuschlagswert, der in der Ausschreibung erzielt wurde, den anzulegenden Wert für die Höhe der Förderung zu ermitteln. Dazu werden die im jeweils gültigen EEG definierten Korrekturfaktoren genutzt.

Die Gebotsabgabe erfolgt normiert auf den Referenzstandort (Gütefaktor: 100 %). Der anzulegende Wert einer Windenergieanlage wird berechnet, indem der Zuschlagswert mit einem Korrekturfaktor multipliziert wird. Die Höhe des Korrekturfaktors hängt vom Gütefaktor des Standortes und damit von der Standort-Anlagen-Kombination ab (siehe Tabelle 18). Der Gütefaktor gibt das Verhältnis des Standortertrags zum Referenzertrag wieder, wobei der

Referenzertrag als der Ertrag definiert ist, den die gleiche Anlage rechnerisch am Referenzstandort erzeugen würde. Liegt die Standortgüte einer Windenergieanlage zwischen den im EEG definierten Stützwerten, wird der Korrekturfaktor durch lineare Interpolation ermittelt.

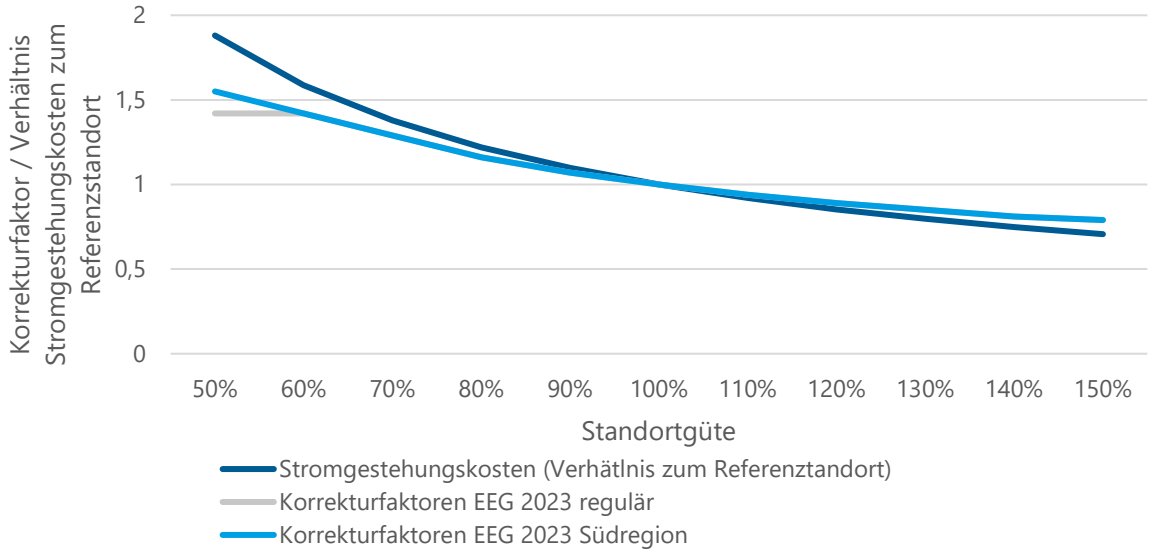
Tabelle 18: Korrekturfaktoren zur Berechnung der anzulegenden Werte gemäß § 36h EEG

Gütefaktor	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %	140 %	150 %
Korrekturfaktor EEG 2017	1,29	1,29	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Korrekturfaktor EEG 2021[1]	1,35	1,35	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Korrekturfaktor EEG 2023 regulär[2]	1,42	1,42	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Korrekturfaktor EEG 2023 Südregion[2]	**1,55**	**1,42**	**1,29**	**1,16**	**1,07**	**1,00**	**0,94**	**0,89**	**0,85**	**0,81**	**0,79**

[1] gültig ab 01.01.2021
[2] gültig ab 01.01.2023

Die Korrekturfaktoren wurden so ausgelegt, dass ein Standort mit geringerem Energieertrag im Verhältnis zum Referenzertrag der jeweiligen Anlagenkonfiguration einen höheren Korrekturfaktor erhält. Zur Festlegung der Korrekturfaktoren zwischen 70 und 150 % wurden die Stromgestehungskosten zum Zeitpunkt der Einführung von Ausschreibung zugrunde gelegt. Für den 60 %-Standort erfolgte nachträglich eine lineare Verlängerung der Korrekturfaktorenkurve zwischen 70 % und 80 %.

Der Abgleich mit den aktuellen Stromgestehungskosten (vergleiche Abschnitt 5.2.2) zeigt, dass die Stromgestehungskostenkurve steiler verläuft als die Korrekturfaktorenkurve. Das bedeutet, dass keine vollständige Kompensation der Mehrkosten pro Kilowattstunde bei niedrigeren Energieerträgen erfolgt. Hierdurch kann der Anreiz, windhöffigere Standorte bzw. Standorte mit geringeren Abregelungen vorrangig zu bebauen, erhalten bleiben. In Abbildung 56 ist das Verhältnis der Stromgestehungskosten zu den Kosten am Referenzstandort zu den Korrekturfaktoren im EEG 2023 dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 56: Korrekturfaktoren im EEG 2023 und Verhältnis der Stromgestehungskosten zu den Kosten am Referenzstandort

Für Standorte mit niedrigerer Standortgüte bedeutet dies, dass ein höherer Kostendruck auf ihnen lastet. Standorte mit überdurchschnittlichen Kosten und niedriger Standortgüte können somit, je nach Ausgestaltung der Höchstwerte ggf. kein wirtschaftliches Gebot abgeben, während an Standorten mit höherer Standortgüte Windenergieanlagen auch mit Kosten über dem Durchschnitt ein wirtschaftlicher Betrieb auf Basis des EEG erfolgen kann.

Anzulegender Wert und Marktprämie

Aus dem anzulegenden Wert der Windenergieanlage wird unter Berücksichtigung der technologiespezifischen durchschnittlichen Strombörsenpreise, des sogenannten Marktwerts, die Marktprämie ermittelt. Die Marktprämie stellt die Förderung dar, die der Betreiber zusätzlich zum Börsenerlös erhält. Die Förderhöhe ergibt sich dabei aus der Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktwert. Liegt der Marktwert unter dem anzulegenden Wert, wird die Differenz als Förderung ausgezahlt. Liegt der Marktwert über dem anzulegenden Wert, wird im betreffenden Zeitraum nicht gefördert.

Der Marktwert wird nicht anlagenspezifisch, sondern technologiespezifisch bestimmt. Somit wird ein besonders marktdienliches Anlagenverhalten, bei dem ein höherer Börsenpreise erzielt werden kann als im Durchschnitt, angereizt.

4.1.7. Realisierungsfrist

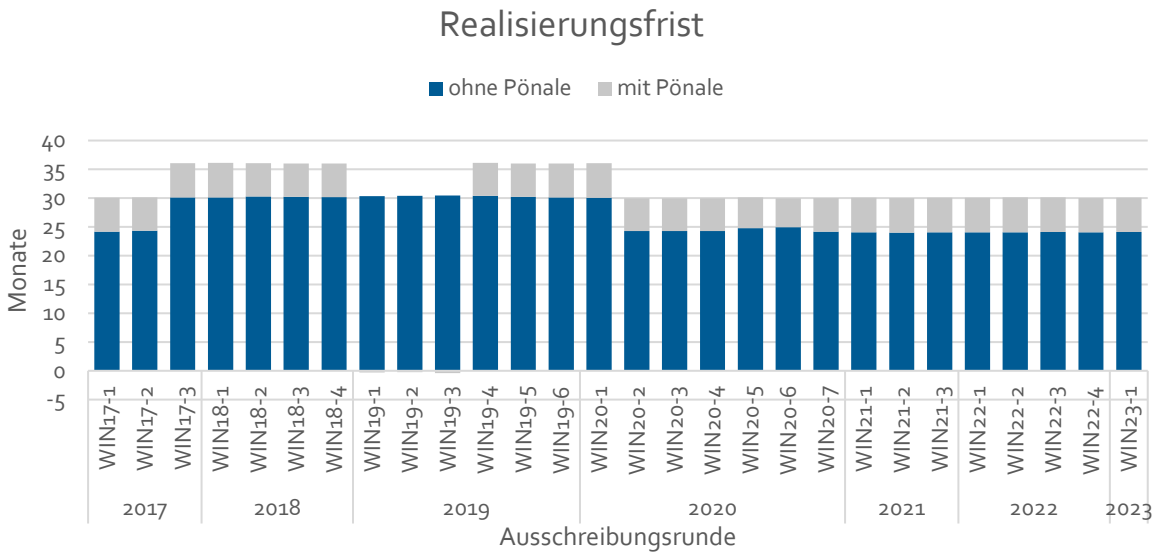
Gemäß § 36e EEG 2023 haben Bieter grundsätzlich 30 Monate Zeit, ihre Projekte zu realisieren, bevor der Zuschlag erlischt. Eine Übertragung der Zuschläge auf andere als in den Geboten angegebene Anlagen ist nicht zulässig. Innerhalb von 24 Monaten ist die Realisierung pönalfrei, danach greifen gemäß § 55 EEG 2023 zeitlich gestaffelte Strafzahlungen in Höhe von 10 bis

30 EUR/kW. Wird ein bezuschlagtes Projekt nicht realisiert, greift der Pönalen-Höchstsatz von 30 EUR/kW.[32]

Für die Gebotstermine 1. Februar, 1. Mai und 1. August 2019 galt davon abweichend grundsätzlich eine Realisierungsfrist von 24 statt 30 Monaten. Die temporäre Ausnahmeregelung, die im Zuge des Energiesammelgesetzes vom 17. Dezember 2018 [BGBl 2018] in das EEG 2017 aufgenommen wurde, sollte dem „Fadenriss"[33] in den Jahren 2019 und 2020 entgegenwirken.

Als Reaktion auf die Corona-Pandemie hat der Gesetzgeber die Realisierungsfrist im Mai 2020 für nicht erloschene Zuschläge, die in den Ausschreibungen vor dem 1. März 2020 erteilt wurden, um jeweils sechs Monate verlängert. Ferner hat die Bundesnetzagentur die Zuschlagsentscheidung für die Gebotstermine 1. März, 2. Juni und 1. Juli 2020 entgegen dem üblichen Vorgehen zunächst nicht im Internet bekanntgegeben. Die Fristen der erfolgreichen Bieter starteten damit (zugunsten der Bieter) erst mit der öffentlichen Bekanntgabe der Zuschläge im September 2020.

[32] Regelungen gegenüber EEG 2017 und EEG 2021 unverändert.
[33] Vgl. Abschnitte zu den Ausschreibungsmengen und den besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften.



Quelle: [BNetzA 2023c]. Eigene Darstellung.

Abbildung 57: Realisierungsfristen der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017–03/2022) inkl. Ausnahme- und Übergangsbestimmungen, exkl. besondere Bedingungen für Bürgerenergiegesellschaften und optionale Regelungen.

In Ausnahmefällen kann die Realisierungsfrist auf Antrag befristet verlängert werden. Gemäß § 36e EEG 2023 werden dabei gegenwärtig die folgenden beiden Tatbestände als Auslöser für Verzögerungen akzeptiert:

- Gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung wurde nach der Abgabe des Gebots ein Rechtsbehelf Dritter eingelegt.
- Über das Vermögen des Herstellers des Generators oder eines sonstigen wesentlichen Bestandteils der Windenergieanlage wurde ein Insolvenzverfahren eröffnet.

Nicht an entsprechende Bedingungen geknüpft war eine Verlängerungsoption, die mit dem Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022 in die Übergangsbestimmungen des EEG 2021 aufgenommen wurde. Demnach konnte die Bundesnetzagentur die Frist, nach der ein Zuschlag erlischt, auf Antrag einmalig um sechs Monate verlängern. Die Regelung war jedoch auf Zuschläge beschränkt, die vor dem 29. Juli 2022 erteilt wurden, und ist nicht ins EEG 2023 übertragen worden.

4.1.8. Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Zur Wahrung der Akteursvielfalt sah das EEG 2017 in seiner Urfassung vom 13. Oktober 2016 [BGBl 2016] umfassende Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften vor (zur Definition von Bürgerenergiegesellschaft siehe unten). Demnach war jede Bürgerenergiegesellschaft dazu berechtigt, Gebote für bis zu sechs Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von bis zu 18 MW bereits vor der Erteilung der Genehmigung einzureichen. Als materielle Qualifikationsbedingung genügte ein Gutachten über den zu erwartenden Stromertrag und

die Angabe der geplanten Anlagenanzahl. Ferner war durch Eigenerklärungen nachzuweisen, dass der Bieter die gesetzlichen Anforderungen für Bürgerenergiegesellschaften erfüllt und entweder Eigentümer der Fläche ist oder über eine entsprechende Zustimmung des Eigentümers verfügt. Eine feste Standortbindung leitete sich daraus nicht ab: Der erteilte Zuschlag war ausschließlich an den im Gebot angegebenen Landkreis gebunden. Die finanzielle Qualifikationsanforderung setzte sich abweichend vom Regelfall aus einer Erst- und einer Zweitsicherheit von jeweils 15 EUR/kW zusammen. Während die Erstsicherheit bei Gebotsabgabe zu entrichten war, wurde die Zweitsicherheit – die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung vorausgesetzt – zwei Monate nach der Erteilung der Genehmigung fällig. Statt nach dem Gebotspreisverfahren erfolgte die Preisbildung bei Bürgerenergiegesellschaften nach dem Einheitspreisverfahren, wonach alle Bieter den gleichen Zuschlagswert erhalten. Dieser richtete sich nach dem höchsten noch bezuschlagten Gebot der jeweiligen Auktionsrunde bzw. für Gebote im Netzausbaugebiet nach dem höchsten noch bezuschlagten Gebot in eben diesem. Ferner verlängerte sich die Realisierungsfrist um zwei Jahre und betrug damit insgesamt 54 Monate.

Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nr. 15 EEG 2017

> *Eine Bürgerenergiegesellschaft ist »jede Gesellschaft,*
>
> *a) die aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten Anteilseignern besteht,*
>
> *b) bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind, und*
>
> *c) bei der kein Mitglied oder Anteilseigner der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält,*
>
> *wobei es beim Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft ausreicht, wenn jedes der Mitglieder der Gesellschaft die Voraussetzungen nach den Buchstaben a bis c erfüllt«*

Nachdem Bürgerenergiegesellschaften die Ausschreibungen des Jahres 2017 dominierten, setzte der Gesetzgeber Teile der Ausnahmeregelungen ab 2018 außer Kraft – darunter insbesondere die Privilegien, ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung an den Ausschreibungen teilnehmen zu dürfen sowie die Verlängerung der Realisierungsfrist von 30 auf 54 Monate. Die übrigen Regelungen wie das Einheitspreisverfahren blieben dagegen unberührt.

Mit dem EEG 2023 wurden die besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften schließlich vollständig aufgehoben. Stattdessen sind

Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 MW seit dem 1. Januar 2023 vom Erfordernis der Ausschreibungsteilnahme ausgenommen (siehe Abschnitt 4.4.3).

4.2. Gemeinsame Ausschreibung

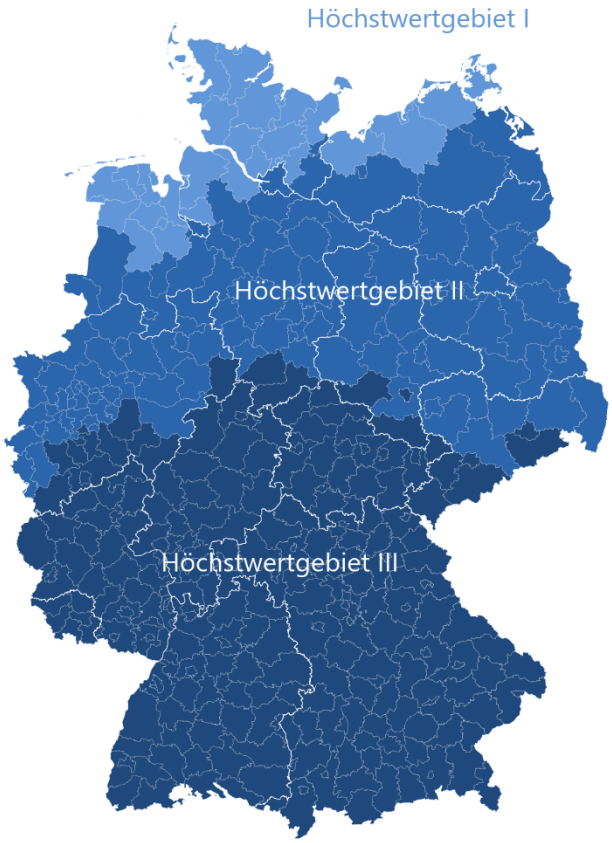
In den Jahren 2018 bis 2020 hat die Bundesnetzagentur gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführt. Die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens waren in der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) vom 10. August 2017 [BGBl 2017] geregelt. Da das Verfahren auf den Grundzügen der technologiespezifischen Ausschreibungen aufbaute, bestanden ferner zahlreiche Querbezüge zu den Regelungen des EEG 2017. Im Folgenden wird auf die zentralen Unterschiede zu den technologiespezifischen Ausschreibungen eingegangen. Der Fokus liegt auf den Ausschreibungsbedingungen für Windenergieanlagen an Land.

4.2.1. Ausschreibungsmengen

Die jährliche Ausschreibungsmenge betrug in den Jahren 2018 bis 2020 jeweils 400 MW und verteilte sich zu gleichen Teilen auf die Gebotstermine 1. April und 1. November.

4.2.2. Differenzierte Höchstwerte

Das Referenzertragsmodell wurde in den gemeinsamen Ausschreibungen nicht angewendet. Zuschlagswert und anzulegender Wert waren somit identisch. Um trotz standortabhängiger Kostenunterschiede Mitnahmeeffekte zu begrenzen, sah die GemAV regional differenzierte Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land vor. Abbildung 58 zeigt hierzu die Aufteilung Deutschlands in die drei Höchstwertgebiete nach Anlage 3 GemAV.



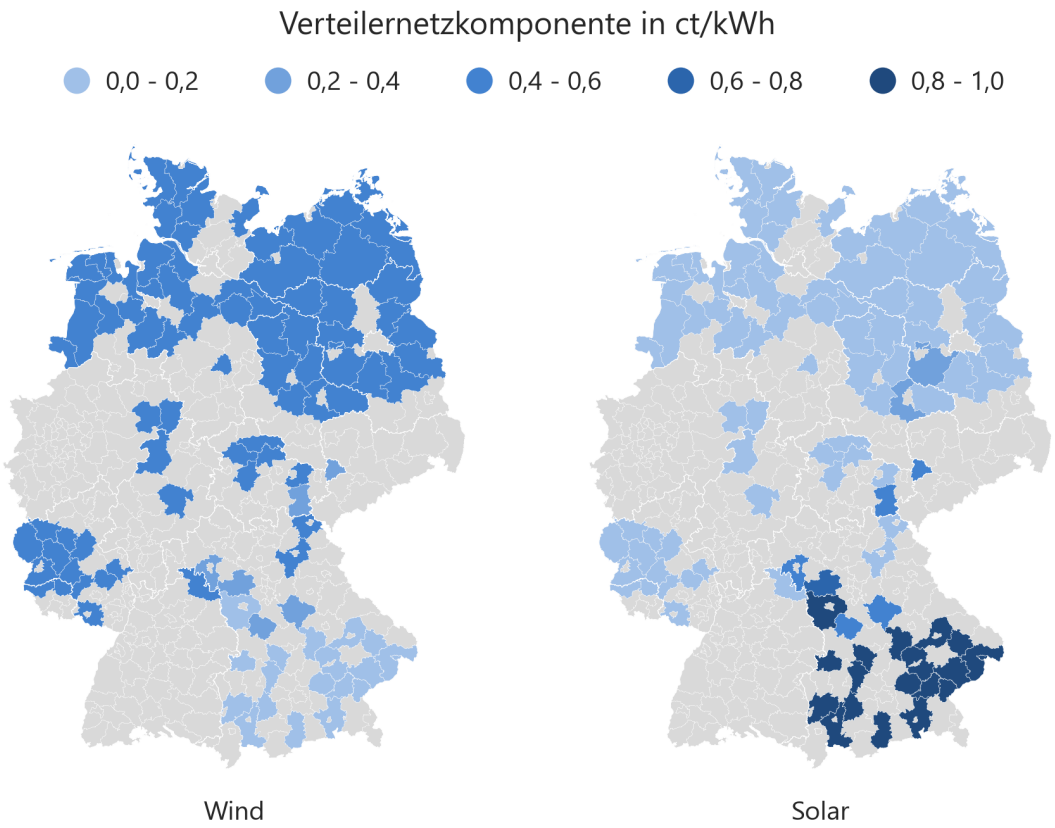
Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / [BKG 2017]. Eigene Darstellung.

Abbildung 58: Höchstwertgebiete für Windenergieanlagen an Land gemäß Anlage 3 GemAV

Die Höchstwerte waren an die Werte der technologiespezifischen Ausschreibungen gekoppelt, wobei diese für das Höchstwertgebiet II um 16 % und für das Höchstwertgebiet III um 29 % erhöht wurden. Für die beiden Gebotsrunden im Jahr 2018 galten hiervon abweichend standort- und technologie-übergreifend einheitliche Höchstwerte von 8,84 ct/kWh (April) bzw. 8,75 ct/kWh (November).

4.2.3. Verteilernetzkomponente

Eine weitere Besonderheit der gemeinsamen Ausschreibungen war die Anwendung der sogenannten Verteilernetzkomponente, mit der erstmals auch die Netzausbaukosten berücksichtigt wurden. Die Gebotswerte wurden mit einem Aufschlag belegt, wenn die zugrundeliegenden Anlagen in Landkreisen errichtet wurden, in denen die installierte Leistung der erneuerbaren Energien die Höchstlast bereits überschritt. Die Höhe des Aufschlags wurde für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen getrennt ermittelt, womit dem Ausbaustand der jeweiligen Technologie und dessen Einspeisecharakteristik Rechnung getragen wurde. Die Festlegung, welche Landkreise zu den Verteilernetzausbaugebieten zählten, sowie die Dimensionierung der Verteilernetzkomponenten oblag der Bundesnetzagentur. Abbildung 59 zeigt hierzu die Ergebnisse der am 30. August 2019 erfolgten Neufestlegung [BNetzA 2019].



Quelle: [BNetzA 2019]. Geobasisdaten: © GeoBasis-DE / [BKG 2018]. Eigene Darstellung.

Abbildung 59: Verteilernetzausbaugebiete und Verteilernetzkomponente für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen

4.3. Innovationsausschreibungen

Seit 2020 führt die Bundesnetzagentur Innovationsausschreibungen nach der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) durch. Eine Besonderheit des Ausschreibungsformats ist die Ausrichtung auf Anlagenkombinationen, das heißt den Zusammenschluss mehrerer Anlagen verschiedener erneuerbarer Energien sowie die Kombination von EE-Anlagen mit Energiespeichern. Mindestens eine Technologie muss dabei eine Windenergie- oder Photovoltaikanlage sein. Während sich im Jahr 2020 auch noch Einzelanlagen beteiligen konnten, sind die Ausschreibungen seit dem Jahr 2021 nur noch für Anlagenkombinationen zugänglich.

Bis zur vierten Änderung der InnAusV mit dem Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022 prägte zudem die Auszahlung der Fördermittel in Form einer fixen an Stelle einer gleitenden Marktprämie das Format der Innovationsausschreibungen.

Die tatsächlich ausgeschriebene Menge betrug in den Jahren 2020 bis 2022 650 MW, 500 MW bzw. 794 MW. Für das laufende Jahr 2023 ist eine Menge von 800 MW angesetzt.

Wie bei den technologiespezifischen Ausschreibungen werden die Gebotswerte durch einen Höchstwert begrenzt. Dieser betrug in den Jahren 2020 und 2021 einheitlich 7,5 ct/kWh und

verringerte sich für das Folgejahr 2022 auf 7,43 ct/kWh (-1 %). Da sich der Höchstwert bis einschließlich Inn22-1 auf die fixe Marktprämie bezieht, ist ein direkter Vergleich mit den Höchstwerten der technologiespezifischen Ausschreibungen nicht möglich. Für die Ausschreibungen des Jahres 2023 beträgt der Höchstwert nach Festlegung der Bundesnetzagentur vom 24. März 2023 9,18 ct/kWh [BNetzA 2023d].

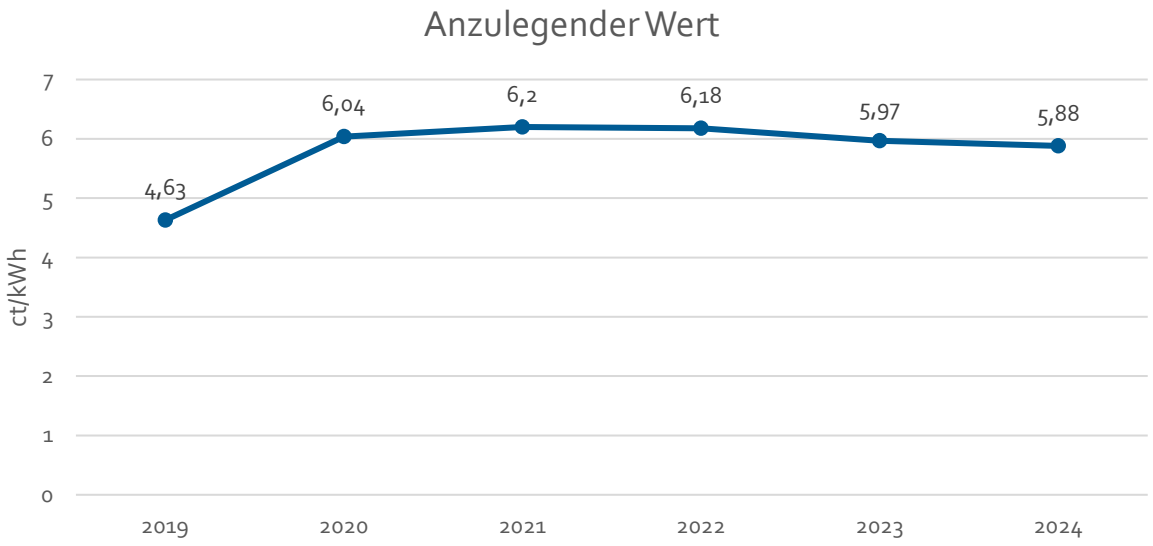
4.4. Ausschreibungsfreie Anlagen

4.4.1. Pilot-Windenergieanlagen

Um die Forschung und Entwicklung rund um die Windenergienutzung durch die wettbewerblichen Strukturen des Fördersystems nicht zu behindern, hat der Gesetzgeber Ausnahmen für Pilotwindenergieanlagen an Land geschaffen. Gemäß § 22 Abs. 2 EEG 2023 haben entsprechende Anlagen auch ohne die Teilnahme an Ausschreibungen Anspruch auf eine Förderung. Die Ausnahmen sind auf eine jährliche Gesamtleistung von 125 MW beschränkt. Es gilt das Windhundprinzip, wobei die Ansprüche nach dem Meldedatum der Inbetriebnahme im MaStR gereiht werden. Kann ein Anspruch aufgrund der jährlichen Kontingentierung in einem Jahr nicht geltend gemacht werden, rückt die Anlage auf eine Warteliste, die in den Folgejahren nach der zeitlichen Reihenfolge der Meldungen im MaStR aufgelöst wird.

Als Pilotwindenergieanlagen gelten gemäß § 3 Nr. 37 EEG 2023 die ersten zwei Windenergieanlagen eines Typs, die wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweisen und zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch einer Typenprüfung bzw. Einheitenzertifizierung bedürfen. Gleiches gilt für Windenergieanlagen, die vorwiegend zu Forschungs- und Entwicklungszwecken bzw. zur Erprobung von Innovationen eingesetzt werden. In beiden Fällen hat der Betreiber parallel zur Meldung der Anlage im MaStR der Bundesnetzagentur einen Nachweis darüber zu führen, dass die Anlage den gesetzlichen Anforderungen genügt. Für Prototypen ist hierzu eine Bestätigung einer akkreditierten Zertifizierungsstelle vorzulegen, bei Forschungsanlagen reicht dagegen eine Bescheinigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), die auf Antrag ausgestellt wird. Vor Inkrafttreten des EEG 2023 galt für Pilotwindenergieanlagen an Land eine Leistungsobergrenze von 6 MW.

Die Höhe des Zahlungsanspruchs folgte in den Jahren 2017 und 2018 den Regelungen des Übergangssystems. Seit dem 1. Januar 2019 entspricht der Zahlungsanspruch dem Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr. Zudem wird das Referenzertragsmodell angewendet. Die Sondereffekte in den technologiespezifischen Ausschreibungen, ausgelöst durch die Bürgerenergieregelungen in 2017 und die Unterzeichnungen in den Folgejahren, haben damit direkten Einfluss auf die Fördersätze der ausschreibungsfreien Anlagen genommen (siehe Abbildung 60). Diese sind von 4,63 ct/kWh für Inbetriebnahmen in 2019 am Referenzstandort (100 %-Standort) auf Werte zwischen 5,88 und 6,2 ct/kWh für Inbetriebnahmen in den Folgejahren 2020–2024 gestiegen.



Quelle: [BNetzA 2023a]. Eigene Darstellung

Abbildung 60: Vergütungshöhe für Strom aus Windenergieanlagen an Land 2019–2024, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen

4.4.2. Windenergieanlagen bis ein Megawatt

Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1 MW sind nach § 22 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2023 von der Teilnahme an den Ausschreibungen ausgenommen. Ihre Förderung ist – analog zu den Regelungen für Pilotwindenergieanlagen – an die Ausschreibungsergebnisse des Vorvorjahres gekoppelt (siehe Abschnitt 4.4.1). Vor Inkrafttreten des EEG 2023 lag die Leistungsschwelle nach § 22 Abs. 2 Nr. 1 bei 750 kW.

Das Referenzertragsmodell wird auch auf Windenergieanlagen an Land angewendet, die nicht an den Ausschreibungen teilnehmen, wobei für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 kW für die Berechnung des anzulegenden Werts angenommen wird, dass ihr Ertrag 50 % des Referenzertrags beträgt (siehe § 46 Abs. 3 EEG 2023). Im EEG 2017 wurde abweichend davon ein Ertrag von 70 % des Referenzertrags angenommen, im EEG 2021 ein Ertrag von 60 %.

4.4.3. Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften

Seit Inkrafttreten des EEG 2023 sind auch Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften mit einer Leistung bis einschließlich 18 MW vom Erfordernis der Ausschreibungsteilnahme ausgenommen (siehe § 22 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2023). Die Ausnahme ist gemäß § 22b Abs. 1 EEG 2023 an bestimmte Mitteilungspflichten geknüpft. Zudem dürfen die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen haben.

Die Bestimmung für den Begriff der Bürgerenergiegesellschaft wurde im EEG 2023 neu gefasst. Gemäß § 3 Nr. 15 EEG 2023 muss eine Bürgerenergiegesellschaft aus mindestens 50 natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten

Anteilseigner bestehen. Zudem müssen mindestens 75 % der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, deren Wohnsitz sich in einem Postleitzahlgebiet im Umkreis von 50 km um die Anlagen befindet. Neben den natürlichen Personen dürfen ferner ausschließlich Kleinstunternehmen, kleine oder mittlere Unternehmen und kommunale Gebietskörperschaften sowie deren rechtsfähige Zusammenschlüsse stimmberechtigt sein. Und schließlich darf kein Mitglied oder Anteilseigner der Gesellschaft mehr als 10 % der Stimmrechte halten.[34]

Bezüglich der Leistungsbeschränkung auf 18 MW sind darüber hinaus die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen nach § 24 EEG 2023 zu beachten. Demnach sind mehrere Windenergieanlagen an Land unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße einer Anlage gleichzusetzen, wenn sie innerhalb derselben Gemeinde errichtet und innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 km Luftlinie in Betrieb genommen worden sind.

4.5. Anlagen nach Ablauf der Förderung

Betreiber von Windenergieanlagen haben im Rahmen des EEG für den in ihren Anlagen erzeugten Strom einen Anspruch auf finanzielle Förderung. Die Förderdauer ist grundsätzlich auf 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres festgelegt. Für Anlagen, deren anzulegender Wert in einer Ausschreibung ermittelt wird, beginnt die fixe Förderdauer von 20 Jahren hingegen direkt ab Inbetriebnahme. Für Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2000 in Betrieb waren, gilt abweichend vom tatsächlichen Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000 als Jahr der Inbetriebnahme.

Seit dem Jahr 2020 läuft somit jährlich zum 31. Dezember für einen Teil der Windenergieanlagen der Förderanspruch aus. Da die Strompreise infolge der COVID-19-Pandemie vorübergehend eingebrochen waren, hatte der Gesetzgeber mit dem EEG 2021 jedoch eine befristete Übergangsregelung für ausgeförderte Anlagen geschaffen. Für Windenergieanlagen an Land sah das Gesetz gemäß § 23 Abs. 2 EEG 2021 zunächst zwei verschiedene Mechanismen vor:

1. Ausgeförderte Windenergieanlagen, deren ursprünglicher Zahlungsanspruch am 31. Dezember 2020 endete, konnten befristet bis zum 31. Dezember 2021 eine Einspeisevergütung in Höhe des Monatsmarktwertes zuzüglich eines zeitlich gestaffelten Aufschlags zwischen 0,25 und 1,0 ct/kWh in Anspruch nehmen.
2. Für ausgeförderte Windenergieanlagen, deren ursprünglicher Zahlungsanspruch am 31. Dezember 2020 oder 31. Dezember 2021 auslief, sollte die Bundesnetzagentur die

[34] Zu näheren Details siehe Wortlaut der Begriffsbestimmung im EEG 2023.

Höhe einer bis zum 31. Dezember 2022 befristeten Einspeisevergütung im Rahmen von Ausschreibungen ermitteln.

Letztere Anschlussregelung wurde beihilferechtlich nicht genehmigt und schließlich mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht [BGBl 2021] aus dem EEG gestrichen.

Im Jahr 2021 sind die Großhandelsstrompreise und Marktwerte für Windenergieanlagen an Land stark gestiegen – eine Marktentwicklung von der gegenwärtig alle Stromerzeuger, einschließlich ausgeförderter Windenergieanlagen an Land profitieren. Aus wirtschaftlicher Sicht sind damit die Voraussetzung für einen Weiterbetrieb der Anlagen ohne zusätzliche Förderung – für den Moment – gegeben.

Die allgemeinen EEG-Vorschriften zur Netzintegration gelten auch ohne die Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung [vgl. Hilpert 2018] und verlieren damit auch nach Ablauf der gesetzlichen Vergütungsdauer grundsätzlich nicht ihre Gültigkeit. Dies betrifft u. a.:

- den **Anspruch auf Netzanschluss** nach § 8 EEG**:** Netzbetreiber dürfen Anlagen auch nach Ablauf des Vergütungszeitraums nicht vom Netz nehmen [vgl. ebenfalls BWE 2017].
- den **Anspruch auf vorrangige Abnahme des Stroms** nach § 11 EEG**:** Netzbetreiber müssen Strom aus Weiterbetriebsanlagen weiterhin vorrangig physikalisch abnehmen. Die kaufmännische Abnahme (Vermarktung) obliegt dagegen dem Anlagenbetreiber.
- **Technische Vorgaben sowie Melde- und Registrierungspflichten:** Die Einhaltung technischer Vorgaben nach § 9 EEG gilt auch für Anlagen ohne Förderanspruch.

5. Ökonomische Aspekte

Im Folgenden wird die Kostensituation der Windenergie an Land betrachtet. Zur Herleitung typischer Stromgestehungskosten wird zunächst die Kostenstruktur aktueller Projekte dargestellt. Berücksichtigt werden dabei Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten, Finanzierungsparameter und Betriebskosten (Abschnitt 5.1). Darauf folgt die Betrachtung mittlerer Stromgestehungskosten und die Analyse des Einflusses verschiedener Parameteränderungen über Sensitivitätsanalysen (Abschnitt 5.2). Die erwartete Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus den erwarteten Erlösen und den Stromgestehungskosten (Abschnitt 5.3). Abschließend werden mögliche Kosten im Weiterbetrieb nach Ablauf der Förderung (Abschnitt 5.4) und Kosten im internationalen Kontext t (Abschnitt 5.5) betrachtet.

5.1. Kostenstruktur

Als Grundlage zur Betrachtung der Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland wird für die vorliegende Analyse eine entsprechende Datenbasis erhoben und ausgewertet. Im Folgenden wird die Datengrundlage sowie die sich ergebende Kostenstruktur beschrieben.

5.1.1. Datengrundlage

Den Kern der für die Analyse der Kostensituation der Windenergie an Land zur Verfügung stehenden Datengrundlage bilden die Ergebnisse aus Befragungen der verschiedenen Akteure des deutschen Windenergiemarktes in 2020, 2021 und 2022. Anstelle einer finalen Aktualisierung der Erhebung im Jahr 2023 wurde vor dem Hintergrund der Kostensteigerungen des Jahres 2022 der Status der Kostensituation im Herbst 2022 zuletzt erhoben. Zwischenergebnisse hierzu wurden bereits Ende 2022 in einem Kurzpapier veröffentlicht (vgl. [DWG 2022]). Ergänzt werden die im aktuellen Vorhaben erhobenen Daten durch die im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung des Erfahrungsberichts zum EEG 2014 bereits erfassten Informationen für Projekte mit Inbetriebnahmejahr ab 2019.

Die Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen werden im Rahmen einer Herstellerbefragung ermittelt. Die Gesamtinvestitionskosten, Finanzierungsparameter sowie Betriebskosten von aktuellen Windenergieprojekten werden durch Erhebungen bei Projektentwicklern und Betreibern erfasst. Ergänzt werden die Ergebnisse insbesondere hinsichtlich der Finanzierungsparameter durch eine Befragung von Banken, die Windenergieprojekte finanzieren.

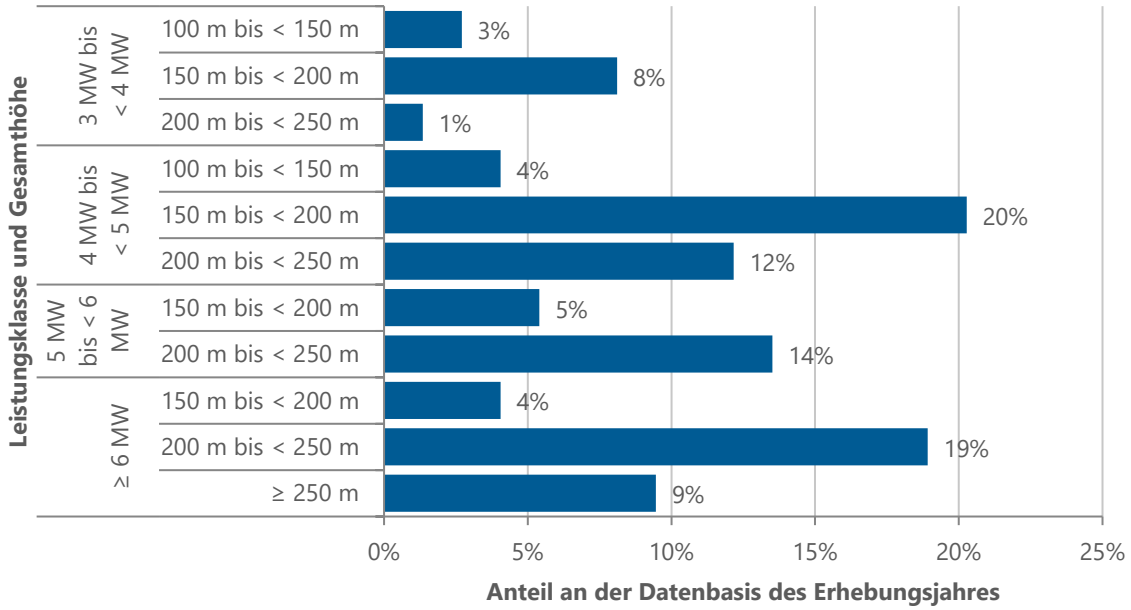
Im Bereich der Hauptinvestitionskosten wird in Abschnitt 5.1.2 ein Überblick über den aktuellen Kenntnisstand auf Basis der Herstellerbefragung gegeben, zudem werden die Kosten im Zeitverlauf ausgewiesen, wobei in der Regel jährliche Datensätze vorliegen. Zu den Investitionsnebenkosten und Betriebskosten werden in den Abschnitten 5.1.3 und 5.1.5 Auswertungen insbesondere differenziert für die Zeiträume 2019-2021 sowie 2022-2025 dargestellt, um die letzten beiden Erhebungszeiträume abzubilden und die Kostenentwicklungen der letzten Jahre sichtbar zu machen.

Im Folgenden wird ein Überblick über den Umfang und die Art der erzielten Datenrückläufe im Rahmen der Erhebungen bei den unterschiedlichen Branchenakteuren gegeben.

Befragung der Hersteller

Im Rahmen der Erhebung der Hauptinvestitionskosten bei Anlagenherstellern wurden jährlich Daten abgefragt. In die Stromgestehungskostenanalyse fließen die jeweils neuesten vorliegenden Daten ein. Daten der Vorjahre und aus Vorgängervorhaben werden für die Betrachtung der Kostenentwicklung im Zeitverlauf genutzt.

Im Rahmen der Erhebung Ende 2022 wurden von sechs Herstellern Daten geliefert. Die sich an der Datenerhebung beteiligenden Hersteller stehen gemeinsam für 98 % des Marktes, gemessen am Zubau im Jahr 2022. Auf Basis der Datenerhebung konnten Kostenangaben für 74 Anlagenkonfigurationen im Leistungsbereich von < 3 MW bis ≥ 6 MW gesammelt werden. Die folgende Abbildung 61 gibt nähere Hinweise zur Verteilung der vorhandenen Datensätze auf unterschiedliche Leistungsklassen und Nabenhöhen.



Datenbasis: 74 WEA-Konfigurationen

Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 61: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2022 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe

In der aktuellen Datenerhebung lag der Fokus auf Preisen, die zum Erhebungszeitpunkt (Q4 2022) verhandelt wurden und für die im Folgenden angenommen wird, dass sie nach etwa 2 Jahren installiert werden. Dies stellte eine Abweichung zu den vorherigen Erhebungen dar, deren Fokus auf für ein bestimmtes Inbetriebnahmejahr übliche Preise lag. Die Anpassung wurde aufgrund der zurzeit volatilen Preisentwicklungen notwendig. Änderungen, die sich zwischen dem Erhebungs- und dem Berichtszeitpunkt ergeben haben, können nicht abgebildet werden.

Anlagen mit einer Leistung von 1 bis ≤ 2 MW sind seit längerem auf dem deutschen Markt nicht mehr vertreten und entsprechend in der Kostendatenerhebung nicht enthalten. Inzwischen sind auch Anlagentypen mit weniger als einem Megawatt, die von einem der großen Multi-Megawatt-Anlagenherstellen bis vor einiger Zeit angeboten wurden, vom Markt genommen worden. Die Anlagenklasse von 2 MW bis < 3 MW ist zwar grundsätzlich auf dem Markt noch verfügbar, aufgrund des Fokus der Erhebung auf zukünftige Installationen wurden jedoch keine Daten zu diesen Typen gemeldet. Die Datensätze teilen sich auf vier Leistungssegmente auf: 3 MW bis < 4 MW (12 %), 4 MW bis < 5 MW (36 %), 5 MW bis < 6 MW (19 %), und ≥ 6 MW[35] (32 %). Die Datenbasis repräsentiert somit insbesondere die aktuell genehmigten Anlagen sowie die neuesten angekündigten Anlagentypen.

Neben der Einteilung in Leistungsklassen ist die Datenbasis nach Gesamthöhe gruppiert. Je nach betrachteter Leistungsklasse ergeben sich unterschiedliche Verteilungen auf die einzelnen Gesamthöhenklassen. Bezogen auf die gesamte Datenbasis aus der Herstellerbefragung 2022 weisen 7 % der Anlagenkonfigurationen eine Gesamthöhe von 100 bis <150 m auf. 38 % der Anlagen liegen im Bereich von 150 m bis < 200 m, 48 % – und damit die größte Kategorie – stellen Gesamthöben von 200 m bis < 250 m dar. Weitere 9 % der Anlagen in der Datenbasis verfügen über eine Gesamthöhe über 250 m. Die Verteilung der Anlagen in der Datenbasis auf Leistungs- und Gesamthöhenklassen ist in Abbildung 61 dargestellt.

Befragung der Projektierer

Im Vorhaben wurde bereits 2020 eine erste Kostendatenerhebung bei Projektierern von Windenergieprojekten durchgeführt. Vor dem Hintergrund des geringen Zubaus wurde die damalige Kostendatenerhebung zunächst rein schriftlich ohne aufwendige telefonische Datenakquisition ausgestaltet. Im Jahr 2021 wurde eine größer angelegte Erhebung mit entsprechender intensiver Datenakquisition vorgenommen, mit der die Datenbasis weiter ergänzt werden konnte. Die Rücklaufquote bezogen auf die Anzahl der kontaktierten Unternehmen betrug in der Erhebung aus 2021 insgesamt 15 %. Vor dem Hintergrund der Kostensteigerungen, die 2022 in allen Bereichen auftraten, wurde die abschließende Kostenerhebung vorgezogen und bereits Ende 2022 angestoßen. In einem im Dezember 2022 veröffentlichten Kurzpapier [vgl. DWG 2022] lagen die hier berücksichtigten, von den Projektentwicklern übermittelten Daten noch nicht vor, entsprechend wurden Annahmen für die Höhe von Investitionsnebenkosten und Betriebskosten getroffen. In die vorliegende aktualisierte Auswertung sind hingegen alle übermittelten Datensätze eingegangen. Der Datenbasis wurden zudem Projekte hinzugefügt, die bereits im Jahr 2018 im Vorgängervorhaben mit geplanter Inbetriebnahme in den Jahren 2019 und 2020 erfasst wurden. Weiterhin wurden Informationen zur Kostensituation von Projekten mit

[35] Die Leistungsklasse ≥ 6 MW umfasst Windenergieanlagen bis einschließlich 7,2 MW.

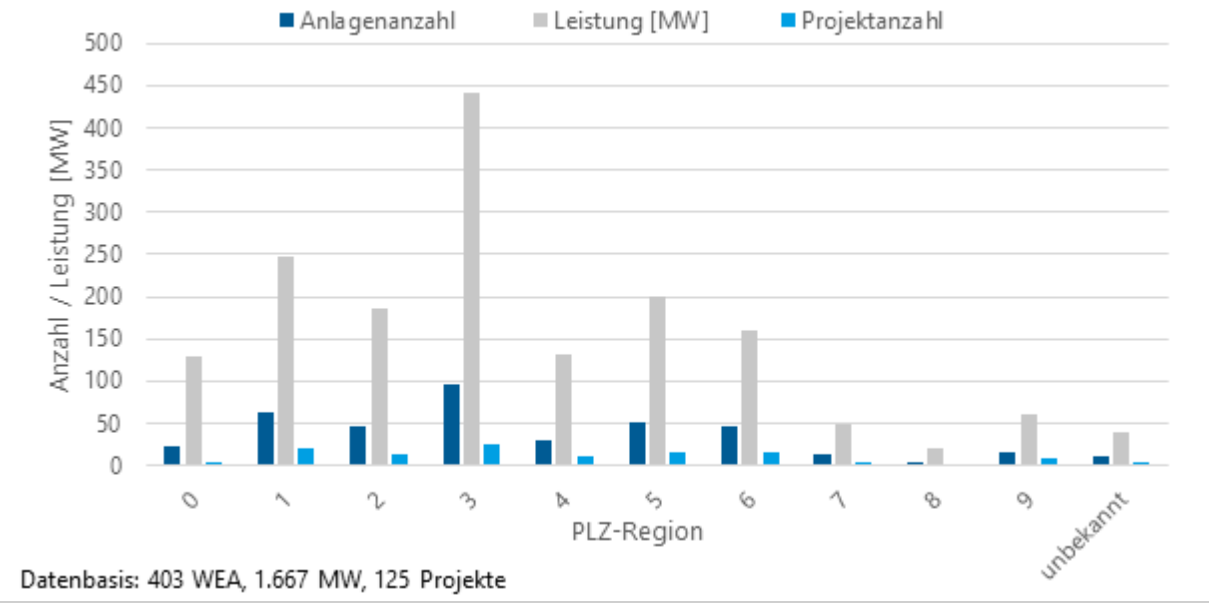
Inbetriebnahme in 2019 bis 2021 aus öffentlich zugänglichen Quellen erfasst und der Datenbasis hinzugefügt.

Im Ergebnis umfasst die Datenbasis für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2019 bis 2025 insgesamt 403 WEA mit einer Leistung von 1.667 MW in 125 Projekten. Dies entspricht einem Anteil von 10 % der Leistung der seit 2019 tatsächlich errichteten Windenergieanlagen und der im MaStR gemeldeten Genehmigungen. Nur bezogen auf den Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2022 liegt der Anteil bei 14 %. Für alle erfassten Datensätze sind mindestens die Gesamtinvestitionskosten oder die jährlichen Betriebskosten auswertbar. Die meisten Datensätze umfassen jedoch weitaus detailliertere Informationen zu den Anteilen unterschiedlicher Kostenpositionen. Die Datensätze werden so aggregiert, dass möglichst viele der übermittelten Informationen in die Analyse einfließen können.

Für alle Postleitzahlregionen (PLZ-Region) Deutschlands wurden Daten erfasst. Einige Datensätze wurden ohne Zuordnung zu einer PLZ-Region geliefert, für andere konnten aus einer Angabe des Bundeslandes oder der Region Rückschlüsse auf die PLZ-Region getroffen werden. Die größte Datenbasis besteht für die Postleitzahl-Regionen 3, ebenfalls mindestens 100 MW umfasst die Datenbasis für die PLZ-Regionen 0 bis 2 und 4 bis 6. Eher wenige Daten beziehen sich hingegen auf die PLZ-Regionen 7, 8 und 9.

Der erzielte bzw. erwartete Zubau verteilt sich im Betrachtungszeitraum ebenfalls nicht gleichmäßig über die Regionen. Projekte mit Inbetriebnahme seit 2019 sowie zum Analysezeitpunkt aktuelle Genehmigungen häufen sich analog zur Datenbasis in den PLZ-Regionen 2 und 3 und sind in den PLZ-Gebieten 6 bis 9 deutlich niedriger als in den anderen Regionen. Im Großen und Ganzen zeigt der Vergleich der Kosten-Datenbasis mit den Inbetriebnahmen und Genehmigungen ab 2019 eine relativ gute Übereinstimmung. Abweichungen gibt es insbesondere für die PLZ-Region 2, die in der Kosten-Datenbasis unterrepräsentiert ist, sowie in den Regionen drei und sechs, die in der Datenbasis überrepräsentiert werden.

Da die Datenbasis naturgemäß nur einen kleineren Teil des Realzubaus abdeckt (hier 10 %), bewegen sich die genannten Abweichungen hinsichtlich der Verteilung auf die PLZ-Regionen in einem erwartbaren Rahmen. Abbildung 62 gibt nähere Informationen zur geografischen Verteilung der vorhandenen Datensätze für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2019 bis 2025.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 62: Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis2025 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen

Befragung von Banken

Die Finanzierungsparameter von Windenergieprojekten in Deutschland wurden mittels einer Bankenbefragung ermittelt. Im Rahmen dieser wurden im Sommer 2021 insgesamt 17 Banken telefonisch und per E-Mail kontaktiert. Davon haben sich acht Banken, die in den Jahren 2019 bis 2021 Windenergieprojekte mit einem Volumen von insgesamt knapp 1,5 GW (teil-)finanziert haben, an der Erhebung beteiligt. Als Grund für eine Nichtteilnahme an der Erhebung gaben mehrere Banken an, dass sie im relevanten Zeitraum in den Jahren 2019 bis 2021 keine langfristigen Finanzierungen für neue Windenergieprojekte in Deutschland abgeschlossen haben. Mit einzelnen Akteuren wurden ergänzend zur schriftlichen Befragung telefonische Interviews durchgeführt. Im Rahmen der Aktualisierung im Jahr 2023 wurden statt einer schriftlichen Erhebung Interviews mit einigen Banken zur Validierung der von Projektentwicklern zur Finanzierung gemachten Angaben durchgeführt.

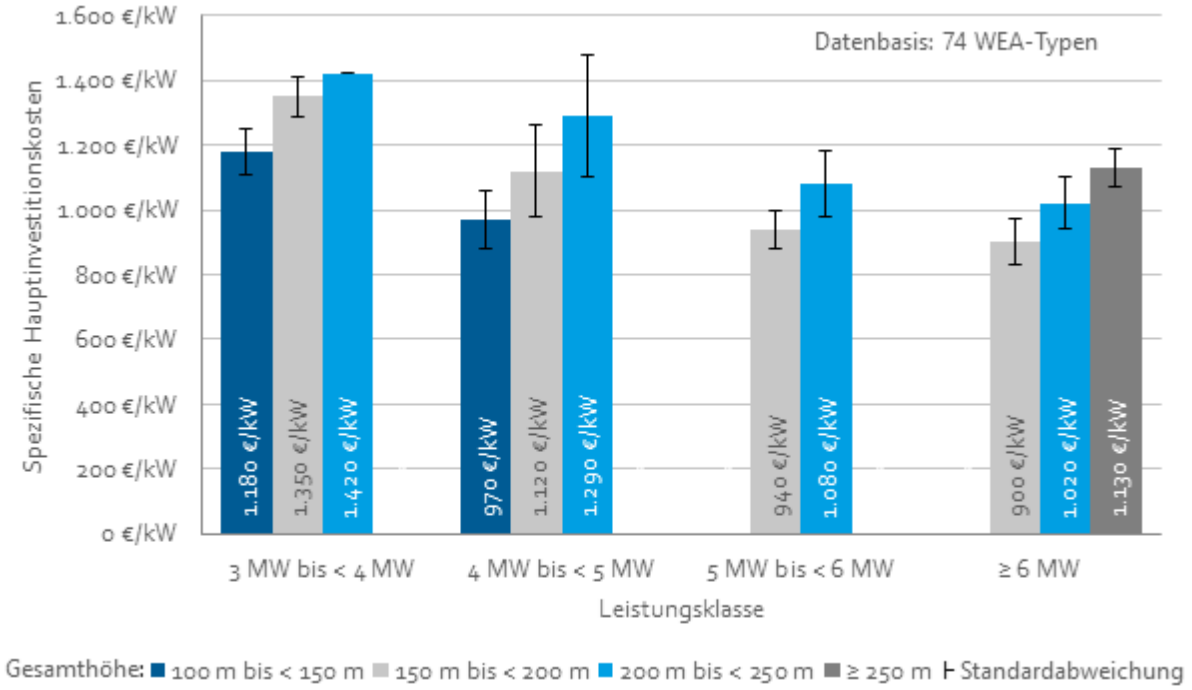
5.1.2. Hauptinvestitionskosten

Die Hauptinvestitionskosten umfassen neben der Windenergieanlage selbst die Logistik- und Transportkosten der Anlagen zum jeweiligen Projektstandort sowie die Installationskosten. Üblicherweise werden diese Kosten vom Hersteller getragen und in die Anlagenpreise einkalkuliert. Die Kosten für die Bereitstellung und Errichtung der nötigen Infrastruktur sowie der Netzanschlüsse sind hingegen Bestandteil der Investitionsnebenkosten. Die Kosten für die Fundamente der Anlagen sind in einigen Fällen Bestandteil des Anlagenpreises, in anderen werden diese separat ausgewiesen. Im Rahmen der vorliegenden Analyse werden die Fundamentkosten gesondert im Rahmen der Investitionsnebenkosten betrachtet (siehe hierzu Abschnitt 5.1.3). Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse der Datenerhebung zu den Hauptinvestitionskosten vorgestellt.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die Hauptinvestitionskosten wurden auf Basis einer Abfrage bei den auf dem deutschen Markt aktiven Herstellern von Windenergieanlagen erhoben. Die ermittelten durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung werden in Abbildung 63 differenziert nach je vier Leistungs- und Gesamthöhenklassen dargestellt. Die Gesamthöhe setzt sich aus der Nabenhöhe und dem Rotordurchmesser zusammen. Steigende Gesamthöhen resultieren folglich entweder aus steigenden Nabenhöhen, steigenden Rotordurchmessern oder einer Kombination beider Aspekte. Innerhalb einer Leistungsklasse ist der treibende Faktor für eine steigende Gesamthöhe die Erhöhung der Nabenhöhe. Innerhalb einer gesamten Klasse hingegen steigt mit zunehmender Anlagenleistung vorrangig die Größe des Rotors.

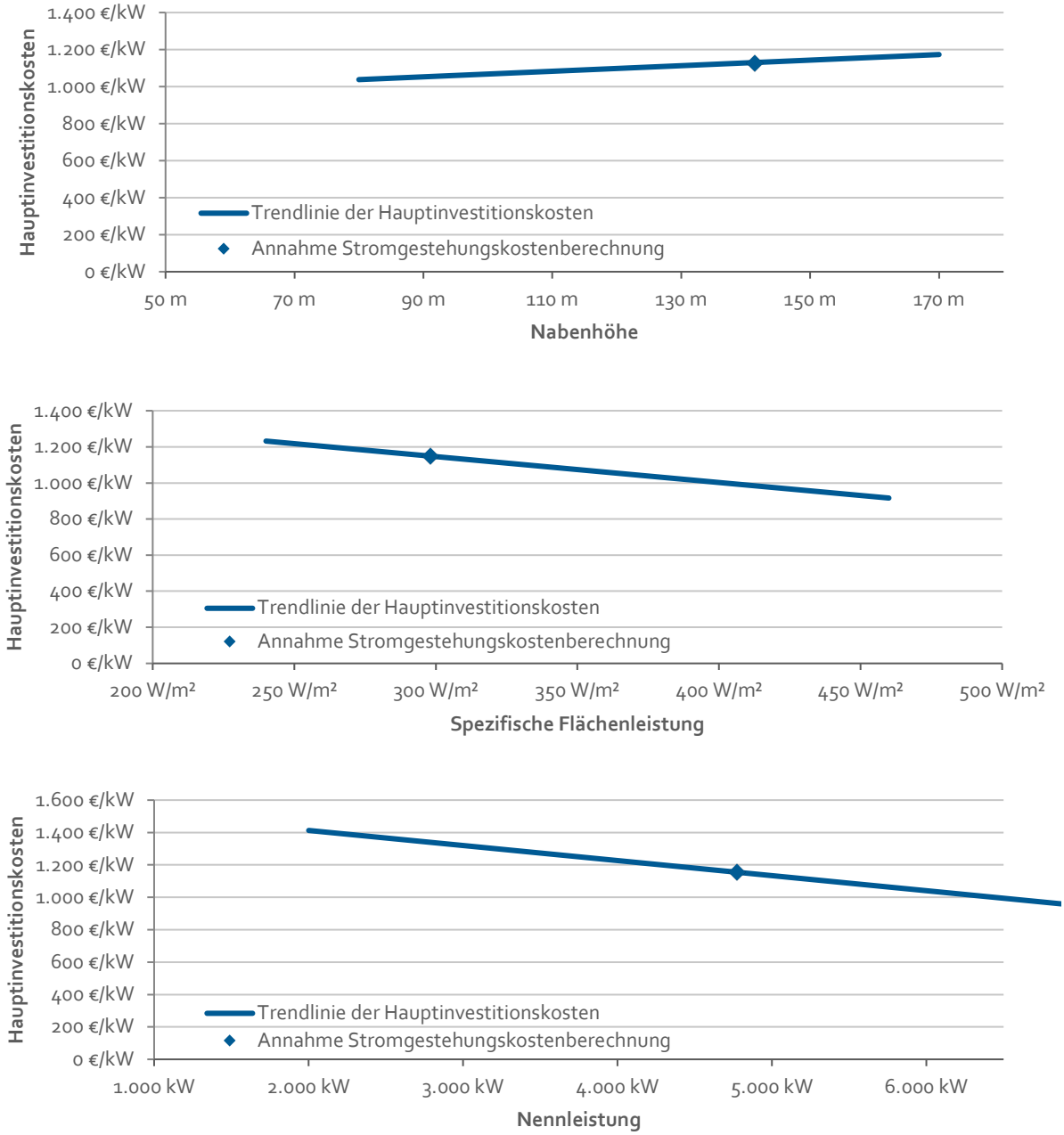
Kostenunterschiede zwischen den unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen sind in der Darstellung in Abbildung 63 hinsichtlich der Gesamthöhe und der Leistungsklasse sichtbar. Mit zunehmender Gesamthöhe steigen die spezifischen Hauptinvestitionskosten innerhalb einer Leistungsklasse. Mit zunehmender Anlagenleistung sinken die spezifischen Kosten. Der Skaleneffekt, der die sinkenden spezifischen Kosten bei steigender Leistung verursacht, ist insbesondere in den Leistungsklassen zwischen 3 und 6 MW gut sichtbar. Der Effekt flacht in der Leistungsklasse ab 6 MW etwas ab. Zum einen ist die Leistungssteigerung gegenüber der vorhergehenden Leistungsklasse weniger erheblich, zum anderen handelt es sich bei den Anlagen ab 6 MW um die neueste Anlagengeneration, für die langfristig weitere Kostensenkungen zu erwarten sind. Die erheblichen Skaleneffekte werden erst seit einigen Jahren beobachtet, zuvor verfügte üblicherweise die am Markt am stärksten etablierte Anlagenklasse über die niedrigsten spezifischen Hauptinvestitionskosten. Die Standardabweichung der Kosten innerhalb der einzelnen Nabenhöhen- und Leistungsklassen liegt dabei zwischen 4 und 14 %.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 63: Spezifische Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe

In Abbildung 64 sind zusätzlich Trendlinien für die spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der Nennleistung und der spezifischen Flächenleistung dargestellt. Mit Hilfe dieser Trendlinien lassen sich mittlere Hauptinvestitionskosten für beliebige Anlagenkonfigurationen unter Berücksichtigung von Nabenhöhe, spezifischer Flächenleistung und Nennleistung ermitteln. Im vorliegenden Bericht werden die Trendlinien zur Herleitung der Kosten für die Stromgestehungskostenanalyse herangezogen. Zur Einordnung werden die jeweils für den Zeitraum 2022-2025 ausgewählten mittleren Konfigurationen hervorgehoben. Diese basieren auf den mittleren 2022 und 2023 zum Berichtszeitpunkt installierten und bereits genehmigten Windenergieanlagen.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 64: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten Q4 2022 in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der spezifischen Flächenleistung und der Nennleistung

Wie die Trendlinien in Abbildung 64 zeigen, steigen die Hauptinvestitionskosten tendenziell mit der Nabenhöhe an. Mit zunehmender spezifischer Flächenleistung sowie mit zunehmender Nennleistung nehmen die spezifischen Hauptinvestitionskosten hingegen ab. Die Abweichung der von den Herstellern gemeldeten einzelnen Kostendaten beträgt gemessen an den mittels Trendlinien erzeugten Kostendaten bei Berücksichtigung der spezifischen Flächenleistung, der Nabenhöhe und der Nennleistung der Anlagen etwa 12 %.

Da sich anhand der Trendlinien der Herstellerangaben mittlere Hauptinvestitionskosten für beliebige Anlagenkonfigurationen ermitteln lassen, ist auf dieser Basis ein Abgleich mit den

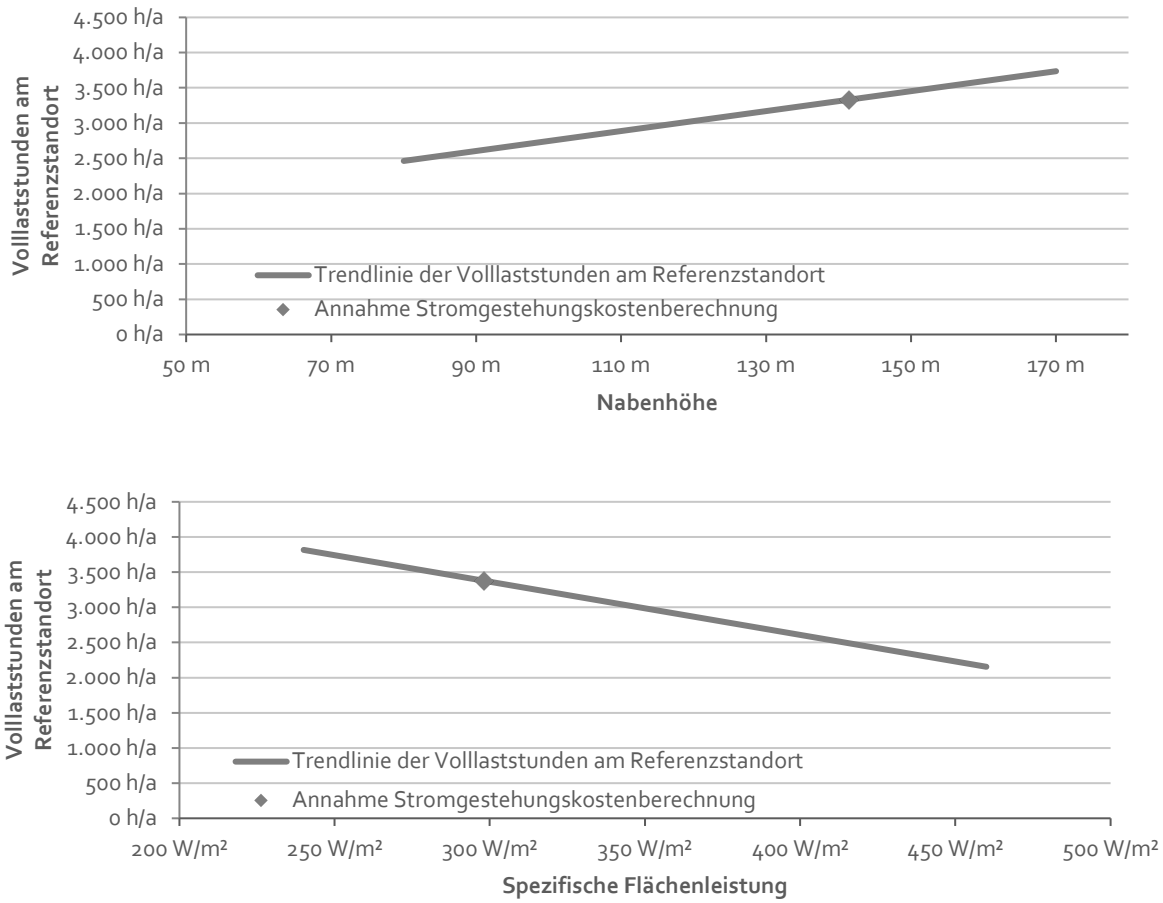
durch die Projektierer gemeldeten Projektdaten möglich. Dieser wurde auf Basis der Daten aus 2021 durchgeführt, da zu diesem Zeitpunkt aktuelle Kostendaten sowohl von Herstellern als auch Projektierern vorlagen. So konnte eine Validierung von Projektierer- und Herstellerdatenmeldungen erfolgen. Die Abweichung der auf Basis der Trendlinien der Herstellerdaten aus 2021 hergeleiteten Hauptinvestitionskosten von den projektspezifisch gemeldeten Kostendaten der Projektentwickler liegt im Mittel bei 11 %, dabei liegen einzelne Projektiererangaben sowohl über als auch unter den aus den Herstellerangaben abgeleiteten Werten. Die Abweichungen liegen insgesamt im zu erwartenden Rahmen und können z. B. durch unterschiedlich stark repräsentierte Hersteller und Anlagentypen sowie -spezifikationen, unterschiedliche Abnahmemengen bzw. unterschiedliche Verhandlungspositionen bedingt sein. Da die Herstellerdaten einen größeren Marktanteil abdecken als die Stichprobe der Projektiererdaten, ist es zielführend, für weitere Berechnungen diese zu verwenden. Aufgrund der erheblichen Preisveränderungen im Jahr 2022 ist ein entsprechender Abgleich mit den Projektiererdaten nicht zielführend, da Abweichungen eher aus der in kurzer Zeit erfolgten Preissteigerung resultieren. Es ist davon auszugehen, dass den Herstellern die besten Informationen zu den abgerufenen Preisen für die Anlagen vorliegen. Die dynamische Entwicklung der Preise macht jedoch auch den Hinweis erforderlich, dass die abgerufenen Herstellerdaten den Preis zum Jahresende 2022 abbilden, weitere seither erfolgten Preisanpassungen sind nicht auszuschließen.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 5.2 werden die Trendlinien der durch die Hersteller mitgeteilten Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit der Nabenhöhe, der Nennleistung und der spezifischen Flächenleistung genutzt, um detaillierte Annahmen für die mittleren Kosten einer Windenergieanlage mit definierter Konfiguration zu treffen. In Abbildung 64 ist die entsprechende Konfigurationsauswahl für die Stromgestehungskostenberechnung bereits markiert.

Volllaststunden der WEA in der Kostendatenbasis am Referenzstandort

Für jeden Windenergieanlagentyp können auf Basis der Leistungskurve in Verbindung mit definierten Ausgangsannahmen Angaben zu den kalkulierten Volllaststunden am Referenzstandort gemacht werden. Diese Annahme ist für die spätere Stromgestehungs-kostenermittlung entscheidend, da hierdurch die Ertragsseite bestimmt wird. Die Herleitung einer Annahme für die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort muss technologieabhängig erfolgen und wird ebenfalls auf Basis der in der Kostendatenbank enthaltenen Anlagenkonfigurationen in Abhängigkeit von den Parametern spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe getroffen. Die Nennleistung der Windenergieanlagen wird bei der Herleitung der Volllaststunden am Referenzstandort nicht berücksichtigt, da sie nicht ausschlaggebend für die relativen Energieerträge (Volllaststunden), sondern für den absoluten Energieertrag ist. Die mit der Nennleistung steigenden Volllaststunden am Referenzstandort sind auf die Korrelation zwischen höherer Nennleistung und höheren Nabenhöhen und Rotordurchmessern zurückzuführen. Die folgende Abbildung 65 stellt entsprechend die

Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort in Abhängigkeit von Nabenhöhe und Rotordurchmesser dar.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 65: Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus Q4 2022 in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung

Wie die spezifischen Hauptinvestitionskosten steigen auch die Volllaststunden am Referenzstandort mit zunehmender Nabenhöhe und Rotordurchmesser bzw. mit abnehmender spezifischer Flächenleistung. Die entsprechenden aus der Herstellererhebung resultierenden Trendlinien sind in Abbildung 65 dargestellt. Die Abweichung der für die einzelnen Anlagentypen angesetzten Volllaststunden beträgt gemessen an den mittels Trendlinien erzeugten Volllaststunden am Referenzstanddort bei Berücksichtigung der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe der Anlagen etwa 5 %.

Tendenziell ist der Anstieg der Volllaststunden am Referenzstandort größer als der Anstieg der Hauptinvestitionskosten. Somit werden im Allgemeinen Mehrkosten von höheren Anlagen mit größeren Rotoren durch höhere Energieerträge ausgeglichen, die Investition in entsprechende teurere Konfigurationen lohnt sich (vgl. hierzu Abschnitt 5.2.3). In der Praxis ist dieser allgemeine Effekt einer Einzelfallprüfung zu unterziehen, da die tatsächlichen zu erwartenden

Energieerträge durch unterschiedliche Windverhältnisse oder die Ertragssteigerungen durch vom Referenzstandort abweichende Höhenprofile beeinflusst werden.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 5.2 werden die Trendlinien in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung genutzt, um detaillierte Annahmen für die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort bei einer vordefinierten Konfiguration zu treffen. Die entsprechende Konfigurationsauswahl für die Stromgestehungskostenberechnung ist in Abbildung 65 hervorgehoben.

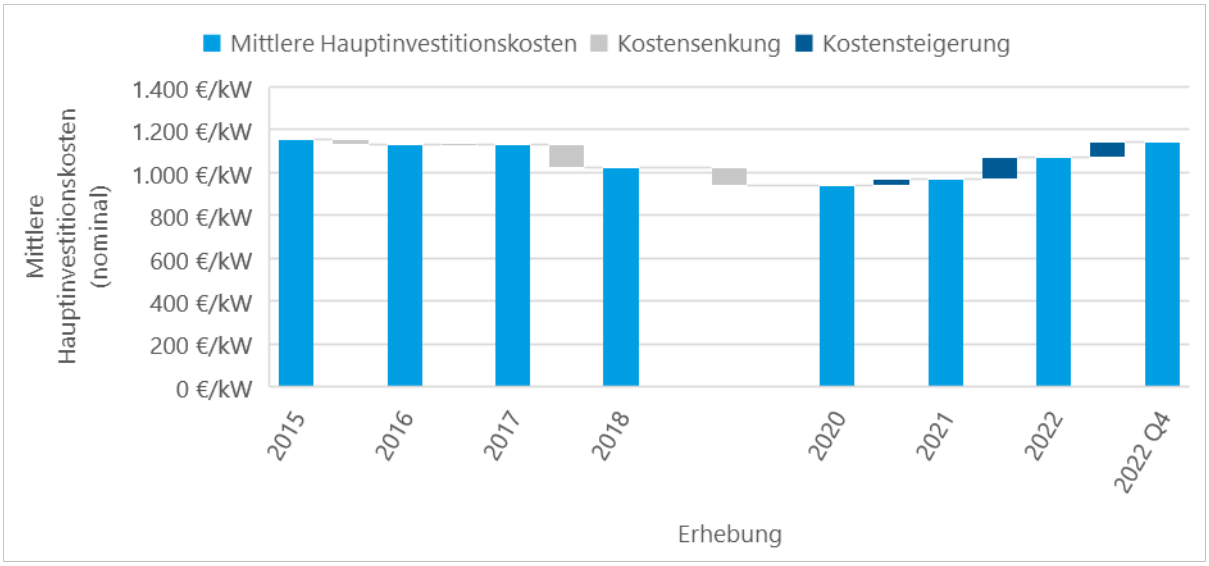
Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Die spezifischen Hauptinvestitionskosten sind in der Vergangenheit im Zeitverlauf von 2015 bis 2020 regelmäßig gesunken, 2021 stagnierte die Kostensenkung, und 2022 wurde eine Erhöhung der Kosten festgestellt, welche im Rahmen einer zweiten Datenerhebung im Jahr 2022 mit Fokus auf die in den kommenden Jahren zu installierenden Windenergieanlagen noch stärker ausfiel. In Abbildung 66 wird die nominale Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten für die im jeweiligen Jahr durchschnittliche Anlagenkonfiguration dargestellt.

Von 2015 bis 2020 wurde im Mittel bezogen auf die jeweils mittlere installierte Konfiguration eine Kostensenkung von 4 % pro Jahr erreicht. Zwischen 2017 und 2018 wurde dabei die größte Kostensenkung festgestellt, diese lag bei 10 % gegenüber dem Vorjahr. Unter anderem können Entwicklungen in der Technologie, große Zubaumengen und der durch die Einführung der Ausschreibungen verursachte Kostendruck als Einflussfaktoren angeführt werden. In den zwei Jahren zwischen 2018 und 2020 wurden weitere moderatere Kostensenkungen festgestellt. In diesem Zeitraum sanken die Zubaumengen deutlich ab und die Ausschreibungsrunden für Windenergie waren unterzeichnet. Der Wettbewerb zwischen den verschiedenen auf dem deutschen Markt aktiven Herstellen um die wenigen Projekte wuchs. Im Betrachtungszeitraum wurden die niedrigsten nominalen Hauptinvestitionskosten 2020 beobachtet. Nach einer nominalen Kostensteigerung von 2020 auf 2021 (+4 %), stiegen die Kosten von 2021 auf 2022 zunächst um 12 % an, die erneute Erhebung zum Jahresende (mit Fokus auf Inbetriebnahme in den kommenden Jahren) ergab eine weitere Steigerung um 8 %. Bereits 2021 hatte die Herstellerbefragung ergeben, dass Kostensteigerungen aufgrund von steigenden Kosten auf den Rohstoffmärkten und im Bereich Logistik aufgetreten waren und künftig verstärkt durch die Anlagenpreise widergespiegelt werden würden. Der Anfang 2022 durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine ausgelöste Schock auf die Märkt verstärkte diese Entwicklungen erheblich.

Dargestellt sind in Abbildung 66 die jährlichen Erhebungszeiträume von 2015-2022 mit Ausnahme des Jahres 2019. In diesem Jahr wurde keine Erhebung durchgeführt. Abhängig davon, welche Anlagentypen im jeweiligen Erhebungszeitraum verfügbar waren, sind Anlagen der größeren Leistungsklassen erst in späteren Jahrgängen in den der Auswertung zugrundeliegenden Kostendaten enthalten. Die ab 2021 zu beobachtenden Kostensteigerungen entsprechen annähernd der allgemeinen Teuerung über den Zeitraum. Die

technische Weiterentwicklung der Anlagen konnte diesen Kostensteigerungen nicht entgegenwirken.



Datengrundlage: Eigene Berechnung. Quelle: Eigene Darstellung.
Erhebung Q4 2022 für bereits genehmigte und im Q1 2023 installierte Windenergieanlagen angesetzt

Abbildung 66: Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration

Im Rahmen der Kostendatenerhebung im Frühjahr 2022 wurden die Hersteller der Anlagen zu den Gründen für die Kostensteigerungen befragt. Im Allgemeinen wurden die COVID-Pandemie, der Krieg in der Ukraine und die Inflation als Gründe angeführt. Alle Hersteller, die Gründe angaben, führten den Anstieg von Material- und Rohstoffpreisen sowie gestiegene Transportkosten auf. Die Beschaffungskosten für die benötigten Rohstoffe, Materialien und Vorprodukte wirken sich direkt auf die Anlagenpreise aus. Bereits im Rahmen der Beschaffung wirken zudem gestiegene Kosten in der internationalen Logistik. In diesem Zusammenhang wurden zudem die auf Beschluss der europäischen Kommission erhobenen Zusatzzölle für bestimmte Stahlerzeugnisse, die insbesondere im Turmbau Verwendung finden, angeführt. In den ausgewiesenen Hauptinvestitionskosten sind Transport und Installation inbegriffen, und auch hier wirken sich die gestiegenen Transportkosten (aktuell beispielsweise aufgrund gestiegener Kraftstoffkosten) auf den Preis aus. Weiterhin wird Personalmangel sowohl im Bereich der Logistik als auch im Bausektor als Kostentreiber identifiziert.

Zukünftige Kostenentwicklung

Im Rahmen der Herstellerbefragung im Jahr 2022 wurde die künftige Entwicklung der Hauptinvestitionskosten adressiert. Über die befragten Hersteller ließ sich kein völlig eindeutiges Bild der weiteren Kostenentwicklung ableiten. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass weitere Kostensteigerungen möglich sind. Dies wird durch die allgemein erwartete Inflation und die noch nicht absehbaren weiteren Auswirkungen des Angriffskriegs auf die Ukraine begründet. Den aktuell steigenden Kosten für Windenergieanlagen steht der erwartete Anstieg der Nachfrage aufgrund der politischen Entscheidungen zu einem gesteigerten Zubau gegenüber. Eine erhöhte Nachfrage könnte zu Engpässen seitens der

Zulieferer führen oder bereits vorliegende Kostentreiber bezüglich eines Personalmangels im Bereich Bau und Logistik verschärfen. Deutliche Kostensenkungen werden deshalb kurzfristig nicht erwartet, weitere Kostensteigerungen sind, insbesondere aufgrund der Abhängigkeit von den Rohstoffmärkten, möglich. Voraussetzung für eine Stabilisierung der Hauptinvestitionskosten wäre eine vorteilhafte Entwicklung von Rohstoff- und Transportkosten, die aktuell schwer absehbar ist.

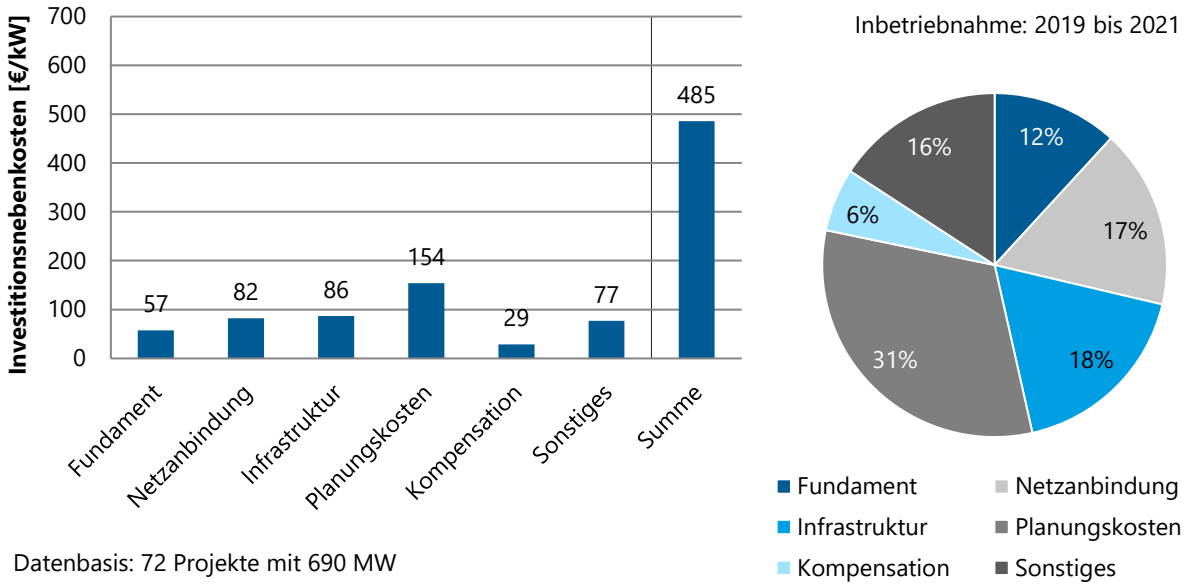
5.1.3. Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten beinhalten alle Kosten, die neben den Hauptinvestitionskosten für die Anlage selbst bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen. Dazu zählen die Kosten für das Fundament, die Netzanbindung, Planungskosten, Erschließungskosten (Infrastruktur) sowie Kosten für Kompensationsmaßnahmen. Unter den sonstigen Kosten werden weiterhin verschiedene Posten zusammengefasst, die durch die Befragten nicht eindeutig einer der Kategorien zugeordnet werden konnten.

Ergebnisse der Datenerhebung

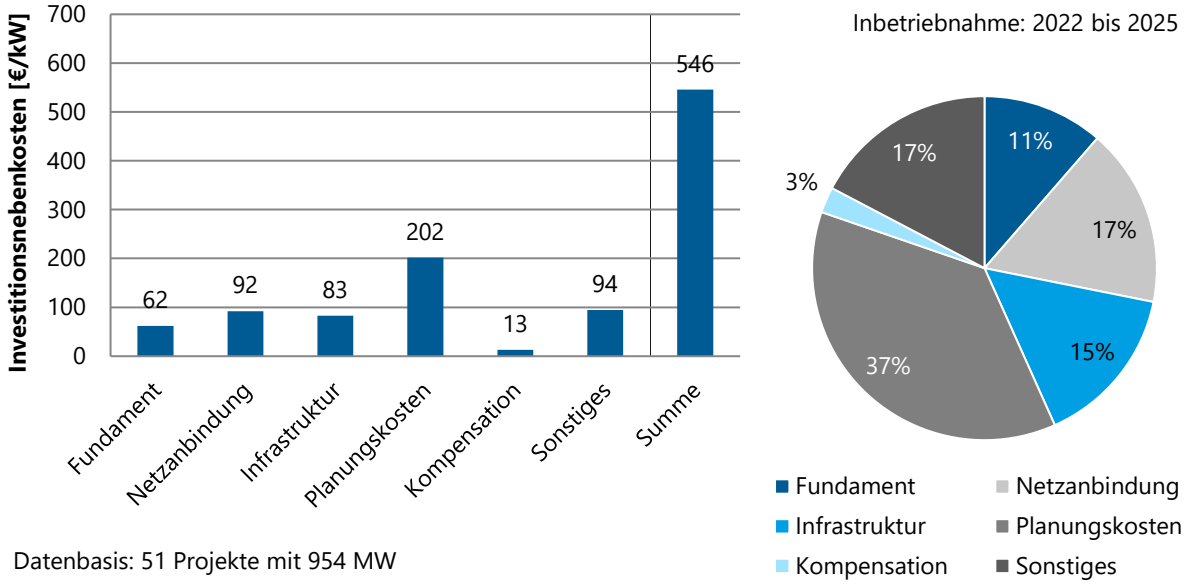
Die Investitionsnebenkosten wurden auf Basis einer Befragung von Projektierern von Windenergieprojekten erhoben. In Abbildung 67 sind die spezifischen Investitionsnebenkosten für Projekte mit Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2021 dargestellt. Analog dazu wird in Abbildung 68 der Zeitraum mit erwarteter Inbetriebnahme in 2022 bis 2025 repräsentiert. Für die Analysen wurden Datensätze zu diesen Inbetriebnahmejahren aus den Datenerhebungen des aktuellen Vorhabens sowie aus dem Vorgängervorhaben verwendet. Die Annahmen beruhen dabei teilweise auf erwarteten Kosten und nicht auf rückblickend festgestellten Investitionskosten. Teilweise wurden in diesen Fällen entsprechende Puffer für unerwartete Ausgaben eingeplant, für andere Projekte könnten unerwartete Ereignisse oder ungeplant notwendig werdende zusätzliche Gutachten zu nachträglich erhöhten Kosten geführt haben. Verzerrungen könnten auftreten, wenn Kostenabschätzungen auf Basis der Erfahrung der Projektentwickler die kürzlich aufgetretenen Kostensteigerungen nicht abbilden. Der Großteil der Datenbasis für Projekte ab 2022 wurde allerdings erst im Jahr 2022 erhoben und sollte die Kostensteigerungen entsprechend berücksichtigen.

Im Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 sind die Investitionsnebenkosten für den um rund 60 €/kWh im Vergleich zum Zeitraum 2019-2021 gestiegen. Das entspricht einer Steigerung von 12 %. Treiber hierfür sind insbesondere die erhöhten Planungskosten. In anderen Teilbereichen der Kosten wurden hingegen leichte Kostensenkungen festgestellt. Trotz der allgemeinen Kostensteigerungen könnten bespielweise im Bereich Infrastruktur kostensenkende Effekte, wie beispielsweise größere Anlagen oder Projektgrößen, dazu geführt haben, die Kostensteigerungen zu kompensieren. Die Unsicherheiten in der Datenbasis lassen hier allerdings keine abschließende Bewertung zu.



Datengrundlage: Eigene Erhebung, eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 67: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021



Datengrundlage: Eigene Erhebung, eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 68: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025

Mit einem Anteil von 31 % bzw. 37 % sind die Planungskosten der mit Abstand größte Posten innerhalb der Investitionsnebenkosten. Darauf folgen Infrastruktur-, Netzanbindungs- und sonstige Kosten, die jeweils 15 % bis 18 % der Investitionsnebenkosten ausmachen. Das

Fundament beansprucht im Mittel 12 % bzw. 11 % der Investitionsnebenkosten. Die Kompensationsmaßnahmen stellen mit 6 % bzw. 3 % der Investitionsnebenkosten die kleinste separat ausgewiesene Position dar.

Die Standardabweichung ist bei den zu den Investitionsnebenkosten gemeldeten Daten sehr hoch und beträgt 32 % bzw. 28 %. Die Abweichungen sind dabei projektspezifisch. Eindeutige regionale oder windhöffigkeitsabhängige Trends konnten nicht identifiziert werden. Entsprechend werden im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 5.2 die dargestellten durchschnittlichen spezifischen Investitionsnebenkosten über alle Standortgüten hinweg verwendet.

Details zu den Kostenbestandteilen der einzelnen Kategorien der Investitionsnebenkosten werden im Folgenden erläutert.

Fundament

Bei der Errichtung von Windenergieanlagen an Land werden zunächst Fundamente gesetzt. Abhängig von den Standortortbedingungen und der Bodenbeschaffenheit können unterschiedliche Fundamente benötigt werden. Unterschieden wird dabei zwischen Flach- und Tiefgründungen. In den von den Projektierern erhobenen Daten überwiegen nach wie vor die Projekte mit Flachgründungen, dennoch sind Projekte mit Tiefgründungen oder einem Mix aus verschiedenen Gründungslösungen nicht zu vernachlässigen. Weitere Maßnahmen, wie Auftriebssicherung oder Bodenaustausch können ebenfalls zusätzliche Kosten verursachen. Bei Windenergieanlagen mit Hybridtürmen (Kombination aus Beton- und Stahlrohr-Turm) sind die Fundamentkosten oftmals im Anlagenpreis enthalten, dies wurde bei der Ermittlung der mittleren Fundamentkosten berücksichtigt und entsprechend herausgerechnet. Es ergeben sich aus den Kostendaten der Projektentwickler im Mittel Fundamentkosten von 57 bzw. 62 €/kW.

Fundamentkosten wurden nicht nur bei den Projektentwicklern, sondern auch bei der Hersteller-Befragung erhoben. Die von den Herstellern ausgewiesenen Fundamentkosten lagen dabei insbesondere in der Erhebung 2022 Q4 deutlich über den Angaben der Projektentwickler. In vorhergehenden Erhebungen war die Differenz zwischen Projektentwickler und Herstellerangabe deutlich geringer. Für die Inbetriebnahmejahre 2022-2025 ergibt sich in der Projektentwicklererhebung bezogen auf das Fundament eine Kostensteigerung von 9 %, die Hersteller gehen hingegen von einer Steigerung um 21 % aus. Nichtsdestotrotz werden im Folgenden die Projektentwickler-Daten zugrunde gelegt.

Netzanbindung

Die Kosten für die Netzanbindung beinhalten die Kosten für alle zum Netzanschluss notwendigen Kabelarbeiten (einschließlich der parkinternen Verkabelung) sowie die anfallenden Kosten für die häufig notwendige Errichtung von Umspannwerken oder Übergangstationen für das jeweilige Projekt. Projekte, die als Erweiterungen zu bestehenden Projekten geplant sind oder als Repoweringprojekt realisiert werden, können teilweise

bestehende Strukturen nutzen oder erweitern und sehen hier leichte Kostenvorteile. Auf der anderen Seite werden beispielsweise beim Neubau eines Umspannwerks Reserven für mögliche spätere Projekterweiterungen eingeplant und sind entsprechend bereits in den hier angegebenen Kosten enthalten. Die Netzanbindungskosten, inklusive der internen Parkverkabelung und ggf. anfallenden Kosten für Umspannwerke etc., werden durch die Projektentwickler im Mittel auf 82 bzw. 92 €/kW beziffert. Netzkosten ab dem Umspannwerk liegen nicht bei den Projektentwicklern, sondern werden vom Netzbetreiber getragen und auf die Stromkunden umgelegt. Diese sind nicht in den erfassten Kosten enthalten.

Infrastruktur

In den Infrastrukturkosten sind vorrangig die Aufwendungen zur Erschließung der Windparkflächen enthalten. Insbesondere ist hier der Wegebau bzw. die Wegeerweiterung für den Zugang zum Anlagenstandort sowie die Vorbereitung von Kranstellflächen und Montageflächen zur Errichtung der Anlagen nennenswert. Für Green-Field-Planungen, bei denen bisher unbebaute Standorte genutzt werden, muss die Infrastruktur erstmalig angelegt werden. Bei Repoweringvorhaben oder Parkerweiterungen kann teilweise bestehende Infrastruktur genutzt werden. Bei Projekten, die im Wald liegen, können zusätzlich Kosten für die Rodung benötigter Flächen anfallen.

Planungskosten

Die Planungskosten beinhalten eine Vielzahl unterschiedlicher Kostenpositionen, die bei der Vorbereitung und Umsetzung von Windenergieprojekten anfallen. Der (interne) Personalaufwand für die Projektentwicklung stellt den größten Posten der Planungskosten dar. Hohe Kosten fallen weiterhin für verschiedene Gutachten an. Untersucht werden im Rahmen der Projektentwicklung verschiedene Sachverhalte, die teilweise zur Auswahl der besten Technologie (Wind- und Turbulenzgutachten) dienen, die für die Genehmigung der Windenergieanlage erforderlich sind (z. B. Schallgutachten, ökologische Gutachten) oder um die wirtschaftlichen Aussichten des Vorhabens zu beurteilen (z. B. Ertragsprognosen, Standortgütegutachten). Weitere Kosten fallen im Zusammenhang mit der Änderung von B- oder F-Plänen, mit der Erteilung einer Genehmigung nach BImSchG oder für rechtliche Beratung und Vertretung im Rahmen der Projektumsetzung an. Auch Posten wie der Erwerb von Projektrechten werden teilweise in der Position Planungskosten abgebildet, wenn der realisierende Projektentwickler das Projekt nicht von Anfang an begleitet hat. Kosten für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren sind ebenfalls den Planungskosten zugerechnet.

Die Planungskosten insgesamt machen mit fast einem Drittel der Investitionsnebenkosten die größte Position aus. Dies begründet sich auch durch die langen Zeiträume, die für die Projektentwicklung notwendig sind. Kosten der Projektentwicklung fallen – bis zu einem gewissen Grad – auch in den Fällen an, in denen das Projekt nach einiger Zeit wieder verworfen wird, weil keine Genehmigungsfähigkeit oder kein wirtschaftlicher Betrieb hergestellt werden kann.

Kompensationsmaßnahmen

Gemäß dem Bundesnaturschutzgesetz sind Eingriffe in Natur und Landschaft möglichst zu vermeiden. Ist dies nicht (vollumfänglich) möglich, müssen Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen ergriffen werden, um den Eingriff zu kompensieren. Mögliche Maßnahmen sind Pflanzungen von Gehölzen in Form von Hecken, Streuobstwiesen und Baumalleen, Aufforstungen von Wäldern, Abriss- und Entsiegelungsarbeiten, Anlegen von Gewässern, Ausbringen von künstlichen Nistkästen oder Ersatzhorsten (Nester) etc. [V. Busse 2016]. Können keine geeigneten Maßnahmen ergriffen werden, um einen Eingriff zu kompensieren, gibt es die Möglichkeit, stattdessen eine Ersatzzahlung zu leisten. In einigen Bundesländern gibt es für die Berechnung des Ersatzgeldes Vorgaben [FA Wind 2016]. In der Kostenposition Kompensationsmaßnahmen sind diese Ersatzzahlungen ebenfalls beinhaltet. Neben den in den Investitionsnebenkosten erfassten Kosten können Kompensationsmaßnahmen auch laufende Kosten verursachen. Diese sind in den Betriebskosten unter den sonstigen Kosten erfasst (siehe Abschnitt 5.1.5).

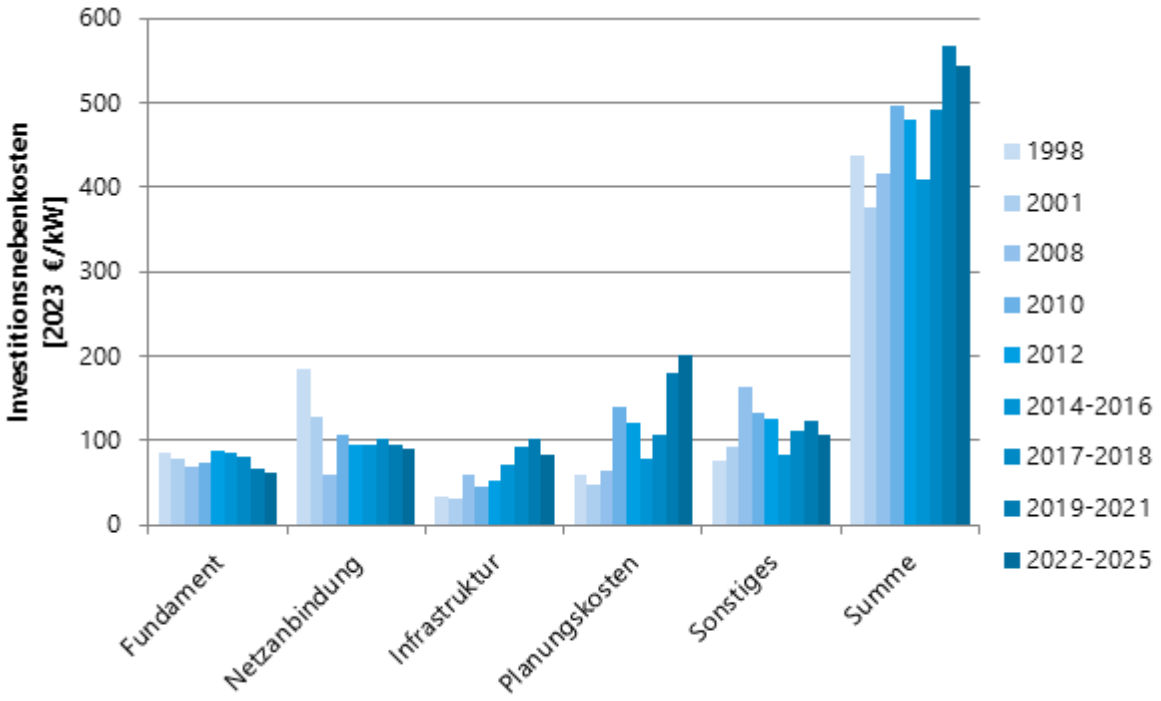
Sonstige Investitionskosten

Als sonstige Investitionsnebenkosten werden alle verbleibenden Posten gewertet, die von den befragten Akteuren keiner der anderen Kategorien zugeordnet werden konnten. In dieser Kostenkategorie werden beispielsweise Kosten für Entschädigungen in der Bauphase, den Rückbau von Altanlagen im Rahmen von Repoweringprojekten oder das Sicherheitsmanagement des Projekts geführt. Projektspezifisch variieren die als sonstige Kosten deklarierten Posten stark. Nicht alle dieser Posten fallen bei allen Projekten an. Bei der Zuordnung können zudem inhaltliche Überschneidungen zu den anderen Kategorien entstehen, wenn die jeweilige Kostenposition von den Befragten unterschiedlich eingeordnet wurde.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die spezifischen Investitionsnebenkosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet und die inflationsbereinigte Kostenentwicklung zwischen 1998 bis zur aktuellen Erhebung betrachtet. Abbildung 69 stellt die Entwicklung der Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf dar. Die Kostenposition Ausgleichsmaßnahmen wurde in der Darstellung der Kosten im Zeitverlauf aus Darstellungsgründen mit der Position sonstige Kosten zusammengeführt. Alle Werte wurden auf das Jahr 2023[36] normiert.

[36] Investitionsnebenkosten für Zeiträume von mehr als einem Inbetriebnahmejahr wurden mit dem jeweiligen Mittelwert über den betrachteten Zeitraum inflationsbereinigt.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013; DWG in DWG & ZSW 2019; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 69: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2023 im Zeitverlauf

Es wird deutlich, dass die Investitionsnebenkosten trotz Schwankungen in den Erhebungsergebnissen regelmäßig gestiegen sind. Ausschließlich im Zeitraum 2014 bis 2016 wurden kurzzeitig günstigere Investitionsnebenkosten erfasst. Getrieben war dies insbesondere durch niedrigere erfasste Planungskosten und sonstige Kosten. Es wird davon ausgegangenen, dass es sich dabei um einen Effekt des hohen Zubaus in diesen Jahren und den Druck der bevorstehenden Einführung der Ausschreibungen handeln könnte. Im Zeitraum 2017 bis 2018 wurden wieder erhöhte Investitionsnebenkosten erfasst. Gegenüber den Ergebnissen der Datenerhebung im Zeitraum 2017 bis 2018, wurden für den Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2021 erhöhte Kosten festgestellt. Dies bestätigt den Trend zunehmender Investitionsnebenkosten, der bereits zwischen 2014-2016 und 2017-2018 festgestellt werden konnte. Kostensteigerungen wurden dabei insbesondere im Bereich der Planungskosten verzeichnet. Diese sind auch innerhalb des Betrachtungszeitraums von 2019 bis 2021 weiter angestiegen. Ein Grund hierfür könnte sein, dass im Erhebungszeitraum vergleichsweise wenige Projekte umgesetzt wurden und hiermit zusammenhängend die Fixkosten der Projektierer auf weniger Projekte verteilt werden konnten. Für den Inbetriebnahmezeitraum 2022 bis 2025 sind die ermittelten Kostensteigerungen geringer als die erwartete Inflation – entsprechend zeigt sich real eine Kostensenkung. Diese kann sie relativieren, wenn die Kostenerwartungen der Projektentwickler nicht eintreffen.

5.1.4. Finanzierung

Hinsichtlich der Finanzierung werden im Vorhaben insbesondere Eigen- und Fremdkapitalanteil von Windenergieprojekten sowie anzunehmende Fremdkapitalzinssätze

und Tilgungsdauern betrachtet. Neben einer 2021 durchgeführten Erhebung bei Banken, die Windenergieprojekte finanzieren, wurden projektspezifische Parameter auch bei den Projektentwicklern abgefragt. Um aktuelle Entwicklungen im Bereich der Fremdkapitalzinsen mit aufzunehmen, wurden zusätzlich die aktuellen Kreditkonditionen der KfW-Bank herangezogen [KfW 2022]. Aus den verschiedenen Quellen wurde für die Stromgestehungskostenberechnung (siehe Abschnitt 5.2) ein typisches Finanzierungsszenario generiert. Grundsätzlich ist jedoch anzumerken, dass projektspezifisch auch die Finanzierungsparameter vom durchschnittlichen Fall abweichen können.

Für die Finanzierung können sowohl Hausmittel der Banken genutzt werden als auch auf verschiedene Förderbanken (zum Beispiel KfW oder landwirtschaftliche Rentenbank) zurückgegriffen werden. Die Anteile variieren dabei bei den unterschiedlichen Banken und hängen unter anderem von der individuellen Marktlage und den individuellen Kundenwünschen der Windparkbetreiber hinsichtlich der Finanzierungskonditionen ab. Neben der üblichen Projektfinanzierung von Windparks mit entsprechenden Finanzierungskonzepten über Eigen- und Fremdkapitalanteile werden Windenergieprojekte teilweise auch über eine Unternehmensfinanzierung abgewickelt.

Im Jahr 2022 zeigten sich erstmals seit langer Zeit stark steigende Zinssätze an den Märkten, die im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung zu berücksichtigen sind. Dies bedeutet einen deutlichen Unterschied zur Situation in den letzten Jahren, als aufgrund der Marktsituation mit wenigen zu finanzierenden Windenergieprojekten (verglichen mit Rekordjahren) und niedrigen Marktzinsen, insgesamt sehr vorteilhafte Finanzierungskonditionen für ein Windenergieprojekt abgeschlossen werden konnten. Der damalige Wettbewerb zwischen den Banken um die Finanzierung der Projekte sowie der geringe Wettbewerb in den Ausschreibungen um die EEG-Förderung begünstigten dies.

Eigen- und Fremdkapitalanteil

Die in einem Windenergieprojekt erforderlichen Eigenkapitalanteile hängen von den projektspezifischen Gegebenheiten ab. Banken bewerten die Projektwirtschaftlichkeit und das Risiko auf Basis der jeweiligen Investitionskosten, erwarteten Betriebskosten und Erlöse, der Ertragsunsicherheiten am Standort sowie der Professionalität der jeweiligen Akteure.

Gemäß der Befragung der Projektentwickler bewegen sich die Eigenkapitalanteile der Windenergieprojekte mit Inbetriebnahme zwischen 2019 und 2025 in einer Bandbreite zwischen einer Finanzierung ohne Eigenkapitel bis zu Eigenkapitalanteilen über 40 %. Ausgenommen sind hierbei Projekte mit einer Unternehmensfinanzierung, für die die dahinterliegende Finanzierungsstruktur unbekannt ist. Im Mittel über die einzelnen Projekte mit Inbetriebnahme von 2019 bis 2021 liegt der Eigenkapitalanteil bei 17 %, Die Banken bestätigen diese Bandbreite, wobei typische Eigenkapitalanteile zwischen 5 und 30 % benannt wurden. Banken mit größeren finanzierten Volumina benennen dabei tendenziell niedrigere Eigenkapitalanteile als Banken mit geringerem Marktanteil. Typische Fremdkapitalanteile liegen entsprechend je nach befragtem Akteur zwischen 70 und 100 %. Der Mittelwert für

Projekte mit Inbetriebnahme zwischen 2022 und 2025 erhöht sich auf 23 %. Auch in den 2023 durchgeführten Interviews mit Banken wird die generelle Bandbreite der Eigenkapitalanteile bestätigt, allerdings wird der durchschnittlich Eigenkapitalanteil im Zeitraum 2019 bis 2021 teilweise niedriger eingeschätzt oder die Steigerung der aktuellen Eigenkapitalanteile geringer eingeschätzt. Das sich ergebende Bild ist nicht eindeutig, somit wird in der Stromgestehungskostenanalyse in dieser Frage weiterhin auf die Projektentwicklerdaten abgestellt.

Die Abhängigkeit des Eigen- und Fremdkapitalanteils von der Standortgüte wird durch die einzelnen Banken unterschiedlich eingeschätzt. Während einige einen direkten Zusammenhang zwischen einer höheren Standortgüte und einem niedrigeren Eigenkapitalerfordernis sehen, beschreiben andere diesen Effekt höchstens indirekt z. B. über ein geringeres Risiko bei höheren Energieerträgen. In den von den Projektierern gemeldeten Daten lässt sich ebenfalls ein leichter Trend zu geringeren Eigenkapitalanteilen bei besserer Standortgüte feststellen, dieser wird jedoch von projektspezifischen Abweichungen mit vergleichsweise sehr hohen oder niedrigen Eigenkapitalanteilen überlagert. Gemäß der Aussage von Banken sind insbesondere bei niedrigen Standortgüten die niedrigen Eigenkapitalanteile, wie eingangs erläutert, durch die aktuelle Wettbewerbs- und Marktsituation zu begründen.

In der folgenden Berechnung der Stromgestehungskosten in Abschnitt 5.2 wird ein Eigenkapitalanteil im Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2021 zwischen 19 % bis 14 % für Standorte mit 50 bis 120 % Standortgüte angenommen. Für den Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 werden 24 % bis 19 % für 50 % bis 120 % Standortgüte angesetzt.

Eigenkapitalverzinsung

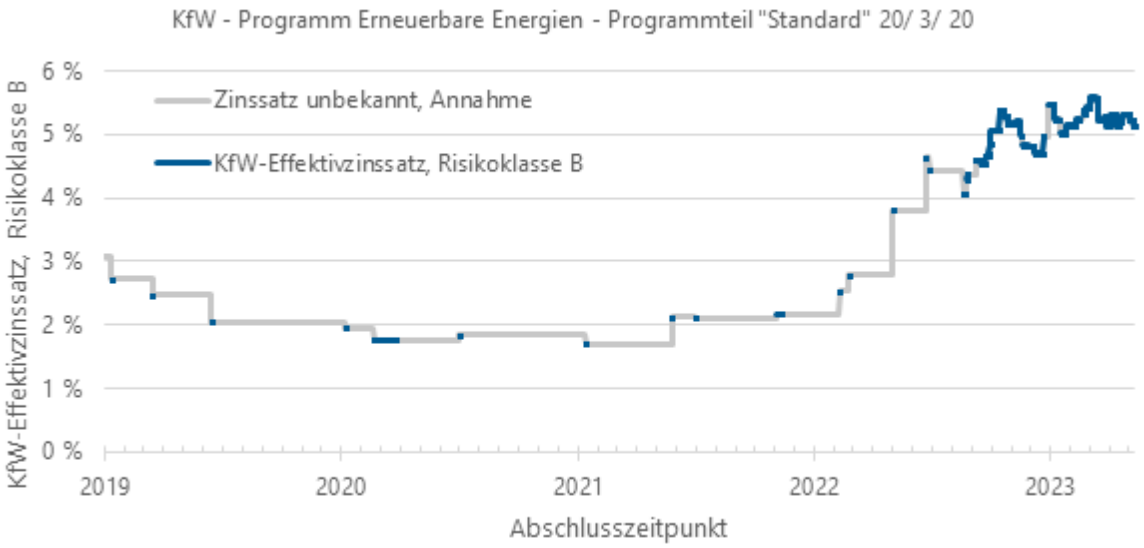
Die erwartete Eigenkapitalverzinsung hängt entscheidend von den Erlösen ab, die ein Windenergieprojekt erzielen kann. Diese ergeben sich vorranging aus dem Zuschlagswert in der Ausschreibung, den Energieerträgen und der resultierenden Standortgüte des Vorhabens. Dem gegenüber stehen die zu deckenden Kosten. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus der nach Tilgung des Fremdkapitals zur Ausschüttung verbleibenden Differenz zwischen Kosten und Erlösen. Sie hängt unter anderem von den jeweiligen Eigenkapitalanteilen ab und kann bei geringem Eigenkapitalanteil maximiert werden. Die Eigenkapitalverzinsung muss dabei neben dem einzugehenden Risiko auch versunkene Kosten für weitere Projektplanungen, die nicht realisiert werden konnten, abfangen und das mit dem Beginn der Projektentwicklung eingegangene Risiko auffangen. Wird ein Projekt erst zu einem späteren Zeitpunkt von einem Projektentwickler oder späteren Betreiber übernommen, sinkt das damit verbundene Risiko und analog die erforderliche Eigenkapitalverzinsung. Jedoch wird die entsprechende Risikovergütung im Verkaufspreis eines Projekts oder einer Projektpipeline eingepreist.

In der vorliegenden Analyse wird über alle Standortgüten eine erforderliche Eigenkapitalverzinsung von 8 % angenommen. Diese wird durch die kalkulierten

Stromgestehungskosten abgedeckt. Abhängig von den erzielbaren Erlösen aus Marktwert und EEG-Förderung und den tatsächlichen Projektkosten können abweichende Verzinsungen erzielt werden. Bei geringem Wettbewerb und hohen Zuschlagswerten kann eine erhöhte Eigenkapitalverzinsung einen zusätzlichen Anreiz bieten, Projekte schnellstmöglich zu realisieren. Mit steigendem Risiko oder lukrativen alternativen Investitionsoptionen kann eine höhere Eigenkapitalverzinsung erforderlich werden.

Fremdkapitalzinsen

Die Situation an den Finanzmärkten hat sich durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, die dadurch ausgelöste Energiekrise und die folgende Steigerung der Inflation auf ein Maß deutlich über dem Ziel der Europäische Zentralbank (EZB), signifikant verändert. Im Verlauf des Jahres 2022 wurde der Leitzins der EZB als Reaktion auf die steigende Inflation mehrfach erhöht und auch 2023 folgten weitere Erhöhungen. Dies spiegelt sich in der Projektfinanzierung wider. Als Indikator für die Zinsen, zu denen Fremdkapital für erneuerbare Energien Projekte zur Verfügung steht, dient das KfW-Programm 270. Abbildung 70 verdeutlicht den schnellen und erheblichen Zinsanstieg nach einer mehrjährigen Phase von Zinsen um 2 % ab Mitte 2019 auf Werte um 5 % ab Herbst 2022.



Datengrundlage: [KfW 2023]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 70: Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B

Angelehnt an die Entwicklung des KfW-Zinses wird im Folgenden für die Stromgestehungskosten Berechnung für den Inbetriebnahmezeitraum von 2019-2021 der Fremdkapitalzins auf eine Höhe von etwa 2,3 % festgelegt. Projektentwickler Daten zu den Fremdfinanzierungskonditionen bestätigen ein Zinsniveau von im Mittel um 2 %. Projektspezifisch können die Konditionen abweichen. Auch Banken weisen in Gesprächen 2023 darauf hin, dass teilweise deutlich niedrigere Zinsen von Windenergieprojekten abgerufen

werden konnten. Aufgrund der aktuell dynamischen Zinsentwicklung gestaltet sich die Festlegung eines Zinses für den Inbetriebnahmezeitraum 2022-2025 schwierig. Abhängig vom tatsächlichen Zeitpunkt der Finanzierungssicherung und der weiteren Entwicklung der Fremdkapitalzinsen kann sich eine erhebliche Bandbreite möglicher Finanzierungszinssätze ergeben. Für den Betrachtungszeitraum 2022 bis 2025 kann aufgrund des zukunftsgerichteten Finanzierungszeitpunktes kein abschließender Zinssatz festgelegt werden. Auch die Entwicklung der Zinsen im Jahr 2022 eröffnet eine große Bandbreite möglicher Finanzierungskonditionen. Der für die Stromgestehungskostenberechnung gewählte Zinssatz basiert auf den im ersten Quartal 2023 abgerufenen KfW-Zinssätzen und wird für die Stromgestehungskostenberechnung auf ca. 5,4 % festgelegt. Projektspezifisch können sich dabei erhebliche Abweichungen ergeben.

Von den Annahmen abweichende Zinsentwicklung können erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, entsprechend ist der Effekt eines veränderten Zinssatzes in den Sensitivitätsberechnungen zur Stromgestehungskosten Analyse dargestellt (vgl. Abschnitt 5.2.5).

Tilgungsdauer

Die Finanzierungsdauer wird, auch aus Vereinheitlichungsgründen, im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung auf 20 Jahre festgelegt. Hierdurch wird auch die Realität der letzten Jahre abgebildet, da sich ein großer Teil der Windparkbetreiber die bestehenden niedrigen Zinssätze für die gesamte Finanzierungsdauer sicherte, auch wenn dies mit geringfügigen Aufschlägen im Vergleich zu kürzeren Zinsbindungen verbunden war. Es gab aber ebenso Projekte, bei denen die Akteure eine zehnjährige Zinsbindung vorzogen und somit auf eine günstige Marktsituation in zehn Jahren spekulierten.

Banken verwiesen im Rahmen der Datenerhebung in 2021 aber auf den bestehenden Trend zu immer längeren Finanzierungszeiträumen. Während einige Banken über die vollständige EEG-Vergütungsdauer von 20 Jahren finanzierten, gaben andere Banken als typisches Szenario eine um 0,5 bis 5 Jahre verkürzte Finanzierungsdauer an. Die langen Finanzierungszeiträume wurden durch die Projektdaten bestätigt, in denen im Mittel eine Tilgungsdauer von 18 Jahren (IBN 2019-2021) bzw. 19 Jahren (IBN 2022-2025) angegeben wird. Ohne Ausreißer lag die typische projektspezifische Bandbreite dabei zwischen 15 und 20 Jahren Tilgungsdauer. 2023 bestätigen Banken, dass die Fremdkapitalzinsen langfristig gesichert werden.

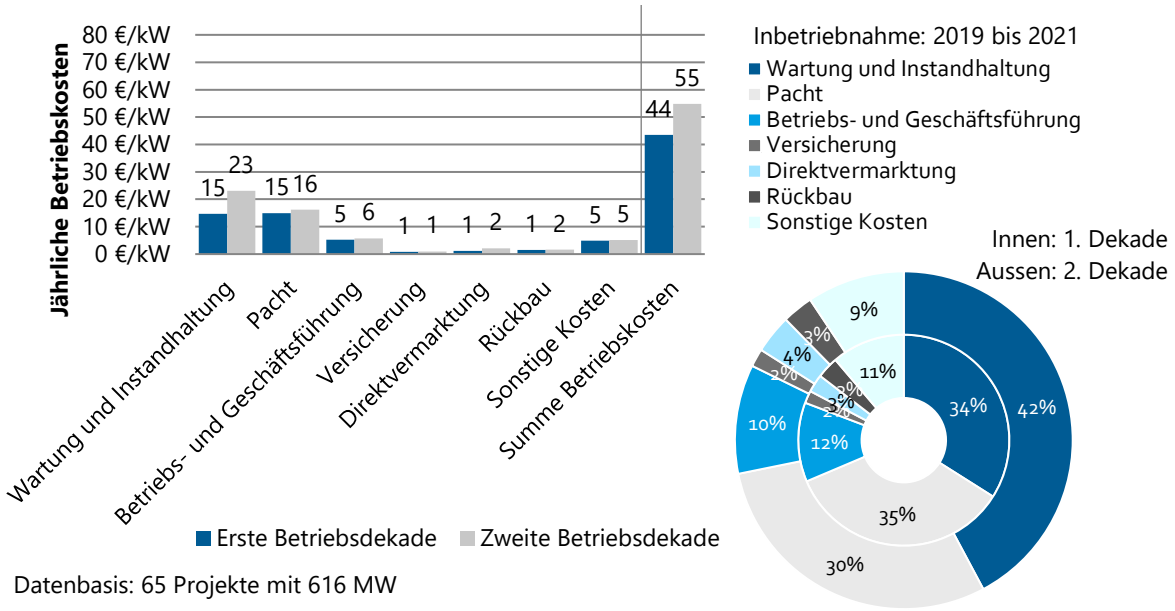
Unabhängig von der Dauer der Tilgungen gaben alle befragten Banken an, dass typischerweise eine lineare Tilgung des Fremdkapitals erfolgt. Deutliche Unterschiede in der Tilgungsdauer über die Standortgüte, wie sie in der Vergangenheit vor Einführung des Ausschreibungssystems und Abschaffung der Vergütung mit erhöhter Anfangsvergütung und niedrigeren Grundvergütungssätzen beobachtet wurden, können für aktuelle Projekte nicht nachgewiesen werden. Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 5.2 wird für das typische Szenario eine lineare Tilgung des Fremdkapitals bei einer Tilgungsdauer von 20 Jahren angenommen.

5.1.5. Betriebskosten

Bei den Betriebskosten handelt es sich um die Kosten, die nicht im Rahmen der Investition, sondern zur Aufrechterhaltung des Betriebs der Windenergieanlage regelmäßig anfallen. Dazu gehören Wartung und Instandhaltung, Pacht, Betriebs- und Geschäftsführung, Versicherungskosten, Rücklagen für den Rückbau sowie sonstige Betriebskosten. Auch die Direktvermarktungskosten werden im Folgenden zu den Betriebskosten gezählt. Die Kosten wurden bei Windenergieprojektierern für aktuelle Projekte erhoben. Dabei wurden die Betriebskosten sowohl für die erste als auch für die zweite Betriebsdekade von den Befragten abgeschätzt. Im Folgenden werden die einzelnen Positionen der Betriebskosten näher definiert.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die zusammengefassten Ergebnisse zu den Betriebskosten für Projekte mit Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2021 sind in Abbildung 71 und mit (erwarteter) Inbetriebnahme in den Jahren 2022 bis 2025 sind in Abbildung 72 dargestellt. Aufgezeigt werden zum einen die durchschnittlichen Kosten in €/kW jeweils für die erste und zweite Betriebsdekade und zum anderen die Anteile der jeweiligen Kostenpositionen an den Betriebskosten, ebenfalls unterschieden nach Betriebsdekaden. Die Analyse der Kostendaten erfolgt gewichtet nach der installierten Leistung der betrachteten Projekte.



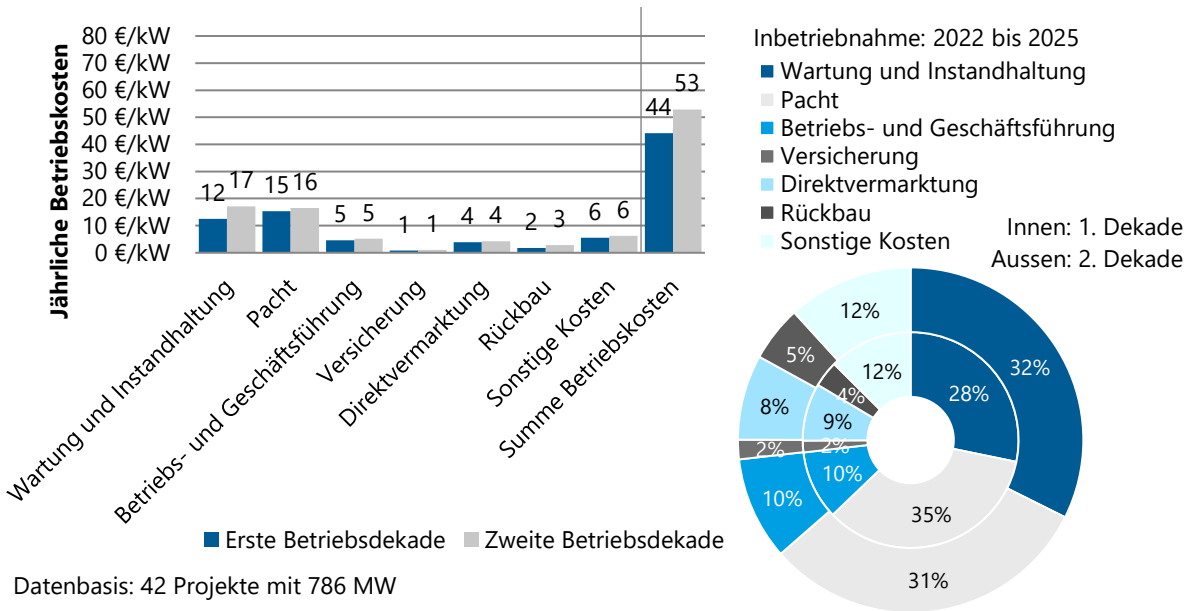
Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 71: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2021

Die für Anlagen mit (geplanter) Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2021 ermittelten durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten liegen bei 44 €/kW in der ersten und 55 €/kW in der zweiten Betriebsdekade. Gegenüber den Ergebnissen für diesen Zeitraum auf Basis der Datensätze aus dem Vorgängervorhaben, die damals für noch nicht realisierte Projekte angegeben wurden, haben sich die Kosten unter Hinzunahme der neuen Datenmeldungen

etwas erhöht. Dies kann durch projektspezifische Abweichungen begründet sein oder durch eine allgemein bessere Kenntnis der Kostensituation nach der Projektrealisierung. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 22 % in der ersten und 21 % in der zweiten Dekade.

Die Betriebskosten sind im Inbetriebnahmezeitraum 2022 bis 2025 kaum gegenüber den ermittelten Ergebnissen für Inbetriebnahmen zwischen 2019 und 2021 verändert. Die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten liegen bei 44 €/kW in der ersten und 53 €/kW in der zweiten Betriebsdekade. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 22 % in der ersten und 19 % in der zweiten Dekade. Dies entspricht aufgrund der Inflation nicht den z. B. in der Kostenanalyse vom Dezember 2022 [vgl. DWG 2022] getroffenen Annahmen. Es wird im Folgenden nicht davon ausgegangen, dass die an der Erhebung teilnehmenden Projektentwickler Kostensteigerungen vernachlässigt haben, sondern vielmehr, dass die technische Weiterweiterentwicklung und resultierte spezifische Kostensenkungen die erwarteten Kostensteigerungen kompensieren. Die deutlich gestiegene Leistung je installierter Windenergieanlage kann hier ein erheblicher Treiber für die Kostensenkungen sein.



Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 72: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2022 bis 2025

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung stellen in der ersten Dekade einen Anteil von 34 % bzw. 28 %, dies entspricht einem geringeren Anteil als in früheren Erhebungen. Die Pachten nehmen in der ersten Betriebsdekade einen vergleichbar großen Anteil ein (36 % bzw. 35 %). In der zweiten Betriebsdekade steigen die Kosten für Wartung und Instandhaltung an. Dies ist sowohl auf einen erwarteten höheren Reparaturaufwand und bereits eingepreiste Ersatzinvestitionen in der zweiten Dekade als auch auf die in den ersten Betriebsjahren

vorteilhaft wirkenden Gewährleistungszeiträume zu begründen. Die Pachten hingegen verbleiben auf einem vergleichbaren Niveau wie zu Beginn der Betriebszeit. Der Anteil von Wartung und Instandhaltung liegt für Inbetriebnahmen von 2029 bis 2021 in der zweiten Dekade mit 42 % deutlich größer als der der Pachten. Für Inbetriebnahmen von 2022 bis 2025 werden geringere Steigerungen der Wartungskosten in der zweiten Dekade angenommen. Der Anteil an den Gesamtkosten liegt bei 32 %.

Die nächstgrößere Position der Betriebskosten ist die Betriebs- und Geschäftsführung, die über die Betriebszeit einen Anteil von 10 bis 12 % ausmacht und damit deutlich weniger ins Gewicht fällt. Die nachfolgenden Positionen der Versicherungen, Direktvermarktungskosten und Rückbau nehmen vergleichsweise kleine Anteile ein. In den sonstigen Kosten vereint werden weitere Positionen erfasst, die nicht unter die Hauptposten fallen oder projektspezifische Besonderheiten reflektieren. Die sonstigen Kosten belaufen sich im Mittel auf einen Anteil von 9 bis 11 % der Betriebskosten aus. Für den Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 sind die unter sonstige Kosten gelisteten Werte erhöht – dies kann allerdings darauf zurückgeführt werden, dass die Datensätze sich auf noch nicht abgeschlossene Projekte beziehen. Weiterhin fällt gegenüber den Zeitraum 2019 bis 2021 auf, dass die für die Direktvermarktung angesetzten Kosten bei den Projekten mit Inbetriebnahme in 2022 bis 2025 deutlich höher angegeben sind.

Im Folgenden werden die einzelnen Kostenpositionen der Betriebskosten im Detail erläutert.

Wartung und Instandhaltung

Der Aufwand für Wartung und Instandhaltung ist neben den Pachten der größte Posten der Betriebskosten einer Windenergieanlage. Wartung und Instandhaltung beinhaltet die Kosten für Wartung/Service, Reparatur/Instandsetzung und Inspektion. Die Kosten für die regelmäßige Wartung sowie anfallende Reparaturen der Anlagen werden vorwiegend in Vollwartungsverträgen geregelt, die oftmals direkt von den Herstellern angeboten werden. Den Projektiererangaben für einen Großteil der Projekte zufolge ist eine Betreuung durch Vollwartungsverträge für den gesamten Förderzeitraum über 20 Jahre vorgesehen. Die Vertragsausgestaltung kann dabei sowohl für den gesamten Zeitraum bereits bei Inbetriebnahme abgeschlossen und ggf. mit Kündigungsoption versehen werden als auch für kürzere Zeiträume fixiert und mit Verlängerungsoptionen kombiniert werden. So wird nach einer gewissen Bindungsdauer an den Hersteller ein Anbieterwechsel zu herstellerunabhängigen Dienstleistern oder einer internen Wartungsabteilung, beispielsweise nach 15 Jahren, ermöglicht. Die Vollwartungsverträge umfassen normalerweise neben den erforderlichen Wartungen auch Reparaturen und Instandsetzungen von allen Anlagenbestandteilen inklusive der Großkomponenten. Großkomponenten können bei zunehmendem Anlagenalter auch aus den Verträgen ausgeschlossen werden. Einige Projektentwickler geben bereits heute an, im Falle eines Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus weiter auf Vollwartungskonzepte setzen zu wollen. Vorteil von Vollwartungsverträgen gegenüber getrennter Wartung und Instandhaltung sind die planbaren Kosten über die

Anlagenlebensdauer. Ein Vollwartungsvertrag dient entsprechend auch der für gute Finanzierungskonditionen erforderlichen Risikominimierung. Inbegriffene Verfügbarkeitsgarantien erhöhen dabei zusätzlich die Ertragssicherheit der Anlagen. Hinsichtlich der Kosten sind Vollwartungsverträge oftmals mit einem pauschalen und einem variablen Anteil festgelegt.

Pacht

Pachtzahlungen stellen zusammen mit dem Aufwand für Wartung und Instandhaltung den wichtigsten Bestandteil der Betriebskosten dar. Flächen für die Windenergienutzung sind nur begrenzt verfügbar und entsprechend haben die Eigentümer solcher Flächen eine sehr gute Verhandlungsposition. Flächeneigentümer schließen sich teilweise zu Eigentümergemeinschaften zusammen und treten potenziellen Projektentwicklern in der Verhandlung entsprechend professionalisiert gegenüber. Für die Ausgestaltung der Pachtverträge sind je nach Anforderungen und Strukturen der Eigentümer sehr unterschiedliche Konzepte möglich. Diese reichen von Einmalpachten zu Beginn der Vorhabenslaufzeit über Festpreise je Anlage oder installierter Leistung bis zu erlösabhängigen Werten. Im Fall von erlösabhängigen Pachtzahlungen profitieren die Verpächter bei steigenden Strommarktwerten und die dadurch generierten Einnahmen. Die Kosten für die Betreiber steigen in solchen Fällen. Einige Verpächter erhalten zusätzlich ausschüttungsabhängige Boni. Auch sind Mischformen möglich oder unterschiedlich ausgestaltete Verträge bei unterschiedlichen Eigentümern der Flächen, auf denen das Windenergieprojekt entsteht. Häufig wird eine fixe Mindestpacht mit einer erlösabhängigen Komponente kombiniert. Die Mindestpachten greifen in ertragsschwachen Jahren, in denen der Energieertrag deutlich unter dem erwarteten Mittel liegt. Der Anteil an den Erlösen, der dabei als Pacht gezahlt wird, variiert dabei projektspezifisch deutlich und hängt sicherlich häufig auch von den jeweiligen Ertragserwartungen und den parallel festgelegten Mindestwerten ab. In der Datenerhebung wurde der Anteil der Pacht an den Erlösen von einigen Projektentwicklern angegeben und mit Werten von 5 % bis 14 % beziffert. Teilweise sind die Anteile über die Projektlebensdauer veränderlich. In diesen Fällen profitieren auch die Verpächter von den aktuell vergleichsweise hohen Zuschlagswerten in der Ausschreibung. Neben der Pacht für den Projektstandort selbst beinhalten die Pachtzahlungen teilweise auch Entgelte für Ausgleichsflächen, Zuwegungsflächen oder Baulasten auf benachbarten Grundstücken.

Betriebs- und Geschäftsführung

Bestandteile der Betriebs- und Geschäftsführung sind die technische, die kaufmännische Betriebsführung sowie die Geschäftsführung. Die technische Betriebsführung von Windenergieanlagen umfasst unter anderem die Betriebsüberwachung, Betriebsdatenerfassung, technische Dokumentation, Störungsbehebung sowie Überwachung und Begleitung von Wartung und Reparatur. Weiterhin können beispielsweise auch das Monitoring der Einhaltung von Richtlinien und Rahmenbedingungen, die z. B. in der Genehmigung der Anlagen festgeschrieben sind oder die Berechnung von Ertragsausfällen der technischen Betriebsführung zugerechnet werden. Bei der kaufmännischen Betriebsführung sind Aufgaben

wie die Erstellung der laufenden Finanzbuchhaltung, Liquiditätsüberwachung oder die Durchführung des Zahlungsverkehrs etc. zu berücksichtigen. Außerdem sind Vergütungen für die Geschäftsführung und für die Haftungsübernahme der Komplementärin Bestandteil der Betriebs- und Geschäftsführungskosten. Wenn ein Anlagenbetreiber die Aufgaben der Betriebs- und Geschäftsführung nicht selbst übernimmt, wird hierzu häufig ein entsprechender Dienstleister beauftragt. Oftmals werden technische und kaufmännische Betriebsführung dabei zusammen an denselben Dienstleister vergeben. Auch bei der Betriebs- und Geschäftsführung gibt es sowohl pauschale als auch erlösabhängige Ausgestaltungen.

Versicherungskosten

Ein weiterer, jedoch verhältnismäßig kleiner Bestandteil der Betriebskosten, sind die Versicherungskosten. Zur Absicherung von Risiken werden durch die Betreiber entsprechende Versicherungen abgeschlossen. So entstehen Kosten für die Haftpflichtversicherungen (z. B. Betreiberhaftpflichtversicherung, Umwelthaftpflichtversicherung, Managerhaftpflichtversicherung) und verschiedene Zusatzversicherungen (z. B. Maschinenversicherung und Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung), die vor allem Schäden an den Anlagen und Nebeneinrichtungen und deren wirtschaftliche Folgen abdecken sollen, die nicht durch die Vollwartungsverträge abgedeckt sind. Weiterhin können Kosten für z. B. Rechtschutzversicherungen anfallen. Die Versicherungskosten fallen in der Regel pauschal an.

Direktvermarktung

Die Direktvermarkung von Strom aus Windenergieanlagen wurde mit der EEG-Novelle 2014 verpflichtend. Verschiedene Dienstleister bieten die Direktvermarktung des Windstroms an der Strombörse an. Größere Betreiber können die Direktvermarktung teilweise auch selbst übernehmen. Abhängig vom jeweiligen Einspeiseprofil der Windenergieanlagen und den jeweiligen Preisen an der Strombörse kann gegenüber dem durchschnittlichen Marktwert von Wind an Land ein zusätzlicher Gewinn erzielt werden. Entsprechend können projektspezifisch durch die Vermarktung entstehende Kosten in einigen Fällen durch die erzielten Einnahmen gedeckt werden, in anderen Fällen fallen Kosten für die Direktvermarktung an.

Rückbau

Am Ende der Betriebszeit einer Windenergieanlage steht der Rückbau. Bereits in der Genehmigung muss eine Verpflichtung zum späteren Rückbau eingegangen werden. Um den späteren Rückbau garantieren zu können, sind durch die Betreiber entsprechende Sicherheiten zu hinterlegen. Neben dem in der Genehmigung festgelegten Rückbau hat auch der Eigentümer der Flächen ein berechtigtes Interesse an einem vollständigen Rückbau der Windenergieanlagen. Hierzu können entsprechend weitere Regelungen im Pachtvertrag angelegt werden [BWE 2018b]. Die Mittel für den Rückbau sind über die Betriebsdauer der Anlagen anzusparen. Zu den eigentlichen Ansparungen kommen teilweise Kosten für die Erteilung der Bürgschaften (Rückbauavale) hinzu, über die der spätere Rückbau bereits zum Vorhabensbeginn gewährleistet werden kann. Die im Zusammenhang mit dem Rückbau

anfallenden Kosten und Rückstellungen werden als Teil der Betriebskosten erfasst, wenngleich die eigentlichen Ausgaben erst zum Ende des Vorhabens anfallen.

Sonstiges

Als sonstige Betriebskosten werden alle übrigen Kostenpositionen, die keiner der zuvor aufgeführten Kategorien zugeordnet werden konnten, sowie die einkalkulierten Kosten für unvorhergesehene Betriebskosten geführt. Beispielsweise werden laufende Kosten für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen und Kosten für den Strombedarf der Windenergieanlagen zu den sonstigen Kosten gezählt. Hinzu kommen beispielsweise regelmäßig anfallende Posten wie Telekommunikationskosten sowie projektspezifische Posten wie das Monitoring von Fledermäusen und Avifauna oder Kosten für die Nutzung fremder Infrastruktur. Auch werden für die Flächenpflege sowie verschiedene Beiträge und Gebühren als sonstige Kosten genannt. Bei der Zuordnung kann es zu Überschneidungen mit den übrigen Kategorien kommen – so finden sich auch Kosten für Jahresabschluss, Steuerberatung und Prüfungen der Anlagen in den sonstigen Kosten, die in anderen Projekten der Betriebs- und Geschäftsführung zugeordnet wurden.

Fixe und variable Anteile der Betriebskosten

Die Betriebskosten, die oben als jährliche Zahlungen je kW installierter Leistung ausgewiesen sind, sind nicht immer tatsächlich als feste regelmäßige Zahlungen definiert. Abhängig von den vertraglichen Ausgestaltungen können verschiedene Kostenpositionen vom Energieertrag bzw. den erzielten Erlösen abhängen. Auch treten Mischformen mit fix definierten Mindestbeträgen pro Jahr und variablen Aufschlägen ab einem projektspezifisch definiertem Schwellenwert auf. Die fixen und variablen Anteile der Betriebskosten variieren dabei über die Projekte stark. Für den Zeitraum 2019 bis 2021 wurde im Mittel über alle Betriebsjahre ein fixer Betriebskosten-Anteil von 64 % und ein ertrags- bzw. erlösabhängiger Anteil von 36 % für einen mittleren Standort in der Datenbasis ermittelt. Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 5.2 werden entsprechend für alle Standortgüten in der ersten Betriebsdekade fixe Betriebskosten in Höhe von jährlich 28 €/kW und variable Betriebskosten in Höhe von 6,1 €/MWh angesetzt. In der zweiten Dekade werden jährlich 35 €/kW sowie 7,7 €/MWh angesetzt. Für Inbetriebnahmen im Zeitraum vom 2022 bis 2025 wurde im Mittel über alle Betriebsjahre ein fixer Betriebskosten-Anteil von 65 % und ein ertrags- bzw. erlösabhängiger Anteil von 35 % für einen mittleren Standort in der Datenbasis ermittelt. Daraus folgen in der ersten Betriebsdekade 29 €/kW fixe 6,2 €/MWh variable Kosten und in der zweiten Betriebsdekade 35 €/kW fixe und 7,4 €/MWh variable Kosten. Abhängig von der Standortgüte und den damit verbundenen Energieerträgen je Anlage und den jeweils erreichten Energieerträgen verschiebt sich das Verhältnis variabler zu fixen Kosten an den Gesamtbetriebskosten.

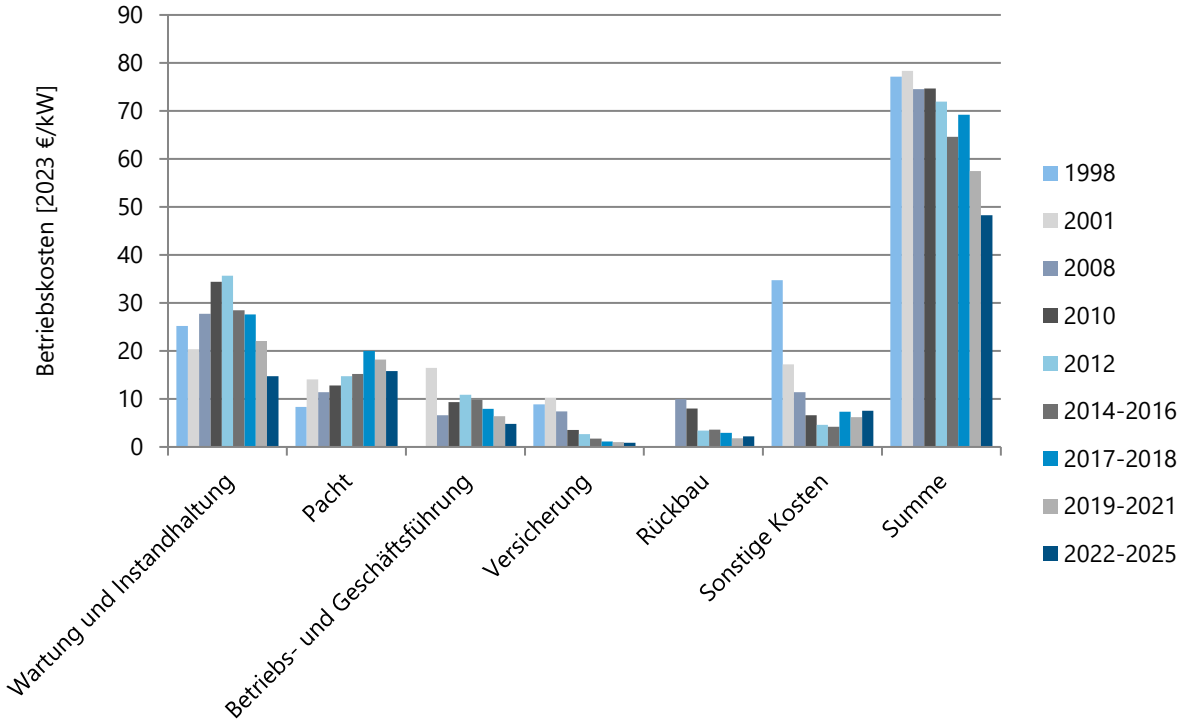
Die projektspezifisch vielfältigen vertraglichen Ausgestaltungsmöglichkeiten der Betriebskosten resultieren in einer großen Spannbreite von variablen und fixen Betriebskosten. Etwa die Hälfte der Datensätze zu fixen und variablen Kosten bewegen sich in einem Spektrum

von 37 % fixen zu 63 % variablen Kosten bis zu 89 % fixen zu 11 % variablen Kosten. Diese Bandbreiten werden in einer Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 5.2.4 betrachtet.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die Betriebskosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet. Abbildung 73 stellt die inflationsbereinigte[37] Kostenentwicklung zwischen 1998 und 2022-2025 dar (alle Werte wurden auf das Jahr 2023 normiert). Hierbei wird deutlich, dass die Betriebskosten im Zeitverlauf tendenziell gesunken sind. Hinsichtlich der einzelnen Positionen der Betriebskosten ist größtenteils seit 2012 eine stetige Kostensenkung zu beobachten. Eine Ausnahme stellen die Pachtzahlungen dar, für die sich bis 2017/18 ein fast durchgängiger Trend zu Kostenerhöhungen gezeigt hat. Gegenüber der vorhergehenden Erhebung haben sich die Pachten für die Projekte aus 2019/20/21 in der Stichprobe etwas reduziert, liegen aber immer noch über den (inflationsbereinigten) Pachten der Projekte von 2014 bis 2016. Die Betriebskosten für den Zeitraum 2022 bis 2025 haben sich nominal kaum gegenüber dem vorhergehenden Zeitraum verändert, aufgrund der hohen Inflation und der auf das Jahr 2023 normalisiert dargestellten Werte zeigt sich real eine erhebliche Kostensenkung.

[37] Betriebskosten für Zeiträume von mehr als einem Inbetriebnahmejahr wurden mit dem jeweiligen Mittelwert über den betrachteten Zeitraum inflationsbereinigt.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013; DWG in DWG & ZSW 2019; Eigene Erhebung] . Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 73: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in 2023 €/kW im Zeitverlauf

5.2. Stromgestehungskosten im Förderzeitraum

Die Stromgestehungskosten stellen das Verhältnis zwischen den über die gesamte Nutzungsdauer einer Windenergieanlage anfallenden Kosten (Investitions- und Betriebskosten) und dem am Standort erzielbaren Energieertrag dar. Das heißt, sie weisen den im gesamten Lebenszyklus entstandenen Aufwand je erzeugter Kilowattstunde aus. Entsprechend werden die Stromgestehungskosten im Folgenden in ct/kWh ausgewiesen. Hinsichtlich der Anlagenlebensdauer werden vereinfacht 20 Jahre – entsprechend dem EEG-Förderungszeitraum – angenommen. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme heutiger Projekte wird teilweise bereits mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren gerechnet. Die tatsächliche Entscheidung bezüglich des Betriebs über 20 Jahre hinaus hängt jedoch von den Rahmenbedingungen sowie dem technischen Zustand der Anlage nach 20 Jahren Betriebsdauer ab und wird zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme in der Regel noch nicht final getroffen.

Ziel der Berechnungen ist es, einen möglichst repräsentativen Durchschnitt der Stromgestehungskosten darzustellen. Aufgrund der beträchtlichen Anzahl verschiedenster Projekte kann jedoch nie die gesamte Bandbreite der Projektkonstellationen im Markt abgebildet werden. Die erzielbaren Erträge variieren beispielsweise mit der angenommenen Technologie, aber vor allem mit den zugrunde gelegten Standortbedingungen. Da diese deutschlandweit sehr unterschiedlich ausfallen, erfolgen Berechnungen für unterschiedliche Standortgüten. Für alle Standortgüten werden durchschnittliche Kostenannahmen, teilweise

variierend je nach Standortgüte, zugrunde gelegt. Trotz all dieser Maßnahmen zur Annäherung an die Realität ist stets einschränkend zu beachten, dass die Stromgestehungskosten stark projektspezifisch sind und somit die ausgewiesenen durchschnittlichen Ergebnisse durch eine hohe Streuung gekennzeichnet sind. In den ergänzenden Sensitivitäts- sowie Bandbreitenbetrachtungen wird dies adressiert.

Die Stromgestehungskosten werden jeweils für verschiedene Standortgüten berechnet. Im EEG werden die anzulegenden Werte aus den Zuschlagswerten mittels unterschiedlicher Korrekturfaktoren ermittelt. Diese werden zwischen 50 % und 150 % Standortgüte differenziert. Die in den tatsächlich aktuell installierten Projekten erreichte maximale Standortgüte liegt deutlich unter dem Maximalwert dieser Bandbreite (vergleiche dazu Abschnitt 4.1.6). Projekte mit einer Standortgüte unter 50 %, und damit unterhalb des durch das Referenzertragsmodell abgedeckten Bereichs, treten hingegen gemäß Marktstammdatenregister vereinzelt auf. In den folgenden Betrachtungen der Stromgestehungskosten wird entsprechend des tatsächlichen Zubaus und der vorhandenen Definitionen im EEG ein Bereich von 50 % bis 150 % Standortgüte abgebildet. Zur Verdeutlichung, dass Projekte ab 120 % praktisch nicht real auftreten, ist der Bereich zwischen 120 % und 150 % Standortgüte als nicht relevanter Bereich gekennzeichnet.

5.2.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung

Im Folgenden wird die grundlegende Methodik zur Berechnung der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land näher erläutert. Die Höhe der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

- Technologie (Leistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe der Windenergieanlage)
- Energieertrag (Windhöffigkeit des Standorts, Verfügbarkeit / genehmigungsrechtliche Abregelungen -> Standortgüte)
- Investitionskosten (Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inkl. Fundament und Installation), Investitionsnebenkosten)
- Betriebskosten über die gesamte Nutzungszeit von 20 Jahren
- Finanzierungsbedingungen (Anteil von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, Finanzierungslaufzeit, Fremdkapitalzins)

Einige der Parameter beeinflussen sich dabei gegenseitig. So beeinflusst beispielsweise die Technologieauswahl den späteren Energieertrag sowie die Investitionskosten und die Betriebskosten hängen teilweise vom Energieertrag ab.

Für die genannten Parameter müssen möglichst repräsentative Annahmen definiert werden, um zu einer Aussage bezüglich typischer Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten innerhalb einer 20-jährigen Betriebszeit zu gelangen. Die Anlagentechnologie in Zusammenhang mit den vorausgesetzten Windbedingungen eines Beispielstandorts führt zu einer Annahme für den erzielbaren jährlichen Energieertrag, der dann über die 20-jährige Betriebsdauer zugrunde gelegt wird. Gleichzeitig spielt die gewählte Anlagentechnologie eine

entscheidende Rolle bei den Annahmen im Bereich der Hauptinvestitionskosten. Diese werden aus der Datenerhebung für die entsprechende Technologie abgeleitet. Die Investitionsnebenkosten stellen den Durchschnittswert aus der Datenerhebung für die betrachteten Inbetriebnahmejahre dar, ebenso wie die Annahmen zu fixen und variablen Betriebskosten und Finanzierungsannahmen. Weiterhin wird eine Standard-Annahme der jährlichen Preissteigerung (2 %) getroffen. Auf Basis der Kapitalwertmethode können im Folgenden für unterschiedlich windhöffige Standorte (charakterisiert durch ihre Standortgüte) durchschnittliche Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten bestimmt werden. Die Berechnung von Stromgestehungskosten basiert hierbei auf der folgenden grundlegenden Formel:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei ist:

$StGK$	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh]
I_0	Gesamtinvestition [€]
A_t	Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€]
M_{el}	jährlicher Energieertrag [MWh]
i	kalkulatorischer Zinssatz [%]
n	Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsdauer

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten im Kontext der EEG-Förderung und technologiespezifischen Kostenaspekte der Windenergie an Land sind im Modell einige Anpassungen vorgenommen worden, die es erlauben, zusätzliche Details der Kostenstrukturen zu berücksichtigen. Um die im Fördersystem implementierte nicht inflationierte Einnahmeseite zu reflektieren, erfolgt eine Diskontierung der Erlöspotenziale. Zur Betrachtung der unterschiedlichen Standortgüten wird zwischen fixen und variablen Betriebskosten unterschieden. Zudem erfolgt eine differenzierte Annahme für die Betriebskosten in der ersten und zweiten Betriebsdekade. Sollte dies zukünftig wieder notwendig werden, kann im Modell zudem eine verkürzte Tilgungsdauer des Fremdkapitals angenommen werden und zur Berücksichtigung von Zinsbindungszeiträumen unterhalb der Finanzierungszeiträume können im Zeitverlauf unterschiedliche Fremdkapital-Zinssätze berücksichtigt werden. Abhängig von den Annahmen zur Stromgestehungskostenberechnung können diese zusätzlichen Einflussfaktoren einkalkuliert werden. Die jeweils getroffenen Annahmen werden dabei im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

5.2.2. Eingangsparameter und mittlere Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden mittlere Stromgestehungskosten für das Jahr 2022 ermittelt. Die Auswahl der **Anlagentechnologie** beruht dabei auf tatsächlich im Betrachtungszeitraum installierten bzw. genehmigten Anlagenkonfigurationen (siehe Abschnitt 2.2). Aus diesen Windenergieanlagen wurde ein mittlerer Anlagentyp ermittelt, der vereinfachend über die

gesamte Bandbreite an Standorten im Basisszenario eingesetzt wird. Für Standortgüten von 60 bis 90 % wurden in der Zubauanalyse im Mittel kaum Abweichungen zwischen den dort installierten Anlagenkonfigurationen festgestellt. Anlagen an Standorten mit höherer Standortgüte wurden im aktuellen Zubau vorrangig in Schleswig-Holstein gemeldet – hier wurden insgesamt Windenergieanlagen installiert, die über eine geringere Nabenhöhe und Gesamthöhe verfügen. Für vereinzelte Anlagenstandorte mit sehr geringer Standortgüte wurden Anlagen mit niedrigerer Nennleistung genutzt. Standorte deutlich jenseits der 120 %-Standortgüte wurden im aktuellen Zubau nicht erfasst. Insgesamt gilt, dass an jeder Standortgüte aus verschiedenen Gründen vom Durchschnitt abweichende Technologien installiert werden könnten. Vom Basisszenario abweichende Anlagenkonfigurationen werden in den Sensitivitätsbetrachtungen in Abschnitt 5.2.3 adressiert.

Die **Hauptinvestitionskosten** werden gemäß der in Abschnitt 5.1.2 dargestellten Ergebnisse der Datenerhebung aus den Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit der spezifischen Flächenleistung, der Nabenhöhe und der Nennleistung abgeleitet. Über alle Standortgüten wird eine mittlere Anlagenkonfiguration angesetzt.

Die **Energieerträge** ergeben sich in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung entsprechend der in der Kostendatenerhebung berücksichtigten Technologien. Der Referenzertrag der mittleren Anlagenkonfiguration wird hieraus abgeleitet und dieser auf die unterschiedlichen Standortgüten umgerechnet. Somit sind die angegebenen Energieerträge als jene Erträge zu verstehen, die für die mittlere Anlage bei dieser Standortgüte tatsächlich generiert werden (inkl. fiktiver Erträge z. B. aus Zeiten mit Einspeisemanagement). Zu beachten ist, dass sich der mögliche Ertrag und somit die Standortgüte nicht allein aus dem Windpotential eines Standorts ableitet. Abregelungen, die beispielsweise aus genehmigungsrechtlichen Gründen erfolgen, senken sowohl Energieertrag als auch Standortgüte. Die angegebene Standortgüte bildet damit den Standort nach entsprechenden Abregelungen ab. Anders verhält es sich mit aus dem Einspeisemanagement resultierenden Abregelungen. Diese werden entschädigt und als fiktive Strommengen auf den tatsächlichen Energieertrag aufgeschlagen, sie wirken sich somit nicht senkend auf die Standortgüte aus.

Zu den **Investitionsneben- und Betriebskosten** liegen Daten aus der Projektierer-Erhebung, wie in den Abschnitten 5.1.3 und 5.1.5 dargestellt, vor. Die Investitionsnebenkosten werden über alle Standortgüten identisch angesetzt. Die Betriebskosten werden hinsichtlich variabler und fixer Bestandteile im jeweils ermittelten Verhältnis von fixem und variablem Anteil bezogen auf den mittleren Standort in der Datenbasis angesetzt. So ergeben sich aus den mittleren Betriebskosten fixe Anteile je installierten kW und variable Anteile, die in Abhängigkeit von jeweiligen Energieertrag der Windenergieanlagen, an Gewicht gewinnen oder verlieren.

Über die Standortgüten in der Stromgestehungskostenanalyse verändert sich das Verhältnis entsprechend mit der jeweils betrachteten Standortgüte. Eine Sensitivitätsbetrachtung hinsichtlich der fixen und variablen Anteile der Betriebskosten erfolgt in Abschnitt 5.2.4.

Die **Finanzierungsannahmen** für den Basisfall sind entsprechend der Projektierer- und Banken-Befragung in Abschnitt 5.1.4 festlegt. Während der Eigenkapitalanteil über die Standortgüten variiert wird – Standorte mit höherer Standortgüte bringen weniger Eigenkapital ein – bleiben der angesetzte Fremdkapitalzins und die angenommene Eigenkapitalverzinsung über die Standortgüten identisch. Die Zinsbindung wird über die gesamte Finanzierungsdauer gehalten. Als Tilgungsdauer für das Fremdkapital werden 20 Jahre angenommen. Für den Inbetriebnahmezeitraum ab 2022 werden schlechtere Finanzierungskonditionen anzunehmen als für Inbetriebnahme von 2019 bis 2021.

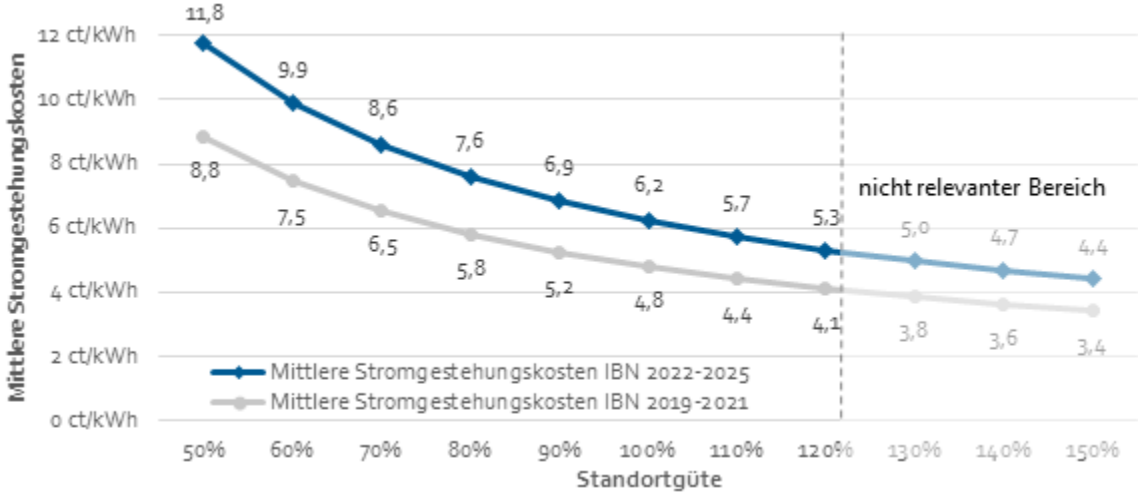
Die Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung sind in Tabelle 19 aufgeführt. Abweichungen für die Sensitivitätsanalyse sind in den entsprechenden Kapiteln dargestellt oder prozentual ausgehend von den hier definierten Eingangsparametern angenommen.

Tabelle 19: Grundannahmen zur Stromgestehungskostenberechnung

Mittlere Anlagenkonfiguration:	**2019-2021**	**2022-2025**
Nennleistung*:	3,7 MW	4,8 MW
Nabenhöhe:	137 m	141 m
Rotordurchmesser:	127 m	143 m
Gesamthöhe*:	200 m	213 m
Spezifische Flächenleistung:	293 W/m²	298 W/m²
Investitionskosten und Volllaststunden:		
Hauptinvestition	936 €/kW	1.144 €/kW
Investitionsnebenkosten	485 €/kW	546 €/kW
Volllaststunden am Referenzstandort	3.389 h	3.354 h
Betriebskosten:		
Fixe jährliche Betriebskosten - 1. Dekade	28 €/kW/a	29 €/kW/a
Variable Betriebskosten - 1. Dekade	6,2 €/MWh	6,2 €/MWh
Fixe jährliche Betriebskosten - 2. Dekade	35 €/kW/a	35 €/kW/a
Variable Betriebskosten - 2. Dekade	7,6 €/MWh	7,4 €/MWh
Finanzierungsannahmen:		
Eigenkapitalanteil	19 % bis 14% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)	24 % bis 19% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)
Fremdkapitalanteil	81 % bis 86% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)	76 % bis 81% (für 50 % bis 120 % Standortgüte)
Eigenkapitalverzinsung	8,00%	8,00%
Fremdkapitalzinssatz	2,3%	5,4 %
Tilgungsdauer FK	20 Jahre	20 Jahre

* Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.

In Abbildung 74 werden die ermittelten Stromgestehungskosten der Windenergie an Land entsprechend den oben erläuterten Eingangsparametern und der in Abschnitt 5.2.1 beschriebenen Methodik dargestellt. Die Stromgestehungskosten sinken mit der Standortgüte deutlich. Durch den einheitlich verwendeten Anlagentyp entspricht die Steigerung der Standortgüte im gleichen Maße einer Steigerung der Energieerträge am jeweiligen Standort. Entsprechend verteilen sich die anfallenden Kosten bei höherer Standortgüte auf größere Energieerträge und senken somit die Kosten je erzeugter Kilowattstunde.



Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 74: Mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte

Unter Annahme der oben beschriebenen Eingangsparameter ergeben sich für den 100 %-Standort, bei dem es sich bereits um einen überdurchschnittlich guten Standort handelt, im Mittel Stromgestehungskosten für Inbetriebnahmen im Zeitraum 2019 bis 2021 von 4,8 ct/kWh über eine Betriebsdauer von 20 Jahren. Die mittleren Kosten liegen bei den weiter verbreiteten niedrigeren Standortgüten (vgl. Abschnitt 4.1.6) entsprechend höher und steigen z. B. am 60 %-Standort auf 7,5 ct/kWh. Für den in die Zukunft gerichteten Zeitraum von 2022 bis 2025 ergeben sich auf Basis der Ende 2022 vorliegenden Datenbasis Stromgestehungskosten von 6,2 ct/kWh am 100% Standort. Im Vergleich zur Stromgestehungskostenberechnung 2019-2021 sind die durchschnittlichen Stromgestehungskosten in allen Standortklassen deutlich gestiegen. Abhängig von der Standortgüte beträgt die Steigerung 30 bis 33 %. Die niedrigen Standortgüten sind hierbei noch etwas stärker betroffen als die sehr guten Standortklassen. Gründe für die beobachteten Kostensteigerungen sind die aufgrund der Entwicklungen an den Rohstoff- und Zulieferermärkten gestiegenen Hauptinvestitionskosten sowie die spürbar gestiegenen Fremdkapitalzinsen. Effizienzsteigerungen in einigen Bereichen wirken den erheblichen Kostensteigerungen in anderen Bereichen entgegen. Aufgrund der dynamischen Entwicklungen, unter anderem hinsichtlich der Finanzierungskosten, unterliegen die angesetzten Kosten für den Inbetriebnahmezeitraum von 2022 bis 2025 einer erhöhten Unsicherheit. Grundsätzlich handelt es sich für beide Betrachtungszeiträume bei den angegebenen Kosten um mittlere Stromgestehungskosten. Abhängig von den jeweils projektspezifischen Gegebenheiten können die tatsächlichen Kosten teils deutlich abweichen. In den Sensitivitätsanalysen sowie einer Bandbreitenbetrachtung in den folgenden Abschnitten wird betrachtet, wie sich die Stromgestehungskosten unter anderen Projektgegebenheiten verändern können.

Die hier vorgestellten aktualisierten Stromgestehungskosten, die auf Basis der zum Berichtszeitpunkt vorliegenden Datenbasis für den Zeitraum 2022 bis 2025 ermittelt wurden, liegen etwas unterhalb der zuletzt im Rahmen eines Kurzpapiers (veröffentlicht Dezember 2022) ermittelten Kosten. [vgl. DWG 2022]. Zurückzuführen ist dies insbesondere darauf, dass

die Betriebskosten und Investitionsnebenkosten gemäß der zum Berichtszeitpunkt vorliegenden Daten weniger stark gestiegen sind als im Dezember 2022 angenommen, da diese Daten damals auf Basis der erwarteten Inflationsentwicklung auf das Inbetriebnahmejahr 2025 hochgerechnet werden mussten, während für die aktualisierte Kostendatenermittlung die im Rahmen der Datenerhebung für den Gesamtzeitraum 2022 bis 2025 erhobenen Kosten zugrunde gelegt werden konnten. Die erwartete Eigenkapitalrendite musste zudem Ende 2022 wegen des erhöhten Risikos mit einem höheren Wert angenommen werden, und konnte nun aufgrund der durch die Anpassung der Höchstwerte in den Ausschreibungen wiederhergestellten Erlössicherheit wieder auf das zuvor übliche Niveau gesenkt werden. Zudem wurde die Technologieauswahl auf den aktuellen Stand angepasst.

5.2.3. Sensitivitätsanalysen zur installierten Anlagenkonfiguration

Die Analyse des aktuellen Zubaus und der bereits genehmigten bzw. bezuschlagten Windenergieanlagen an Land in Deutschland (Abschnitt 2.2) zeigt eine erhebliche Bandbreite hinsichtlich der gewählten Anlagenkonfiguration auf. Die Analyse der Hauptinvestitionskosten zeigt auf der anderen Seite, dass Kosten und Energieerträge (dargestellt als Volllaststunden am Referenzstandort) von eben dieser Technologieauswahl abhängen. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der installierten Anlagenkonfiguration durchgeführt. Berücksichtigt werden unterschiedliche Gesamthöhenklassen, unterschiedliche Leistungsklassen sowie unterschiedliche Klassen der spezifischen Flächenleistung bezogen auf den tatsächlichen Zubau 2022 und die bis zum Ende des ersten Quartals 2023 genehmigten Windenergieanlagen. Neben den mittleren Konfigurationen der Windenergieanlagen in einer Klasse ist in Tabelle 20 jeweils der Anteil von Anlagen dieser Klasse an den insgesamt betrachteten Anlagen dargestellt. Die gesamte Konfiguration der Anlagen in den jeweiligen Technologiegruppen verdeutlicht, wie steigende Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser sowie sinkende spezifische Flächenleistung miteinander korrelieren. Entsprechend der tatsächlichen Entwicklung der Anlagen spiegelt die Sensitivitätsbetrachtung somit wider, dass zwischen den einzelnen Konfigurationsstellschrauben Zusammenhänge bestehen und am Markt nicht jede Kombination aus Anlageneigenschaften verfügbar ist. Die Sensitivitäten stellen entsprechend auch nicht die Extremwerte der verfügbaren Technologie dar, sondern das jeweilige Mittel in einer Technologiegruppe. Alle im folgenden berechneten Sensitivitäten beziehen sich auf den Installationszeitraum von 2022 bis 2025.

Tabelle 20: Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Technologiegruppen im Jahr 2022 in Betrieb genommener und genehmigter Windenergieanlagen

Mittlere Anlagen-konfiguration:	GH ≤ 150	GH > 150 und ≤ 200	GH > 200 und ≤ 250	2 MW-Klasse	3 MW-Klasse	4 MW-Klasse	5 MW-Klasse	≥ 6 MW-Klasse	SFL < 275 W/m²	275 W/m² ≤ SFL < 325 W/m²	SFL ≥ 275 W/m²
Nennleistung*:	3,6 MW	4,5 MW	5,1 MW	2,6 MW	3,5 MW	4,4 MW	5,7 MW	6,3 MW	4,5 MW	4,7 MW	5,0 MW
Nabenhöhe:	90 m	123 m	162 m	123 m	129 m	137 m	151 m	150 m	149 m	144 m	129 m
Rotordurch-messer:	115 m	138 m	150 m	100 m	124 m	138 m	155 m	160 m	150 m	143 m	134 m
Gesamthöhe*:	147 m	192 m	237 m	173 m	191 m	205 m	229 m	230 m	224 m	216 m	196 m
Spezifische Flächen-leistung:	352 W/m²	301 W/m²	288 W/m²	332 W/m²	290 W/m²	294 W/m²	296 W/m²	314 W/m²	258 W/m²	291 W/m²	351 W/m²
Hauptinvestitionskosten und Volllaststunden											
Volllaststunden am Referenz-standort:	2.783 h	3.217 h	3.535 h	3.096 h	3.295 h	3.337 h	3.411 h	3.355 h	3.559 h	3.403 h	3.062 h
Haupt-investition:	1.129 €/kW	1.143 €/kW	1.148 €/kW	1.192 €/kW	1.183 €/kW	1.159 €/kW	1.120 €/kW	1.094 €/kW	1.173 €/kW	1.150 €/kW	1.106 €/kW
Anteil der Klasse an betrachteten WEA											
Anteil:	9%	37%	54%	4%	17%	31%	35%	13%	29%	43%	28%

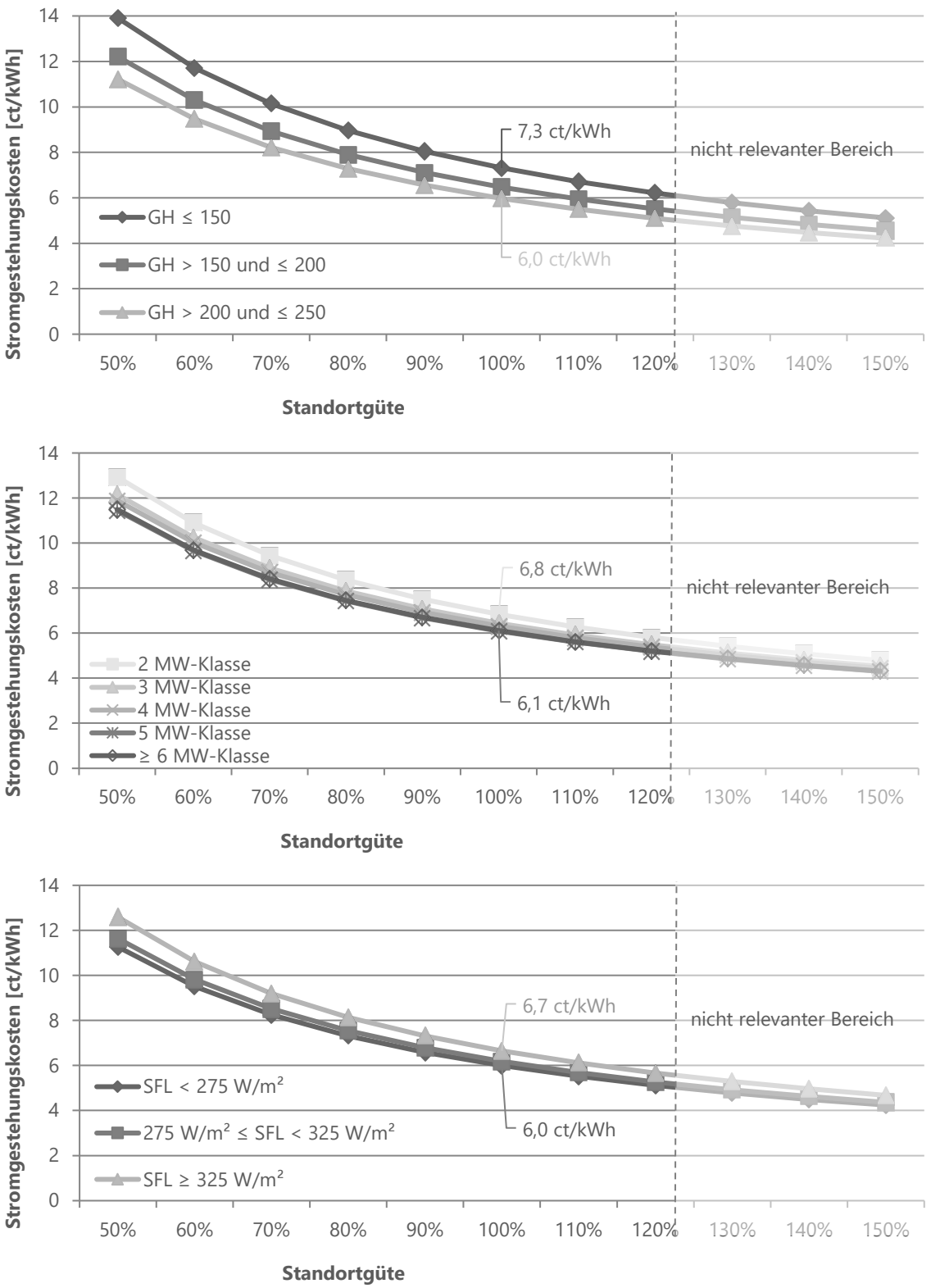
* Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.

Datengrundlage: [MaStR 2023; Eigene Erhebung; Eigene Berechnung].

Für die unterschiedlichen in Tabelle 20 dargestellten Technologiegruppen wurden im Folgenden unter gleichbleibenden Annahmen zu Investitionsnebenkosten, Betriebskosten und Finanzierungsparametern die jeweiligen mittleren Stromgestehungskosten errechnet.

In Abbildung 75 ist dargestellt, wie sich die Kosten für unterschiedliche Technologiegruppen verändern. Es zeigt sich deutlich, dass die mittleren Stromgestehungskosten für Technologien mit geringen Gesamthöhen deutlich über jenen höherer Anlagen liegen. Verglichen mit den mittleren Stromgestehungskosten über den Gesamtzubau liegen die Kosten für Anlagen mit einer Gesamthöhe unter 150 m um 18 % (im Mittel über Standortgüten von 50-120 %) deutlich höher als die Stromgestehungskosten höherer Windenergieanlagen. Geringer fällt der Effekt für Windenergieanlagen aus kleineren Leistungsklassen aus, da Nabenhöhe und spezifische Flächenleistung über die Klassen enger beieinander liegen. Nur die kaum noch auf dem Markt vertretenen Windenergieanlage der 2 MW-Klasse haben um 10 % höhere Stromgestehungskosten als die durchschnittliche Anlage, die 3 MW Klasse liegt 3 % über dem Schnitt und die 4-MW Klasse 1 % darüber. Die mittleren Anlagen der 5 und 6-MW-Klasse haben um 2-3 % niedrigere Stromgestehungskosten. Es ist dabei darauf hinzuweisen, dass in der berechneten Sensitivität ausschließlich die Hauptinvestitionskosten angepasst wurden. Anlagen mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung, die zugleich im Mittel eine größere

Gesamthöhe besitzen, weisen bei gleicher Standortgüte etwas geringere Stromgestehungskosten auf als solche mit höherer spezifischer Flächenleistung und niedrigerer Gesamthöhe, obwohl die Hauptinvestitionskosten je Kilowatt geringer sind. Die deutlich höhere Auslastung bei gleicher Standortgüte, die mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung erzielt werden kann, kompensiert die höheren Investitionskosten.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 75: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung

In der Realität kann der Vergleich zwischen unterschiedlichen Technologien nicht allein auf Basis der Standortgüte erfolgen. An einem Standort, an dem das Windprofil von dem im EEG definierten Referenzstandort abweicht, können aus der Auswahl unterschiedlicher

Anlagenkonfigurationen auch unterschiedliche Standortgüten resultieren. Zudem ist ein Projektentwickler nicht immer frei in der Auswahl einer bestimmen Anlagentechnologie. Beispielsweise liegen am Standort beschränkende Faktoren vor, die Anlagen über eine bestimmte Gesamthöhe hinaus nicht zulassen (z. B. durch an die Anlagenhöhe gekoppelte Abstandsregelungen). Für jedes Projekt wird unter Berücksichtigung vieler Faktoren die bestmögliche Anlagentechnologie ausgewählt. In der aktuellen Marktsituation – geprägt durch unterzeichnete Ausschreibungen und Zuschlagswerte nah am Höchstwert – können auch Standorte mit Restriktionen, beispielsweise hinsichtlich der Anlagenhöhe, bei der Technologieauswahl realisiert werden. Bei zunehmendem Wettbewerb haben solche Standorte tendenziell schlechtere Aussichten auf einen wirtschaftlichen Zuschlag.

Es ist darauf hinzuweisen, dass für alle betrachteten Technologieklassen projektspezifische Unterschiede hinsichtlich aller weiteren Kostenparameter auftreten. Diese beeinflussen projektspezifische Stromgestehungskosten und können dazu führen, dass ein Projekt mit nachteiliger Anlagenkonfiguration aufgrund insgesamt vorteilhafter Kostenstrukturen günstiger ist als ein Projekt mit Anlagen der modernsten und größten Anlagengeneration. Die Sensitivität der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der übrigen Eingangsparameter wird in Abschnitt 5.2.6 behandelt.

5.2.4. Sensitivitätsanalysen zu fixen und variablen Betriebskosten

Die Betriebskosten von Windenergieanlagen weisen sowohl fixe als auch variable Bestandteile auf. Die projektspezifische Ausgestaltung der die Betriebskosten bestimmenden Verträge obliegt dabei den jeweiligen Vertragspartnern (Projektentwickler/Betreiber und Verpächter/Betriebsführer/Wartungsunternehmen etc.) und ihren Vorstellungen. Dabei können neben fixen und ertrags- oder erlösabhängigen variablen Kosten auch Mischformen definiert werden, in denen zum Beispiel Mindestwerte definiert sind. Projektspezifisch ergeben sich folglich unterschiedliche Verteilungen zwischen fixen und variablen Kosten. In der folgenden Sensitivitätsbetrachtung wird das Verhältnis fixer zu variablen Kosten bezogen auf den mittleren Standort variiert. Die Gesamthöhe der Betriebskosten an eben diesem Standort verbleibt konstant – somit sind auch die Stromgestehungskosten bei unveränderten weiteren Eingangsparametern identisch mit dem Basisfall. Bei höherem Energieertrag sinken die Stromgestehungskosten bei größerem Fixkostenanteil. Größere variable Kostenbestandteile sind vorteilhaft für Standorte mit niedrigeren Energieerträgen.

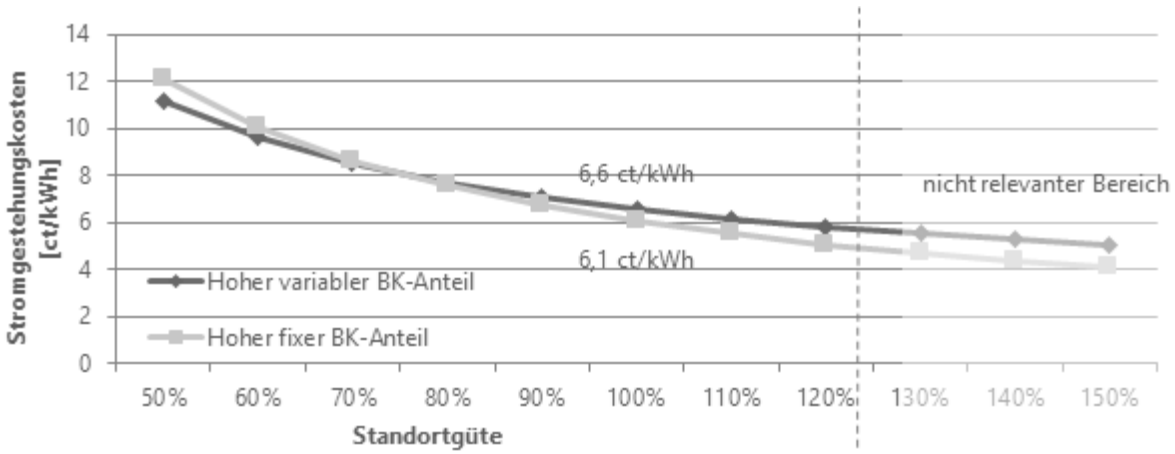
Die Bandbreite der angenommenen fixen und variablen Anteile an den Betriebskosten orientiert sich an der Bandbreite, die für 80 % der Standorte von den Projektentwicklern angegeben wurde, und reicht von einem variablen Anteil von 10 % bis 95 %, beziehungsweise einem fixen Anteil von 90 % bis 5 % an den Betriebskosten. Die resultierenden Betriebskostenannahmen sind in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Anteile fixer und variabler Betriebskosten

	Hoher variabler BK-Anteil	Hoher fixer BK-Anteil
Anteil fix am mittleren Standort	10%	95%
Anteil variabel am mittleren Standort	90%	5%
Fixe Betriebskosten - 1. Dekade	4 €/kW	42 €/kW
Variable Betriebskosten - 1. Dekade	16,1 €/MWh	0,9 €/MWh
Fixe Betriebskosten - 2. Dekade	5 €/kW	50 €/kW
Variable Betriebskosten - 2. Dekade	19,2 €/MWh	1,1 €/MWh

Datengrundlage: Eigene Erhebung.

In Abbildung 76 wird deutlich, wie sich der Verlauf der Stromgestehungskosten über die Standortgüten bei geänderten Annahmen zu fixen und variablen Kosten ändert und die Kurve bei einem höheren variablen Anteil abflacht. Relativierend muss berücksichtigt werden, dass bei realen Projekten im Rahmen der Verhandlung von Verträgen zu den Betriebskosten die erwarteten Energieerträge bekannt sind und somit auch in der Gesamthöhe der Kosten berücksichtigt werden können. Variable Kostenanteile verringern dabei das Risiko hoher absoluter Kosten in ertragsschwachen Jahren, während definierte Mindestanteile den Vertragspartner nach unten hin absichern.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 76: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten

5.2.5. Sensitivitätsanalysen zu Fremdkapitalzinsen

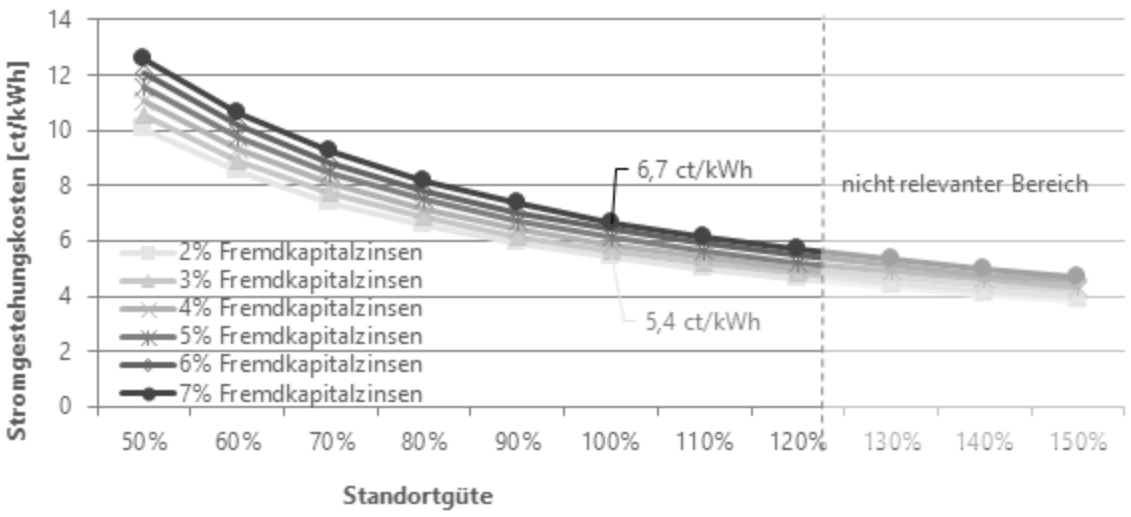
Nach einer langen Nullzinsphase des Leitzinses der Europäischen Zentralbank, die die sehr kostengünstige Finanzierung von Windenergieprojekten im Rahmen der stark Fremdkapital geprägten Projektfinanzierung, ermöglicht hat, sind die Zinsen innerhalb des letzten Jahres erheblich gestiegen. Der Anstieg der Leitzinsen hat auch die für Windenergie Projekte

angebotenen Finanzierungsprogramme wie zum Beispiel der KfW erheblich ansteigen lassen[38]. Steigen die Leitzinsen weiter, können auch die Finanzierungskosten der Windenergieprojekte weiter zunehmen. Im Basisszenario der Stromgestehungskosten Berechnung wurden Zinsen angesetzt, die an die Entwicklung der KfW-Zinsen für Finanzierungen mit 20-jähriger Zinsbindung im Betrachtungszeitraum angelehnt wurden. Verändern sich diese kann das erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten haben. Aufgrund der aktuellen Marktdynamik muss insbesondere eine weitere Zinssteigerung befürchtet werden.

In Abbildung 77 sind die Stromgestehungskosten bei Fremdkapitalzinsen von 2 % bis 7 % dargestellt. Zinssätze um 2 % waren von Mitte 2019 bis Anfang 2022 üblich, bis Anfang 2023 stiegen die Zinssätze auf über 5 %. Die weitere Entwicklung ist unklar, birgt aber ein erhebliches Risiko zu weiteren Zinssteigerung. Die Sensitivitätsberechnungen wurden unter alleiniger Veränderung der Fremdkapitalzinssätze durchgeführt. Je Prozentpunkt Zinserhöhung steigen die Stromgestehungskosten um 4 – 5 %. Alle weiteren Faktoren sind gleichbleibend. Das schließt die angesetzte Eigenkapitalverzinsung ein. Tatsächlich steigen mit den steigenden Leitzinsen auch die Renditeerwartungen von Investoren an, dies führt zu zusätzlichen Kostensteigerungen, die im Folgenden nicht ausgewiesen sind.

Die Stromgestehungskosten steigen mit zunehmenden Fremdkapitalzinsen. Am 100% Standort hat eine mittlere Windenergieanlage 2 % Fremdkapitalzins Stromgestehungskosten von 5,4 ct/kWh. Eine mittlere Windenergieanlage 7% Zinsen weist Stromgestehungskosten von 6,7 ct/kWh auf.

[38] Die Leitzinsen sind nach Ende des Betrachtungszeitraums weiter angestiegen, die KfW-Zinsen folgten nicht direkt mit vergleichbaren Steigerungen. Anstiege im weiteren Zeitverlauf sind jedoch nicht auszuschließen.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 77: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen

5.2.6. Sensitivitätsanalysen zu weiteren Parametern

In der letzten Sensitivitätsbetrachtung werden weitere Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung variiert. Die ausgewählte Technologie und die entsprechenden Energieerträge bleiben dabei unverändert, während jeweils ein Parameter nach oben und unten angepasst wird. Die Investitions- und Betriebskostenparameter werden jeweils einzeln in Höhe der Standardabweichung variiert, die im Rahmen der Kostendatenerhebung ermittelt wurde (vergleiche Abschnitt 5.1). Im Bereich der Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalanteil und Fremdkapitalzins) werden Variationen durchgeführt, die in heutigen Projekten auftreten können. Im Detail erfolgt die Sensitivitätsberechnung für folgende einzeln veränderte Eingangsparameter:

- Hauptinvestitionskosten (± 12 %)
- Investitionsnebenkosten (± 28 %)
- Betriebskosten (± 19 %)
- Fremdkapitalzins (± 1 %-Punkt)
- Eigenkapitalanteil (± 10 %-Punkte)

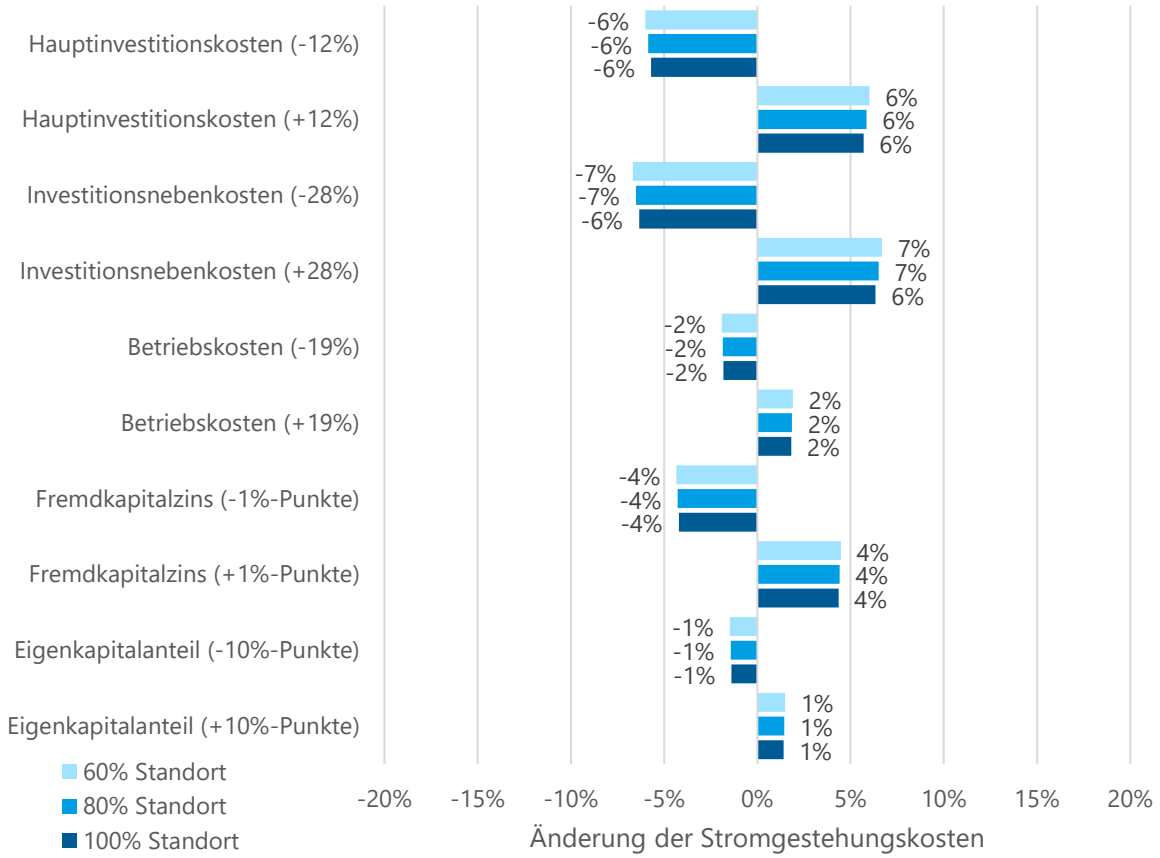
Die Veränderung der mittelten Hauptinvestitionskosten (1.144 €/kW) um ± 11 % führt zu Kosten von 1.270 €/kW bzw. 1.019 €/kW installierter Leistung. Die Technologieparameter bleiben dabei unverändert.

Die Standardabweichung der Investitionsnebenkosten beträgt ± 28 %. Abweichungen dieser Größenordnung werden erreicht, wenn für mehrere der einzelnen beinhalteten Kostenparameter der Investitionsnebenkosten (bspw. Planungskosten, Netzanbindungs-, Infrastrukturkosten) besonders vor- oder nachteilige Kostenstrukturen vorliegen.

Auch die Standardabweichung der Betriebskosten ist hoch und beträgt 19 %. Auch diese Abweichung kann kaum durch einen einzelnen Parameter erreicht werden. Beispielsweise

würde eine Steigerung und Senkung der mittleren Pachtkosten um 50 % zu einer Veränderung der gesamten Betriebskosten um etwa +13 % bzw. -22% führen.

Die Ergebnisse werden in Abbildung 78 beispielhaft für einen 60 %-, einen 80 % - und einen 100 %-Standort (gemäß Definition des Referenzstandorts ab EEG 2017) dargestellt. Es lassen sich durch einen Vergleich der Stärke der jeweiligen Auswirkung an den drei Standorten Rückschlüsse dazu ziehen, wie sich die Variation eines Eingangsparameters je nach Energieertragssituation auswirkt.



Datengrundlage:[Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 78: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter

Bei der erfolgten Variation der einzelnen Kostenparameter in Höhe ihrer Standardabweichung werden im Maximum in den drei Beispielfällen um +/- 7 % veränderte Stromgestehungskosten beobachtet. Die standortgüteabhängigen Veränderungen der Ergebnisse sind vergleichsweise gering und bewegen sich im Bereich von etwa 1 %-Punkt.

In der Datenerhebung wirken sich die in Höhe der Standardabweichung variierten Hauptinvestitionskosten unter Berücksichtigung der Konfiguration etwas weniger auf die Stromgestehungskosten aus als die variierten Investitionsnebenkosten. Dies ist auf die deutlich höhere Standardabweichung der erhobenen Investitionsnebenkosten zurückzuführen, die somit trotz der absolut geringeren Höhe projektspezifisch einen erheblichen Einfluss haben können. Der Einfluss der Variation der Betriebskosten um die erhobene Standardabweichung

ist erheblich geringer als der Einfluss der Investitionskosten. Diese fallen erst über die Betriebszeit an und müssen nicht mit den aktuell hohen Kosten finanziert werden. Entsprechend ist der Einfluss der Zinsentwicklung hoch – schon die Veränderung, des Fremdkapitalzinses um einen Prozentpunkt, die im Jahr 2022 binnen kürzester Zeit erreicht wurde, führte zu einer Änderung der Stromgestehungskosten von 4-5 %. Die Anpassung des Eigenekapitalanteils um 10 Prozentpunkte führt zu einer im Vergleich geringeren Änderung der Stromgestehungskosten um 1-2 %, da die Differenz zwischen Fremd- und dem angenommen Eigenkapitalzins gesunken ist.

5.2.7. Bandbreite zu erwartender Stromgestehungskosten

Es ist wichtig zu beachten, dass im Rahmen der oben dargestellten Sensitivitätsanalysen die Parameter einzeln variiert wurden. In der Realität können Projekte natürlich in mehreren Punkten vom Ausgangsfall abweichen. Dies wird besonders anschaulich, wenn beispielsweise ein kleiner Akteur, der in mehreren Jahren ein Projekt plant, mit einem großen Entwicklungsunternehmen verglichen wird: Der große Akteur kann verbesserte Konditionen mit dem Anlagenhersteller aushandeln und auch im Bereich der Investitionsneben- und Betriebskosten Synergien zwischen verschiedenen Projekten erzielen, ebenso hat er andere Spielräume und Konditionen bei der Projektfinanzierung. Derartige Effekte sind bei der Interpretation der ermittelten Durchschnittswerte für die Stromgestehungskosten stets zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite können sich auch aufhebende Effekte ergeben – dies ist beispielsweise der Fall, wenn als Bestandteil besonders hoher Investitionsnebenkosten Projektflächen erworben wurden, die die Betriebskosten im Vorhabenverlauf senken.

Um das mögliche Zusammenspiel der verschiedenen Kostenbestandteile bei einer Vielzahl unterschiedlicher Projekte abzuschätzen, wird im Folgenden eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Die Monte-Carlo-Simulation ist ein probabilistisches Modell mit dem primären Ziel, Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Zufallsvariablen experimentell zu ermitteln. Ausgehend von den Eingangsannahmen und ihren Wahrscheinlichkeitsverteilungen können mögliche Ergebnisse simuliert werden. Um eine plausible und praktikable Abschätzung des gesamten Risikoumfangs zu erhalten, werden in der Monte-Carlo-Simulation eine Vielzahl möglicher Ergebnisvarianten berechnet und zu Wahrscheinlichkeitsverteilungen zusammengefasst. Die Methodik eignet sich, um aus den ermittelten Kostenbestandteilen mit parameterabhängigen Unsicherheiten unter Berücksichtigung stochastischer Zusammenhänge eine mögliche Verteilung der tatsächlichen Stromgestehungskosten zu ermitteln.

Bei der Anwendung der Monte-Carlo-Simulation wird für die einzelnen Eingangsparameter auf Basis der in Abschnitt 5.1 dargestellten Kostendatenbasis für jeden Parameter eine zu erwartende Verteilung angenommen. Neben der Verteilung der einzelnen Parameter wird dabei der Zusammenhang einzelner Parameter berücksichtigt. In der vorliegenden Monte-Carlo-Simulation werden die Technologieauswahl, die Hauptinvestitionskosten, die Investitionsnebenkosten, die Betriebskosten und der Fremdkapitalzinssatz als variable Parameter berücksichtigt. Weitere Eingangsannahmen werden statisch mit ihrem mittleren Wert angesetzt. Für die relevanten variablen Eingangsparameter werden zudem

Korrelationsanalysen auf Basis der verfügbaren Projektdaten mit Inbetriebnahme seit dem Jahr 2019 durchgeführt. Im Folgenden werden die betreffenden Annahmen näher beschrieben.

Technologieauswahl

Die Technologieauswahl kann die Stromgestehungskosten eines Projektes teils erheblich beeinflussen. Der Einfluss der Technologieauswahl als alleinstehendem Faktor wurde in Abschnitt 5.2.3 dargestellt. Auch für die Betrachtung der Gesamtbandbreite muss die Technologieauswahl berücksichtigt werden. Dabei wird auf die Technologieklassen aus der vorhergehenden Einzelfaktoren-Analyse zurückgegriffen. Abgestellt wird auf die Gesamthöhe, die oftmals der begrenzende Faktor in der Technologieauswahl ist. In der Monte-Carlo-Simulation werden dabei die drei Gesamthöhen-Klassen ≤ 150 m, 150 m bis ≤ 200 m sowie 200 m bis ≤ 250 m genutzt. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens der drei Klassen entspricht dabei dem Anteil der Klasse an den berücksichtigten Windenergieanlagen im Betrachtungszeitraum (siehe Tabelle 21).

Die Technologieauswahl beeinflusst insbesondere die Höhe der Hauptinvestitionskosten sowie die am Referenzstandort erwarteten Energieeinträge. Die Energieerträge werden für jede Technologiegruppe einzeln festgelegt, die Höhe der Hauptinvestitionskosten wird abhängig von der Technologieauswahl festgelegt und zudem variable angelegt (siehe nächster Abschnitt). Alle weiteren Parameter werden als unabhängig von der Technologieauswahl angenommen.

Die Hauptinvestitionskosten unterliegen neben der Variation in Abhängigkeit von der Technologieauswahl zudem der im folgenden beschriebenen technologieunabhängigen Streuung.

Hauptinvestitionskosten

Die von der gewählten Technologiekonfiguration unabhängige Abweichung der erhobenen mittleren Hauptinvestitionskosten liegt bei 12% (siehe Abschnitt 5.1.2). Diese Abweichung berücksichtigt nicht die in Realität von den Herstellern für einzelne Anlagen aufgerufenen Preise, die zum Beispiel abhängig von der eingekauften Anlagenanzahl oder den individuellen Lieferwegen und Standortbedingungen darüber hinaus variieren können. Diese Effekte können auf Basis der vorliegenden Daten nicht quantifiziert werden und werden daher im Folgenden vernachlässigt. Im Übrigen wird angenommen, dass die Hauptinvestitionskosten für die drei oben beschriebenen Technologieklassen jeweils mit einer Standardabweichung von 12% um den jeweiligen Mittelwert normalverteilt sind.

Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten weisen, wie in Abschnitt 5.1.3 gezeigt, eine erhebliche Standardabweichung auf. In der untersuchten Stichprobe liegt diese bei 38 %. Im Folgenden wird angenommen, dass die Investitionsnebenkosten normalverteilt mit der entsprechenden Standardabweichung auftreten. Die Investitionsnebenkosten wurden zudem hinsichtlich einer

Korrelation zu den Hauptinvestitionskosten untersucht – eine signifikante Korrelation konnte dabei nicht festgestellt werden.

Betriebskosten

Auch für die Betriebskosten wird im Folgenden eine Normalverteilung mit der in der Datenbasis ermittelt Standardabweichung von 18% angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass Projekte, die in der ersten Betriebsdekade besonders hohe Betriebskosten aufweisen, auch in der zweiten Dekade durch hohe Kosten gekennzeichnet sind. Die Korrelationsanalyse bestätigt einen signifikanten Zusammenhang mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,85. Entsprechend wird in der Monte-Carlo-Simulation angenommen, dass die Höhe der Betriebskosten in der ersten Dekade entsprechend mit den Betriebskosten in der zweiten Dekade korreliert. Die Verteilung der Betriebskosten auf fixe und variable Bestandteile bleibt bezogen auf die mittlere Standortgüte statisch. Weiterhin wurde untersucht, ob die Höhe der Betriebskosten in einem Zusammenhang mit der Höhe der Haupt-, Neben- oder Gesamtinvestitionen steht. Hierbei wurde eine signifikante Korrelation zu den Hauptinvestitionskosten in Höhe von 0,28 festgestellt. Auch dieser Zusammenhang wird in der Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt.

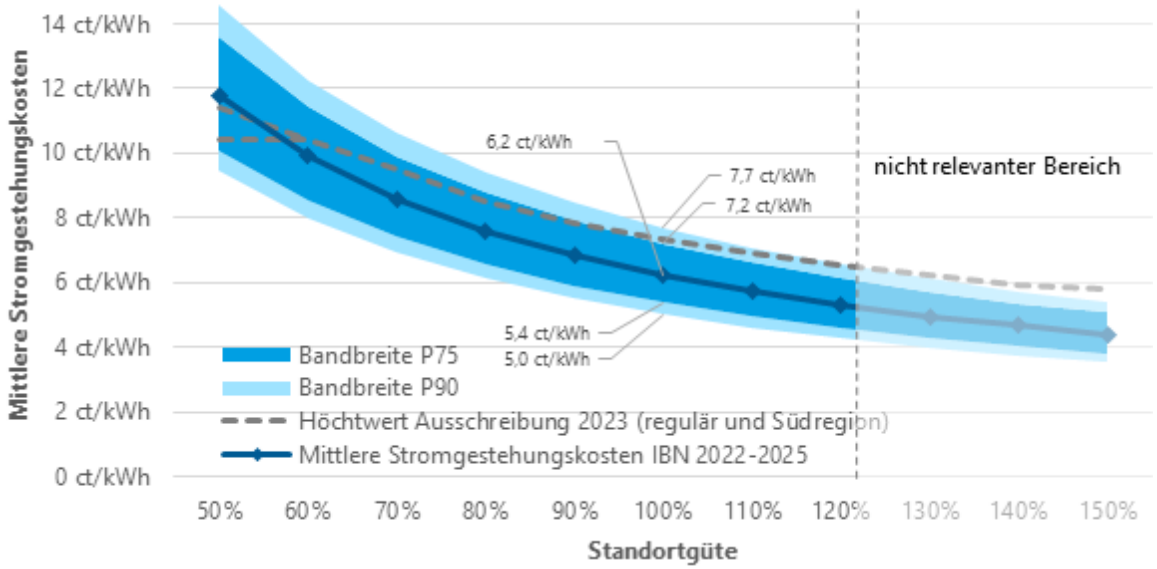
Fremdkapitalzinsen

Bezogen auf den Betrachtungszeitraum sind die Fremdkapitalzinsen im Zeitverlauf erheblich gestiegen – entsprechend wurden Fremdkapitalzinsen angesetzt, die einen zum Berichtszeitpunkt realistischen Wert widerspiegeln. Die weitere Entwicklung der Zinsen ist unsicher, wenngleich die KfW-Zinsen im zweiten Halbjahr 2023 nicht mehr so stark wie die Leitzinsen gestiegen sind. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurde im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation für die Fremdkapitalzinsen eine Dreiecksverteilung zugrunde gelegt, die um plus/minus einen Prozentpunkt um den angenommenen Mittelwert variiert. Es wird keine Korrelation zu einem anderen Eingangsparameter angenommen, wenngleich davon auszugehen ist, dass mit steigenden Kapitalmarktzinsen auch die Erwartungen an erzielbare Eigenkapital-Renditen steigen können.

Monte-Carlo-Simulation

Auf Basis der oben beschriebenen Auswertungen und Annahmen wird die Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Dabei werden in 10.000 Iterationen die variablen Eingangsparameter unter Berücksichtigung der beschriebenen Wahrscheinlichkeiten und Korrelationen zufällig gesetzt. Für jede der 10.000 Zufallskombinationen werden die Stromgestehungskosten für alle betrachteten Standortgüten ermittelt. Aus der resultierenden Verteilung der einzelnen Ergebniswerte lässt sich für jede Standortgüte eine Häufigkeitsverteilung möglicher Stromgestehungskosten ermitteln. Hieraus ergeben sich entsprechende Bandbreiten von Stromgestehungskosten, die sich mit einer bestimmten prozentualen Wahrscheinlichkeit an einem Standort mit einer definierten Standortgüte ergeben können. In Abbildung 79 ist die jeweilige Bandbreite dargestellt, in der die Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen mit der jeweiligen Standortgüte mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% (p75) bzw. 90% (P90)

liegen. Die ebenfalls in der Grafik dargestellten aus dem im Jahr 2023 gültigen Höchstwert resultierenden anzulegenden Werte je Standortgüte liegen für Standorte mit 120% Standortgüte am oberen Rand der P90 Bandbreite, für Standorte mit 100% Standortgüte knapp über der P75 Bandbreite und für 60%-Standorte knapp über dem Mittelwert.

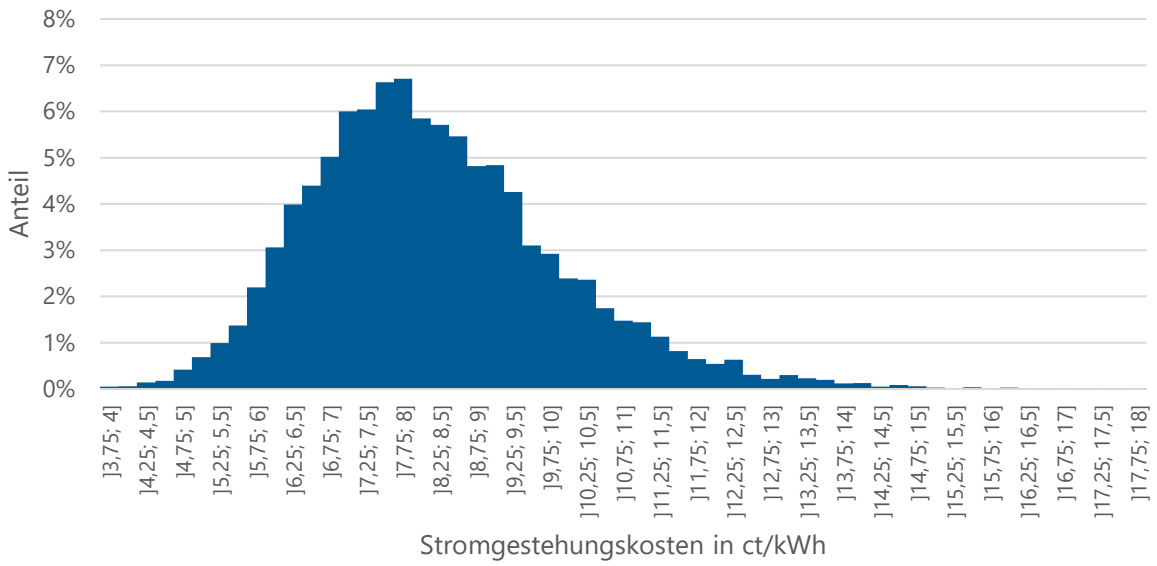


Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 79: Mittlere Stromgestehungskosten und P75 und P90-Bandbreiten sowie Höchstwert im Jahr 2023 nach Standortgüte

Der Darstellung in Abbildung 79 ist nicht zu entnehmen, mit welcher Wahrscheinlichkeit im Markt Stromgestehungskosten unterhalb des aktuellen maximal anzulegenden Wertes auftreten, da dies von den Anteilen unterschiedlicher Standortgüten in den tatsächlichen Projekten abhängt. Um diesen ergänzenden Aspekt abzubilden, wird eine weitere Monte-Carlo-Simulation mit der Standortgüte als zusätzlicher Variable durchgeführt. Die Verteilung der Standortgüte wurde entsprechend der an das Marktstammdatenregister gemeldeten Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019 gewählt (vgl. Abschnitt 4.1.6). Es wird angenommen, dass sich diese in der Zukunft entsprechend fortschreibt. Dabei wird somit bspw. nicht berücksichtigt, dass die mittlere Standortgüte von Windenergieanlagen bei einem vermehrten Zubau im Süden des Landes sinken könnte.

In Abbildung 80 ist das Ergebnis der zweiten Monte-Carlo-Simulation dargestellt. Die sich ergebende Häufigkeitsverteilung der erwarteten Stromgestehungskosten für Windenergieprojekte in Deutschland reicht von 3,75 ct/kWh bis 18 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten sind dabei tendenziell für Windenergieanlagen mit niedrigerer Standortgüte höher. Allerdings können die Kosten für ein besonders günstiges Projekt mit niedrigerer Standortgüte auch über denen eines windhöffigeren Standorts mit überdurchschnittlichen Kosten liegen.



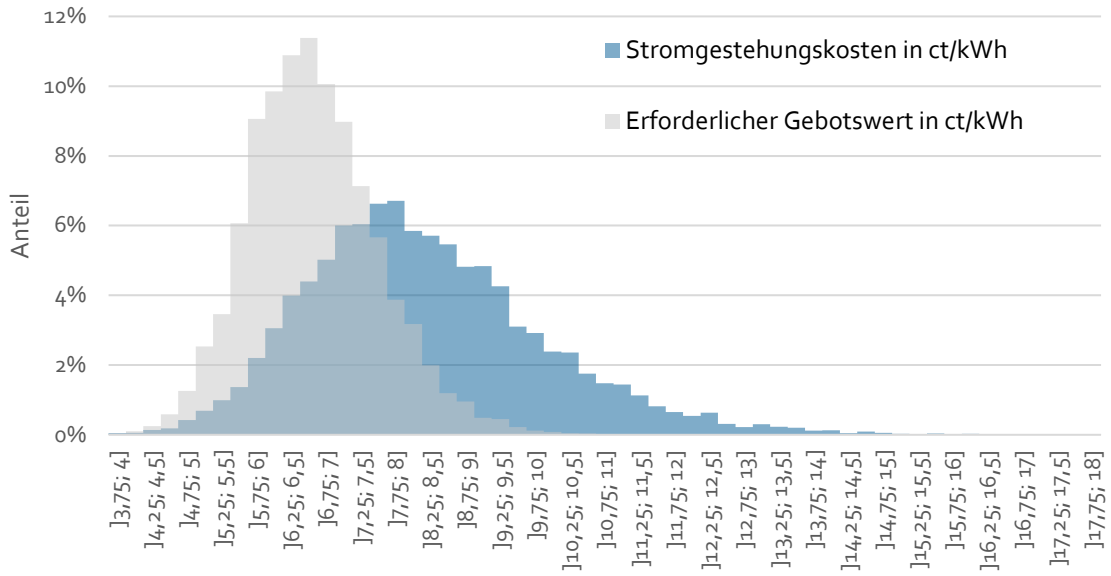
Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 80: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten im deutschen Markt

Im Rahmen der Förderung über das EEG wird durch die Anwendung des Referenzertragsmodells und die Anpassung der Zuschlagswerte mittels der Korrekturfaktoren der Einfluss der Standortgüte auf die Kosten teilweise aufgehoben. Eine vollständige Aufhebung der durch die Standortgüte bedingten Kostenunterschiede erfolgt nicht, da ein Anreiz, bessere Standorte auszubauen und die genehmigungsrechtlich bedingten Abregelungen am Anlagenstandort zu minimieren, erhalten werden soll. Im Folgenden Abschnitt werden aus den dargestellten erwarteten Kosten die erforderlichen Gebotswerte abgeleitet.

5.2.8. Resultierende erforderliche Gebotswerte in der Ausschreibung

Um aus den zu erwartenden Kosten erforderliche Gebotshöhen abzuleiten, müssen die für die jeweiligen Standortgüte geltenden Kosten mit dem zugehörigen Korrekturfaktor auf die theoretische Gebotshöhe am 100% Standort umgerechnet werden. Bei der Umrechnung auf den erforderlichen Höchstwert wurde vereinfacht angenommen, dass alle Standorte mit einer Standortgüte von unter 60% in der Südregion liegen und entsprechend die erhöhten Korrekturfaktoren anwenden können. Weiterhin wird kein Aufschlag auf die Gebotswerte aufgrund möglicher Zeiträume mit negativen Preisen am Strommarkt angesetzt. Die Ergebnisse der zweiten Monte-Carlo-Simulation wurden entsprechend der jeweils angenommenen Standortgüte in die erforderlichen Gebotswerte umgerechnet und sind in Abbildung 81 dargestellt.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 81: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte

Auf Basis der zweiten Monte-Carlo-Simulation ist in Tabelle 22 für unterschiedliche (fiktive) Höchstwerte dargestellt, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Windenergieprojekt mit den jeweiligen erwarteten Kosten ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann. Beispielsweise liegt der Anteil des betrachteten Potenzials mit Inbetriebnahme von 2022 bis 2025, das unter den getroffenen Annahmen zum ursprünglich für das Jahr 2023 im EEG festgelegten Höchstwert des Jahres 2023 in Höhe von 5,88 ct/kWh ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann, bei 19%. Der Großteil der Vorhaben hätte zu diesem Höchstwert somit nicht realisiert werden können. Durch die Ende 2022 erfolgte Anpassung des Höchstwerts durch die BNetzA auf 7,35 ct/kWh [BNetzA 2022c] wurde der Anteil des Potenzials, der ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann, auf 78% erhöht, jedoch sind entsprechend 22% der potenziellen Projekte auch bei diesem erhöhten Höchstwert nicht mit der angenommenen Rendite realisierbar.

Tabelle 22: Erwarteter Anteil von potenziellen Windenergievorhaben mit erforderlichem Gebot kleiner oder gleich unterschiedlicher (fiktiver) Höchstwerte

Fiktiver Höchstwert	Anteil Projekte mit erforderlichem Gebot ≤ fiktivem Höchstwert
5,88 ct/kWh	**19%**
6,00 ct/kWh	23%
6,25 ct/kWh	33%
6,50 ct/kWh	44%
6,75 ct/kWh	55%
7,00 ct/kWh	66%
7,25 ct/kWh	75%
7,35 ct/kWh	**78%**
7,50 ct/kWh	82%
7,75 ct/kWh	87%
8,00 ct/kWh	91%
8,50 ct/kWh	96%
9,00 ct/kWh	99%
10,00 ct/kWh	100%

Ausgewählte Werte aus der Monte-Carlo-Simulation

Zum Berichtszeitpunkt wurde noch keine Festlegung eines Höchstwerts für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2024 getroffen. Um die Ausbauziele des Bundes zu erreichen, ist es erforderlich, einen Großteil des vorhandenen Projektpotenzials zu realisieren. Tabelle 22 zeigt auf, welche Wirkung ein bestimmter Höchstwert auf den Anteil an Projekten hat, die potentiell zu diesem Wert realisierbar wären.

Bei der Interpretation der Ergebnisse im Hinblick auf die zukünftige Auslegung des Höchstwertes ist zu beachten, dass Anlagen, die an den Ausschreibungsrunden im Jahr 2024 teilnehmen, voraussichtlich nach zwei Jahren in Betrieb genommen werden und große Anteile der Kosten somit erst zu diesem Zeitpunkt anfallen bzw. feststehen. Die im Rahmen des Vorhabens erfassten Kostendaten reichen nicht weit genug, um eine direkte Aussage über die Kosten von Projekten mit Inbetriebnahme im Jahr 2026 zu treffen.

Auf Basis der Marktsignale und der seit der Erhebung der Hauptinvestitionskosten bei Anlagenherstellern und erwarteten Projektkosten bei Projektentwicklern Ende 2022/Anfang 2023 fortlaufenden Preissteigerungen ist nicht von einer seither erfolgten oder zeitnah zu erwartenden Kostensenkung auszugehen. Eine erneute Anpassung des Höchstwertes ist daher erforderlich, wenn ein möglichst großer Anteil des vorhandenen Projektpotenzials einbezogen werden soll, was für die Erreichung der langfristigen Ausbauziele notwendig ist. Dabei ist zwischen den Förderkosten und den Folgen des wirtschaftlichen Ausschlusses von Potenzialen abzuwägen.

5.3. Erlöse und Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten zu betrachten und zu bewerten, ob das Vergütungsniveau für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreicht, müssen die Erlöse für den Strom aus Windenergie betrachtet werden. Die allermeisten der heute installierten Windenergieanlagen erhalten einen Förderanspruch durch die Teilnahme an den technologiespezifischen Ausschreibungen für die Windenergie an Land. Hier werden die anzulegenden Werte und damit die spätere Marktprämie[39] wettbewerblich ermittelt.

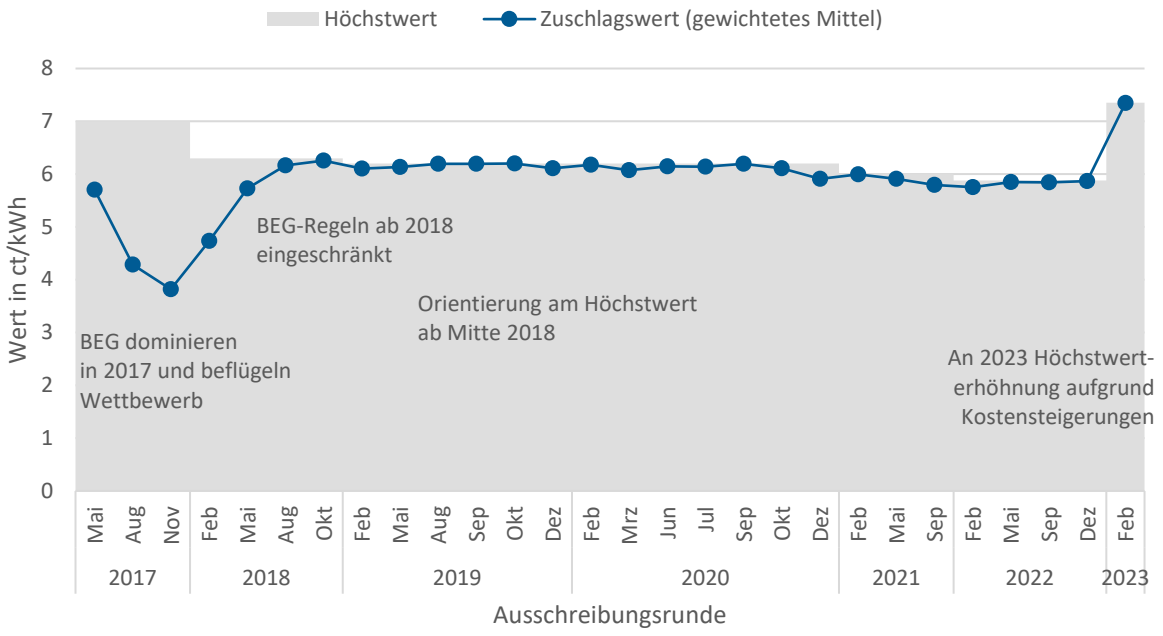
Nur für Pilotanlagen und Windenergieanlagen bis zu 750 kW gilt die gesetzlich bestimmte Marktprämie bzw. Einspeisevergütung. Pilotwindenergieanlagen können jährlich mit einem Kontingent von bis zu 125 MW pro Jahr gefördert werden. Beide Optionen werden jedoch nur vereinzelt genutzt (vergleiche Abschnitt 2.1.1). Im Folgenden wird in Bezug auf die nähere Betrachtung der Erlösstrukturen von Windenergieprojekten somit zwischen Anlagen mit wettbewerblich ermittelter Marktprämie und Anlagen mit gesetzlich bestimmter Marktprämie differenziert. Für die Auswertungen wird dabei auf ein Szenario abgestellt, bei dem die Erlöse

[39] Die Marktprämie resultiert aus dem projektspezifischen anzulegenden Wert abzüglich des jeweiligen Marktwerts.

der Höhe der anzulegenden Werte entsprechen. Höhere Marktwerte an der Strombörse, wie sie 2022 erstmals beobachtet wurden, werden vernachlässigt.

5.3.1. Anlagen mit wettbewerblich ermittelter Marktprämie

Die wettbewerbliche Ermittlung der anzulegenden Werte und somit der geförderten Marktprämie erfolgt in den technologiespezifischen Ausschreibungen für die Windenergie an Land. Mit Einführung der Ausschreibungen im Jahr 2017 entwickelten sich die mittleren Zuschlagswerte begünstigt durch die Bürgerenergieregelungen und den starken Wettbewerb zunächst von 5,71 auf 3,82 ct/kWh nach unten (siehe Abbildung 82). Mit der Anpassung der Teilnahmevoraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften (siehe Abschnitt 4.1.8) und nachlassendem Wettbewerb kehrte sich der Trend ab Februar 2018 um. Die Bieter orientierten ihre Gebote fortan überwiegend an den gesetzlich definierten Höchstwerten (2018: 6,3 ct/kWh, 2019/2020: 6,2 ct/kWh, 2021: 6,0 ct/kWh, 2022: 5,88 ct/kWh). Die mittleren, mengengewichteten Zuschlagswerte stiegen 2018 somit innerhalb weniger Runden auf über 6 ct/kWh. Erst in der letzten Ausschreibungsrunde des Jahres 2020 rutschte das Zuschlagsniveau bedingt durch die Überzeichnung der Ausschreibungsmenge und den so entstandenen Wettbewerb wieder unter die Marke von 6 ct/kWh. In der Ausschreibung vom 1. Mai 2021 verringerte die Bundesnetzagentur erstmals nachträglich die Ausschreibungsmenge, da sich abermals eine Unterzeichnung abgezeichnet hatte (endogene Mengensteuerung, vgl. Abschnitt 4.1.1). Die mittleren gewichteten Zuschlagswerte gaben infolgedessen leicht gegenüber der Vorrunde (Feb 2021: 6,0 ct/kWh) nach und landeten mit 5,91 ct/kWh rund 1,5 % unter dem zulässigen Höchstwert des Jahres von 6,0 ct/kWh, wenngleich die Ausschreibung unterzeichnet blieb. In der letzten Runde des Jahres gab das Zuschlagsniveau im Zuge einer deutlichen Steigerung der Angebotsmenge weiter auf 5,79 ct/kWh nach.2022 wurde der Höchstwert auf 5,88 ct/kWh abgesenkt, die Zuschlagswerte orientieren sich weiterhin am Höchstwert. Um den Kostensteigerungen für Windenergieprojekte und den sinkenden Beteiligungen an der Ausschreibung trotz vorliegender Genehmigung zu begegnen, hat die BNetzA den Höchstwert für 2023 um 25 % auf 7,35 ct/kWh erhöht. Die in der Ausschreibungsrunde im Februar vergebenen Zuschläge liegen, bei ausbleibendem Wettbewerb, erneut eng am neuen Höchstwert.



Quelle: [BNetzA 2022b]. Eigene Darstellung

Abbildung 82: Gewichtete mittlere Zuschlagswerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017 bis Q1 2023)

Bezüglich der Interpretation der Ergebnisse für Anlagen im Ausschreibungssystem sind einige grundlegende Effekte zu berücksichtigen. Die Gebots- und Zuschlagswerte sind auf den Referenzstandort normiert. Sie geben folglich keine Auskunft über die tatsächliche Vergütungshöhe bzw. den anzulegenden Wert, auf dessen Basis die Marktprämien berechnet werden. Der anzulegende Wert wird vor der Inbetriebnahme durch den zuständigen Netzbetreiber bestimmt. Der Netzbetreiber multipliziert hierzu den Zuschlagswert mit einem standortspezifischen Korrekturfaktor zwischen 0,79 und 1,29 (EEG 2017), 1,35 (EEG 2021) oder 1,42 außerhalb bzw. 1,55 innerhalb der Südregion (EEG 2023). Der anzulegende Wert kann somit theoretisch um bis zu 21 % unter oder 55 % über dem individuellen Zuschlagswert liegen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die individuellen Zuschlagswerte vom mittleren Wert abweichen können und auch nach der Korrektur nicht zwingend die tatsächlichen Kosten einer Kilowattstunde widerspiegeln. Zum Bespiel können von der jeweiligen Wettbewerbssituation abhängige strategische Gebote zu Differenzen zwischen den anzulegenden Werten und den erwarteten Kosten führen. Tabelle 23 fasst weitere Details zu den Gebots- und Zuschlagswerten zusammen.

Tabelle 23: Gebots- und Zuschlagswerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (2017 bis Q1 2023) (alle Werte in ct/kWh)[40]

Gebots–termin	Höchst–wert	Gebotswert			Gebotswert mit Zuschlag		Zuschlagswert
		Min	Max	Gewichtetes Mittel	Min	Max	Gewichtetes Mittel
01.05.2017	7,00	4,20	7,00	5,82	4,20	5,78	5,71
01.08.2017	7,00	3,50	6,45	4,64	3,50	4,29	4,28
01.11.2017	7,00	2,20	6,66	4,02	2,20	3,82	3,82
01.02.2018	6,30	3,80	6,28	4,90	3,80	5,28	4,73
01.05.2018	6,30	4,30	6,28	5,48	4,30	6,28	5,73
01.08.2018	6,30	4,00	6,30	6,11	4,00	6,30	6,16
01.10.2018	6,30	5,00	6,30	6,17	5,00	6,30	6,26
01.02.2019	6,20	5,24	6,20	6,04	5,24	6,20	6,11
01.05.2019	6,20	5,40	6,20	6,12	5,40	6,20	6,13
01.08.2019	6,20	6,19	6,20	6,20	6,19	6,20	6,20
01.09.2019	6,20	6,19	6,20	6,20	6,19	6,20	6,19
01.10.2019	6,20	6,19	6,20	6,20	6,19	6,20	6,20
01.12.2019	6,20	5,74	6,20	6,11	5,74	6,18	6,11
01.02.2020	6,20	5,76	6,20	6,18	5,76	6,20	6,18
01.03.2020	6,20	5,74	6,20	6,08	5,74	6,20	6,07
01.06.2020	6,20	5,90	6,20	6,14	5,90	6,20	6,14
01.07.2020	6,20	5,50	6,20	6,08	5,50	6,20	6,14
01.09.2020	6,20	5,99	6,20	6,19	6,09	6,20	6,20
01.10.2020	6,20	5,60	6,20	6,11	5,60	6,20	6,11
01.12.2020	6,20	5,59	6,20	5,98	5,59	6,07	5,91
01.02.2021	6,00	5,15	6,00	6,00	5,15	6,00	6,00
01.05.2021	6,00	4,50	6,00	5,88	4,50	6,00	5,91
01.09.2021	6,00	5,20	6,00	5,81	5,20	5,92	5,79
01.02.2022	5,88	4,77	5,88	5,74	4,77	5,88	5,76
01.05.2022	5,88	5,44	5,88	5,85	5,44	5,88	5,85
01.09.2022	5,88	5,76	5,88	5,84	5,76	5,88	5,84
01.12.2022	5,88	5,85	5,88	5,87	5,86	5,88	5,87
01.02.2023	7,35	7,24	7,35	7,34	7,24	7,35	7,34

Quelle: [BNetzA 2023c]

In Abbildung 83 sind die mittleren Stromgestehungskosten für beide Betrachtungszeiträume mit Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2021 sowie von 2022 bis 2025 mit der Bandbreite möglicher anzulegender Werte aus den Ausschreibungsrunden 2019 bis 2022 sowie dem neuen Höchstwert für die Ausschreibungsrunden 2023 gegenübergestellt. Bei der Bandbreite der anzulegenden Werte von 2019 bis 2022 ist darauf hinzuweisen, dass nicht in jeder Ausschreibungsrunde jeder dargestellte Zuschlagswert erreicht werden konnte, da die gültigen Höchstwerte im Zeitverlauf gesunken sind. Zudem beeinflussen die ab 2021 veränderten

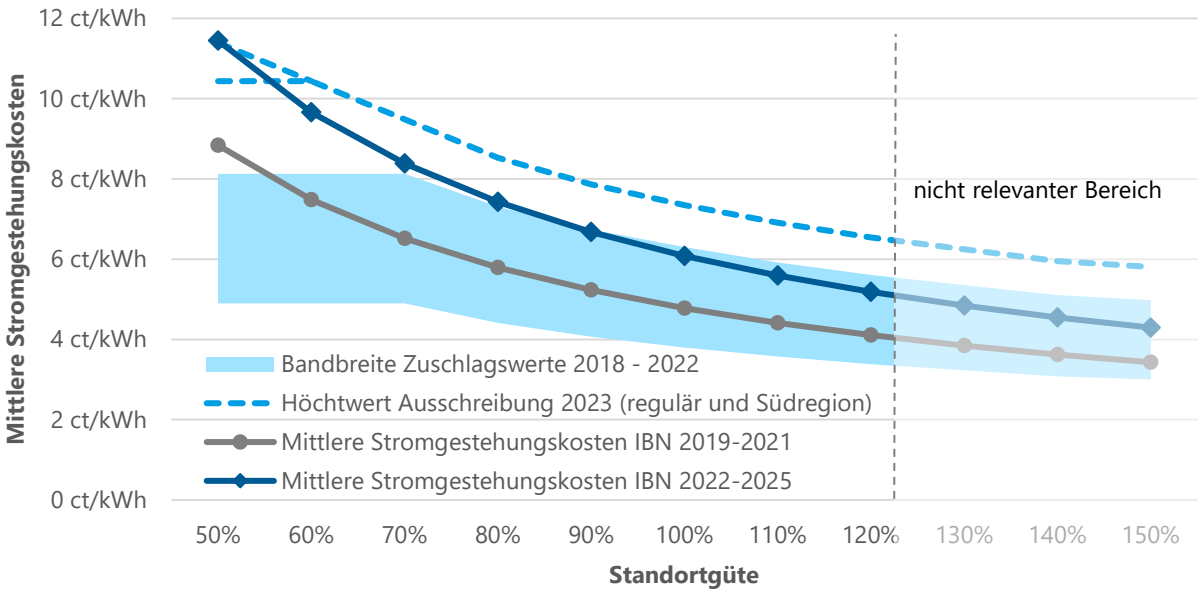
[40] Die Zuschlagswerte für Bürgerenergiegesellschaften werden nach dem Einheitspreisverfahren ermittelt. Sie entsprechen damit dem jeweils höchsten bezuschlagten Gebot. Ferner haben Bürgerenergiegesellschaften mit Zuschlägen aus dem Jahr 2017 54 Monate Zeit, ihre Projekte umzusetzen. Den übrigen Bietern bleiben hierzu grundsätzlich nur 30 Monate.
Dargestellt sind Gebots- und Zuschlagswerte von Zuschlägen nach Zuschlagserteilung, also ohne Berücksichtigung von Entwertungen aufgrund nicht geleisteter Zweitsicherheit oder nachträglich bezuschlagten Geboten

Korrekturfaktoren die in der jeweiligen Runde für besonders niedrige Standortgüten erzielbaren anzulegenden Werte.

Der Höchstwert für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2023 wurde auf 7,35 ct/kWh am 100%-Standort festgelegt. Erstmals gelten hier für zwei Regionen unterschiedliche anzulegende Werte. Die Standortdifferenzierung zwischen 50 und 60% wirkt nur für Projekte, die in der Südregion zugebaut werden.

Bezogen auf den Inbetriebnahmezeitraum von 2019 bis 2021 liegen die mittleren Kosten innerhalb der Bandbreite der erteilten Zuschlagswerte. Die aufgrund der Kostensteigerungen für den Zeitraum 2022 bis 2025 erhöhten mittleren Stromgestehungskosten, liegen am oberen Rand der aus den bis 2022 vergebenen Zuschlägen resultierenden anzulegenden Werten. Ohne die Berücksichtigung möglicher am Markt erzielbarer Zusatzerlöse sind somit nur noch Projekte mit unterdurchschnittlicher Kostenstruktur wirtschaftlich. Erst durch die Erhöhung der zulässigen Zuschlagswerte, können auch Projekte mit über dem Durchschnitt liegenden Kosten wieder wirtschaftlich betrieben werden. Projekte, die vor dem Jahr 2023 bezuschlagt wurden und von den Kostensteigerungen betroffen sind, können folglich gegebenenfalls nicht bzw. nur nach Verfall des aktuellen Zuschlags und neuer Teilnahme an einer Ausschreibung oder nur mit wirtschaftlichen Einbußen realisiert werden. Die Grenzen, welche Projekte von Kostensteigerungen betroffen sind, sind fließend. Abhängig davon, welche Kosten in welchen vertraglichen Strukturen durch den Projektentwickler frühzeitig gesichert wurden oder mit Flexibilitätsklauseln, die Marktentwicklung berücksichtigen, versehen sind, variieren die Auswirkungen der Kostensteigerungen auf die aktuell in der Umsetzung befindlichen Projekte. In einer Befragung des BWE melden 20% der insgesamt im Jahr 2022[41] bezuschlagten Projekte eine Gefährdung der Umsetzung aufgrund der gestiegenen Kosten [BWE 2023b]. In Verhandlungen kommender Projekte ist davon auszugehen, dass die erhöhten Kosten vollständig an die Projektentwickler durchgereicht werden.

[41] Rückmeldungen erhielt der BWE von 25% der bezuschlagten Projekte. Weitere Projekte, die sich nicht an der Erhebung beteiligt haben, könnten ebenfalls in der Umsetzung gefährdet sein.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 83: Mögliche anzulegende Werte und mittlere Stromgestehungskosten 2019-2021 und 2022-2025 nach Standortgüte

Gemäß EEG hätte der Höchstwert für Zuschläge in den Ausschreibungen für Windenergie an Land im Jahr 2023 bei 5,88€ pro Kilowattstunde liegen sollen. Da dieser Wert deutlich unter den im Dezember 2022 ermittelten mittleren Stromgestehungskosten für das Inbetriebnahmejahr 2025 (Zuschlagsjahr 2023) lag, konnte die Bundesnetzagentur die ihr erteilte Ermächtigung zur Anpassung der Höchstwerte nutzen und den Höchstwert um 25% auf 7,35 ct/kWh erhöhen[BNetzA 2022c]. Trotz der Erhöhung waren die ersten Ausschreibungsrunden im Jahr 2023 deutlich unterzeichnet. Im Marktstammdatenregister sind erhebliche Mengen weiterer Genehmigungen registriert, die bisher auf eine Teilnahme an den Ausschreibungsrunden verzichtet haben. Tatsächliche Gründe dafür sind unbekannt. Mögliche Gründe könnten beispielsweise in langen Lieferzeiten für Komponenten oder auch in fortbestehender wirtschaftlicher Unsicherheit liegen.[42]

Der maximal zulässige Höchstwert für Ausschreibungen ab 2024 wurde bisher nicht festgelegt. Windenergieanlagen, die an der Ausschreibung im Jahr 2024 teilnehmen, werden bei anhaltend langen Realisierungszeiten voraussichtlich erst 2026 installiert. Die weitere Entwicklung der Kosten unterliegt erheblichen Unsicherheiten: Die weitere Entwicklung der Hauptinvestitionskosten vor dem Hintergrund der hohen Zubauziele in ganz Europa könnte durch steigende Nachfrage zu weiter steigenden Kosten führen, weitere Erhöhungen des Leitzinses ziehen Steigerung der Fremdkapitalkosten sowie der Renditeanforderungen der Investoren nach sich, das allgemein steigende Preisniveau könnte sich künftig stärker als bisher in den Datenerhebungen sichtbar auch auf Investitionsnebenkosten und Betriebskosten

[42] Eine Befragung zu Gründen der ausbleibenden Teilnahme an den Ausschreibungen von genehmigten Anlagen ist im Jahresverlauf geplant.

auswirken. Es ist insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Ausbauziele erforderlich, einen ausreichend hohen Höchstwert für die kommenden Jahre festzulegen, der es den Genehmigungsinhabern ermöglicht, ein wirtschaftliches Gebot abzugeben. Hierbei dürfen insbesondere zur Aufrechterhaltung der Akteursvielfalt auch Windenergieprojekte mit einer überdurchschnittlich hohen Kostenstruktur oder weniger risikoaffinen Betreibern nicht ausgeschlossen werden, wenn die Zubauziele erreicht werden sollen.

Für das Jahr 2024 ist eine Anpassung der Höchstwerte gegenüber der Festlegung im EEG durch die BNetzA oder den Gesetzgeber dringend erforderlich. Der im EEG definierte Höchstwert (5,88 ct/kWh) liegt unter den Stromgestehungskosten für ein durchschnittliches Projekt mit Inbetriebnahme zwischen 2022 und 2025. Die Anhebung des Höchstwertes auf ein mit 2023 vergleichbares Niveau schafft die Grundlage für wirtschaftliche Gebote in den Ausschreibungen. Eine deutliche Absenkung des Höchstwertes könnte weitere Verzögerungen von Projekten zu Folge haben. Darstellungen zur Bandbreiten der erwarteten Kosten und erforderlichen Gebotswerten finden sich in den Abschnitt 5.2.7 und 5.2.8 und sind in den Analysen des Abschnitts 5.3 nicht berücksichtigt.

5.3.2. Anlagen mit gesetzlich bestimmter Marktprämie/Einspeisevergütung

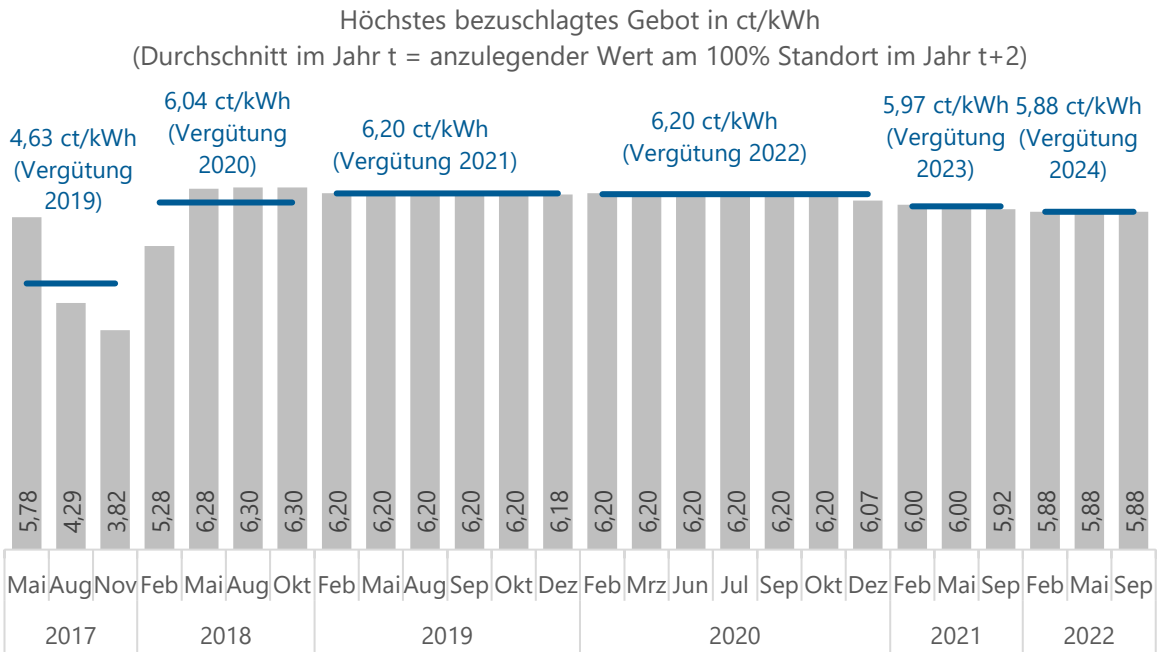
Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW (bzw. 1 MW im EEG 2023) und Pilotwindenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 125 MW pro Jahr und Windenergieanlagen von Bürgerenergiegesellschaften mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 MW können bzw. müssen nicht an einer Ausschreibung zur wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie teilnehmen. Der anzulegende Wert für diese Anlagen wird gesetzlich bestimmt. Anlagen bis 100 kW verfügen darüber hinaus über einen Anspruch auf die Zahlung der Einspeisevergütung. Diese entspricht dem anzulegenden Wert abzüglich einer Pauschale von 0,4 ct/kWh.

Die Ermittlung des anzulegenden Wertes am 100 %-Standort für die gesetzlich bestimmte Förderung erfolgt aus dem Durchschnitt der jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebote der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr. Dieser wird entsprechend der Standortgüte des jeweiligen Standorts mit dem Korrekturfaktor verrechnet, um den anzulegenden Wert für die Inbetriebnahme in einem bestimmten Jahr zu erhalten. Für Anlagen bis einschließlich 50 kW wird nach EEG 2021 pauschal eine Standortgüte von 60 %[43] angenommen. Nach EEG 2023 gilt eine Standortgüte von 50% auch für Anlagen außerhalb der Südregion.

Der anzulegende Wert bzw. die Einspeisevergütung für Pilotwindenergieanlagen und Kleinwindenergieanlagen beträgt demnach am Referenzstandort im Jahr 2023 6,2 ct/kWh. Dies ergibt sich aus den Ergebnissen der technologiespezifischen Ausschreibungen für

[43] 70 % bei Inbetriebnahme nach EEG 2017

Windenergieanlagen an Land des Jahres 2019 und entspricht dem zulässigen Höchstwert für die Jahre 2019/20. Auch für das Jahr 2022 liegt der gesetzlich festgelegte anzulegende Wert bei 6,2 ct/kWh (abgeleitet aus den Ausschreibungsergebnissen in 2020). Aufgrund der sinkenden Höchstwerte in den Ausschreibungsrunden 2021 wird der gesetzlich festgelegte anzulegende Wert im Jahr 2023 auf 5,97 ct/kWh und 2024 auf 5,88 ct/kWh absinken. Dieser gilt aufgrund der Anpassung der entsprechenden Regelung (vgl. Abschnitt 4.4.3) auch für Bürgerwindenergieanlagen. Die Herleitung der genannten Werte auf Basis der Ausschreibungsergebnisse ist in Abbildung 84 dargestellt.



Datengrundlage [BNetzA 2023c]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 84: Höchste bezuschlagte Gebote und resultierende gesetzlich festgelegte anzulegende Werte am 100 % Standort ab 2019

Bei den gesetzlich festgelegten Höchstwerten sind die gestiegenen Stromgestehungskosten ab Inbetriebnahme im Jahr 2022 nicht berücksichtigt. Durch die Kopplung der gesetzlich festgelegten anzulegenden Werte an die Zuschlagswerte des Vorvorjahres wirkt die Erhöhung der zulässigen Höchstwerte für Pilotanlagen erst ab 2025. Bis dahin kann es für eine Anlagen mit freiwilliger Inanspruchnahme des gesetzlich festgelegten anzulegenden Wertes rentabler sein, an der regulären Ausschreibung teilzunehmen, um von der Anpassung der Höchstwerte zu profitieren. Über die gesetzliche Festlegung gilt beispielsweise für das Jahr 2023 bezogen auf den 100% Standort ein anzulegender Wert von 5,97 ct/kWh, wohingegen in der Ausschreibung ein anzulegender Wert von bis zu 7,35 ct/kWh erlangt werden kann.

Weiterhin spiegeln die mittleren Stromgestehungskosten, die in Abschnitt 5.2.2 ermittelt wurden, die Situation für marktübliche Anlagen wider. Standortspezifische Abweichungen der Kosten ergeben sich insbesondere aus dem Energieertrag bzw. der Standortgüte und werden weitestgehend durch das Referenzertragsmodell kompensiert. Weitere projektspezifische Abweichungen von den mittleren Kosten resultieren aus unterschiedlichen Kosten für die

Haupt- und Nebeninvestition sowie für Betriebskosten und Finanzierung. Aufgrund der Struktur der Datenerhebung können somit die in Abschnitt 5.2.2 errechneten Stromgestehungskosten nicht auf Pilotwindenergieanlagen oder Anlagen < 750 kW bzw. 1 MW übertragen werden.

Pilotanlagen werden nicht im Rahmen der üblichen kommerziellen Projektentwicklung errichtet werden, sondern der Weiterentwicklung der Anlagentechnologie dienen. Es ist davon auszugehen, dass **Pilotanlagen** tendenziell mit höheren Kosten verbunden sind als Projekte, die mit bereits in den Markt eingeführten Anlagen umgesetzt werden. Diese Mehrkosten lassen sich nicht beziffern, Pilotanlagen wurden deshalb in der vorliegenden Berechnung der Stromgestehungskosten in Abschnitt 5.2.2 nicht berücksichtigt. Den Mehrkosten gegenüber steht das zusätzliche Eigeninteresse des Betreibers, die Weiterentwicklung der Technologie bzw. Forschung an derselben zu ermöglichen.

Für **Bürgerwindenergieanlagen** wird davon ausgegangen, dass die Stromgestehungskosten denen regulärer Projekte ähneln. Durch die abweichenden Akteurstrukturen können sich Vor- sowie Nachteile ergeben, die Einfluss auf die Kosten haben können. Grundsätzlich höhere Kosten resultieren vor allem daraus, dass es sich bei Bürgerwindenergieprojekten definitionsgemäß um relativ kleine Projekte handelt. Die Beschränkung der Projektgröße auf 18 MW erlaubt bei moderner Anlagenkonfiguration nur zwei bis drei Windenergieanlagen innerhalb des Projektes. Synergien, die bei größeren Projekten auftreten können, bleiben hier aus.

Auch für **Kleinwindenergieanlagen** wurden für den vorliegenden Bericht keine Kosten erhoben. Die Hauptinvestitionskosten je kW für Kleinwindenergieanlagen liegen den Recherchen zufolge für technisch hochwertige Anlagen jedoch deutlich über denen für Windenergieanlagen der Multi-Megawattklassen. Für eine schlüsselfertige Kleinwindenergieanlage können Investitionskosten von 3.000 €/kW bis hin zu 10.000 €/kW veranschlagt werden [Jüttemann 2019]. Diese berücksichtigen nicht die Kostensteigerung, welche auch im Bereich der Kleinwindenergie Wirkung gezeigt haben dürften. Wenngleich Investitionsnebenkosten und Betriebskosten großer kommerzieller Windparks nicht auf Kleinwindenergieanlagen übertragen werden können, muss davon ausgegangenen werden, dass diese trotz niedriger absoluter Kosten pro Jahr bezogen auf die erzeugte Kilowattstunde relevante Kosten verursachen. Entsprechend liegen auch die zu erwartenden Stromgestehungskosten, abhängig von den jeweiligen weiteren Projekteigenschaften, deutlich über jenen von leistungsstärkeren Windenergieanlagen[44]. Somit ist anzunehmen, dass die Kosten nicht allein von der Einspeisevergütung gedeckt werden, und andere Motive (z. B. Deckung von Eigenbedarf) eine Rolle bei der Investitionsentscheidung spielen.

[44] In einem Rechenbespiel werden im Kleinwind-Marktreport Stromgestehungskosten von 21,4 ct/kWh für eine 6 kW-Windenergieanlage ausgewiesen. [Jüttemann 2019]

5.4. Kosten im Weiterbetrieb

Spätestens nach Ablauf der EEG-Förderung stellt sich für Betreiber von Windenergieanlagen die Frage nach den Möglichkeiten für den Weiterbetrieb ihrer Anlagen, wobei die Prüfung der Wirtschaftlichkeit im Vordergrund steht. In den nächsten Jahren erreichen jährlich relevante Leistungsbestände dieses Alter. Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über vorhandene Studien zu diesem Thema gegeben. Die Recherchen und Auswertungen in diesem Teilkapitel wurden 2020 durchgeführt und weitestgehend nicht aktualisiert. Effekte der allgemeinen Kostensteigerung auf die Altanlagen sind nicht berücksichtigt.

5.4.1. Vorhandene Analysen zu den Kosten des Weiterbetriebs

Zu den Kosten des Weiterbetriebs von Windenergieanlagen in Deutschland liegen drei Untersuchungen vor: Zwei Studien wurden durch die Deutsche WindGuard erstellt, und zwar im Auftrag von Naturstrom [DWG 2016] sowie im Auftrag des Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) [DWG 2017], eine weitere Analyse wurde 2017 auf Basis einer Branchenumfrage durch die FA Wind durchgeführt [FA Wind 2018]. Die nachfolgenden Abschnitte fassen die zentralen Ergebnisse dieser Studien zusammen.

Im Rahmen der 2016 durch die Deutsche WindGuard durchgeführten Studie wurden Investitionskosten für den Übergang in den Weiterbetrieb ermittelt und weitere Betriebskosten auf Basis der Kostenstruktur in der zweiten Betriebsdekade abgeschätzt. Die Gesamtkosten aus der Weiterbetriebsinvestition und den Betriebskosten liegen entsprechend der Annahmen im Rahmen dieser Studie zufolge bei 2,14 bis 4,00 ct/kWh. Die mittleren Kosten liegen bei rund 3,07 ct/kWh. Hinzu wurde ein erforderlicher wirtschaftlicher Anreiz von 0,5 bis 1,00 ct/kWh angesetzt, ohne den ein Betreiber den Weiterbetrieb nicht angehen würde. Die Erlösanforderungen liegen somit je nach Kostenstruktur der Projekte bei 2,64 bis 5,00 ct/kWh.

Für die Studie "Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020" ([DWG 2017]) im Auftrag des BWE wurden die Kosten von Wartungskonzepten für die dritte Betriebsdekade im Rahmen von qualitativen Interviews vertiefend betrachtet. Auf Basis von vorliegenden Informationen zu weiteren Betriebskosten in der zweiten und dritten Betriebsdekade wurden Kosten für den Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus abgeschätzt. Der Fokus lag dabei auf Anlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW und größer. Die Kosten des Weiterbetriebs werden maßgeblich von den Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung bestimmt. Diese sind hierbei stark abhängig von der Anlagengröße, dem Standort (Ertragserwartung und Windrisiko), dem Technologiezustand etc. Kleinere Anlagen (< 1 MW) und Anlagen an besonders ertragsschwachen Standorten weisen dabei tendenziell höhere Kosten auf als das dargestellte Mittel. Im Ergebnis lassen sich vereinfachend drei Wartungs- und Instandhaltungsansätze unterscheiden, die unterschiedliche Nachhaltigkeitsstrategien repräsentieren. Ein nachhaltiger Weiterbetrieb kann nur mit der Fortsetzung des Konzepts aus der zweiten Betriebsdekade erreicht werden.

- **Fortsetzung des Wartungs- und Instandhaltungs-Konzepts aus der zweiten Betriebsdekade (1,4 - 1,8 ct/kWh)**: Längerfristig ausgelegter Weiterbetrieb mit

Fortsetzung der Betriebsstrategie der zweiten Betriebsdekade; Bildung von Reparaturrücklagen; Außerbetriebnahme bei Großkomponentenschaden; ansonsten nach Ende der Restlebensdauer, nachhaltiger Weiterbetrieb.

- **Optimiertes Wartungs- und Instandhaltungs-Konzept (1,0 - 1,4 ct/kWh):** Auf mehrere Jahre ausgelegter Weiterbetrieb mit zustandsorientieren Maßnahmen zur möglichst langen Erhaltung der Anlage; Durchführung von kleineren bis mittleren Reparaturen; Außerbetriebnahme bei größerem Schaden, insbesondere Großkomponentenschaden, regelmäßige Abwägung.
- **Low Budget Konzept (0,6 - 1,0 ct/kWh)**: Betrieb bis zum ersten relevanten Schadensfall unter Aufwendung der Minimalkosten ohne Rücklagenbildung; Schwerpunkt auf Standsicherheit; Außerbetriebnahme bei relevantem Schadenseintritt, kein nachhaltiger Weiterbetrieb.

Weitere relevante Kostenbestandteile im Weiterbetriebszeitraum wurden auf Basis der damaligen Datenlage in entsprechenden Kostenstudien der Deutschen WindGuard zugrunde gelegt. Dies sind **Pachten** (0,4 ct/kWh), **kaufmännische und technische Betriebsführung** (0,36 ct/kWh), **Versicherungen** (0,07 ct/kWh) und **sonstige Kosten** (0,13 ct/kWh). Dazu kommen Kosten zur Erlangung der Weiterbetriebserlaubnis (0,33 ct/kWh). Unter Berücksichtigung einer Mindestrenditeerwartung von 0,75 ct/kWh ergibt sich ein im Vergleich zur Vorgängeranalyse weiter konkretisierter **Einnahmebedarf** zwischen 2,8 ct/kWh (Low Budget Konzept) und 3,6 ct/kWh (Fortsetzung Konzept aus 2. Dekade).

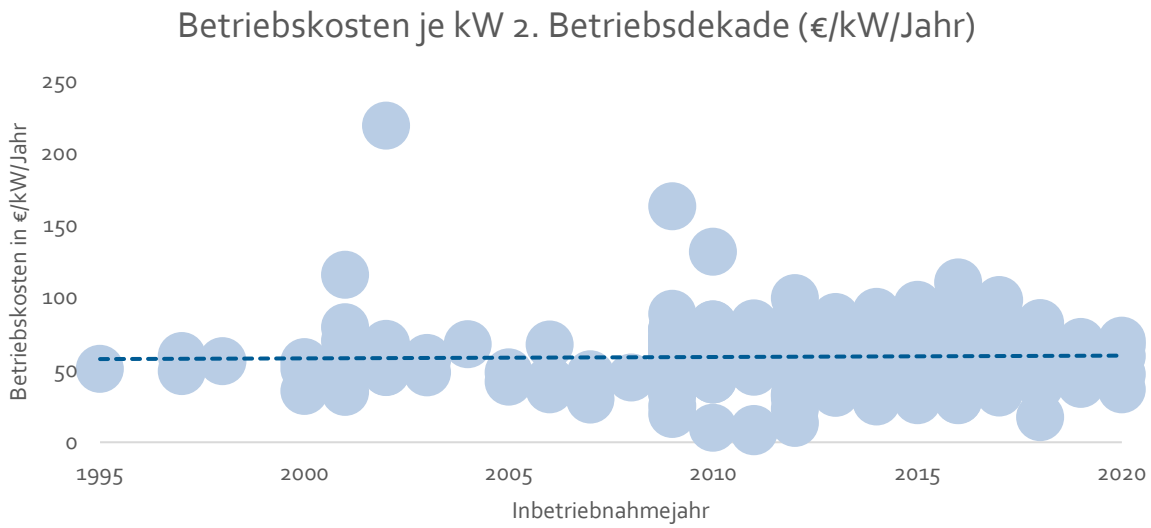
Die FA Wind hat im Rahmen einer Branchenumfrage Daten zu den erwarteten Betriebskosten im Weiterbetrieb erhoben. Sie unterschied dabei zwischen drei Leistungsklassen: WEA kleiner 1 MW, WEA zwischen 1 und 2 MW und WEA mit mehr als 2 MW. Nach Angaben der FA Wind liegen die meisten Betriebskostenangaben zwischen 3 und 5 ct/kWh. Die wenigen darüberhinausgehenden Werte seien als Ausreißer zu quantifizieren. Ferner zeigt sich, dass die erwarteten Betriebskosten mit steigender Anlagenleistung tendenziell sinken: Der Median beträgt in der Leistungsklasse kleiner 1 MW 4,5 ct/kWh, bei Anlagen zwischen 1 und 2 MW 4,0 ct/kWh und bei Anlagen mit mehr als 2 MW 3,75 ct/kWh. Der Begriff der Betriebskosten wurde im Zuge der Umfrage nicht näher spezifiziert. Eine Gliederung in einzelne Kostenbestandteile erfolgt nicht.

5.4.2. Ergänzungen auf Basis der Kostendatenbasis

Die Kostendatenanalysen im Auftrag von Naturstrom und BWE sowie die Erhebung der FA Wind haben unter unterschiedlichen Annahmen jeweils Bandbreiten von Kosten des Weiterbetriebs ergeben. Dies macht deutlich, dass die Betriebskosten projektspezifisch sehr unterschiedlich ausfallen können und von vielen Einflussparametern bestimmt werden. Die Kosten, die sich je kWh ergeben, hängen neben den eigentlichen Kosten zudem vom jeweiligen Energieertrag – der eingespeisten Strommenge, auf die sich die Kosten verteilen – ab. Um diese Unsicherheit aus der Rechnung herauszunehmen, werden im Folgenden die Betriebskosten je kW installierter Leistung aufbauend auf der Kostendatenbasis des EEG-EB Vorhabens über alle

Inbetriebnahmejahrgänge in der zweiten Betriebsdekade betrachtet. Die Verschneidung mit den Energieerträgen (bzw. Volllaststunden) erfolgt im zweiten Schritt.

Die Betriebskosten in der zweiten Betriebsdekade liegen im Mittel je kW und Jahr über die gesamte Datenbasis bei etwa 58 € (nominal / nicht inflationsbereinigt). Langfristig zeigt sich im Mittel kein deutlicher Auf- oder Abwärtstrend. Insgesamt liegt projektspezifisch jedoch eine große Bandbreite vor, und die Standardabweichung liegt bei 39 %. Preissteigerungen im Zeitverlauf wurden durch Kostensenkungen aufgefangen, und spezifische Kostensenkungen wurden durch gesteigerte Volllaststunden erzielt.

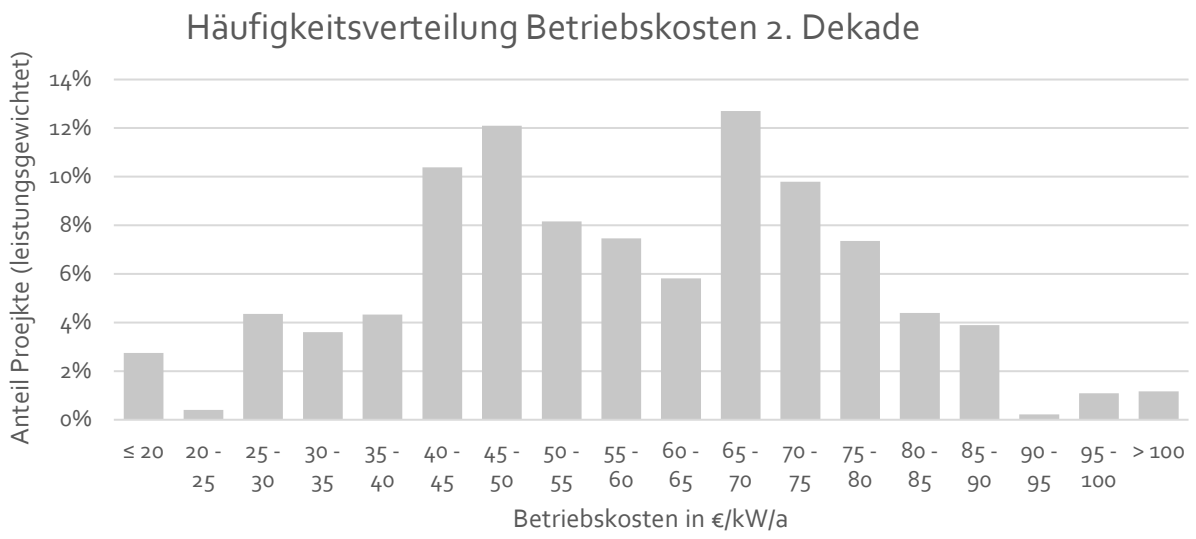


2. Dekade: 225 Projekte mit 2.243 MW

Datengrundlage [Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 85: Erwartete Betriebskosten in der zweiten Betriebsdekade nach Inbetriebnahmejahren

Auf Basis der Häufigkeitsverteilung der Kosten aus der zweiten Dekade lassen sich Kostenbandbreiten abschätzen. Zwei Drittel der Projekte (leistungsgewichtet) in der Datenbasis weisen in der zweiten Dekade Betriebskosten von 40 € bis 75 € je kW und Jahr auf. Es ist darauf hinzuweisen, dass Anlagen mit sehr kleiner Leistung aufgrund des Aufwands je Anlage (z. B. bei Anlagenbegehungen etc.) pro kW deutlich höhere Kosten aufweisen können – für nähere Aussagen hierzu liegt jedoch keine ausreichende Datenbasis vor.



Datengrundlage [Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 86: Häufigkeitsverteilung der erwarteten Betriebskosten je kW und Jahr in der zweiten Betriebsdekade

Die Erlöse, die je kWh generiert werden, müssen die Kosten decken. Je nachdem, welche Volllaststunden und welche Energieerträge somit je installiertem kW erzeugt werden können, sind die Stromgestehungskosten je kWh sehr unterschiedlich. Die Häufigkeitsverteilung der Volllaststunden für Projekte mit Inbetriebnahme vor 2000 und bis 2005 ist in Abbildung 87 dargestellt.

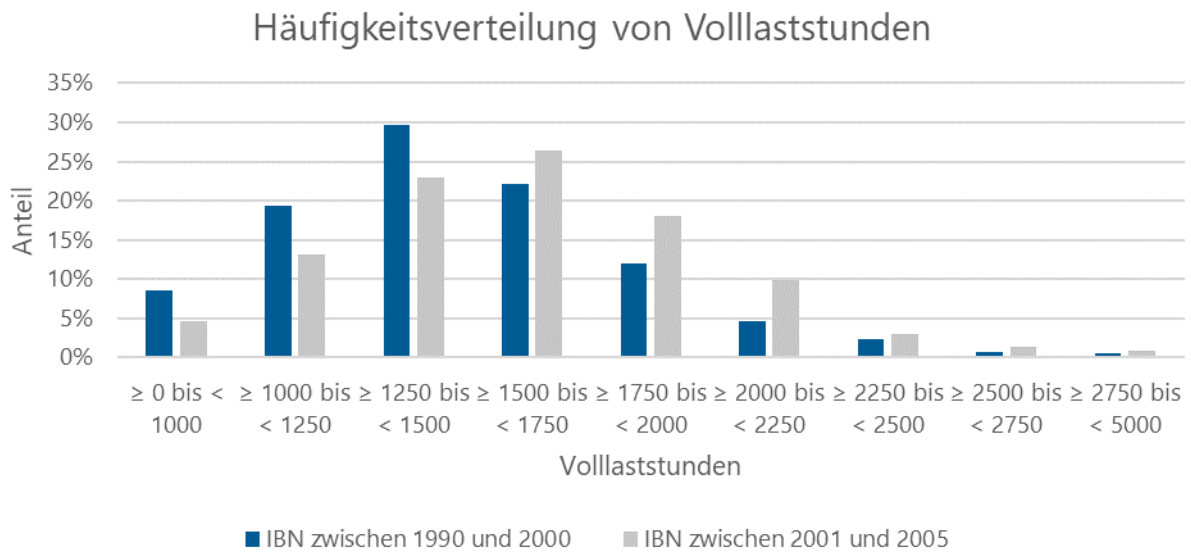


Abbildung 87: Häufigkeitsverteilung der erwarteten Volllaststunden unter Berücksichtigung pauschaler EinsMan- und Windjahrkorrekturen auf Basis der Einspeisung 2018

Verschneidet man die Verteilung der Betriebskosten in der zweiten Dekade mit der Verteilung der Volllaststunden, erhält man eine theoretische Häufigkeitsverteilung der Betriebskosten je kWh. Der Median der Betriebskosten in der zweiten Betriebsdekade liegt für WEA mit

Inbetriebnahme bis 2000 dieser Analyse nach bei etwa 4 ct/kWh, für Projekte mit Inbetriebnahme zwischen 2001 und 2005 etwas darunter bei 3,75 ct/kWh.

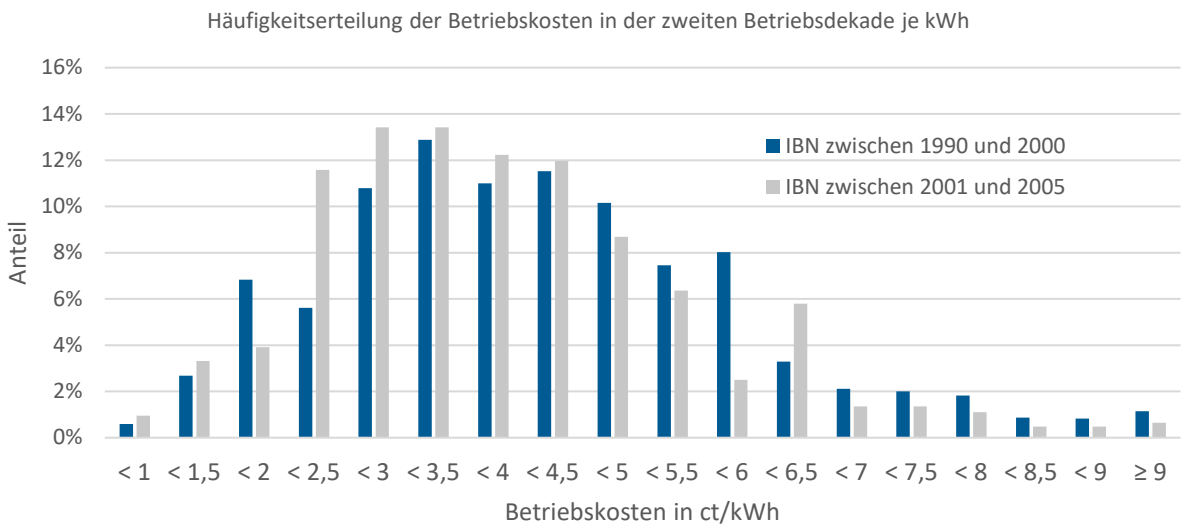


Abbildung 88: Häufigkeitsverteilung der Betriebskosten je kWh auf Basis der Einspeisung 2018 und der Betriebskosten je kW in der zweiten Dekade

Die erwarteten Kosten in der zweiten Betriebsdekade können als Indikator für mögliche Kosten in der dritten Dekade herangezogen werden. Es muss aber ergänzend beachtet werden, dass der Betreiber aufgrund des voraussichtlich steigenden Preisdrucks und der fehlenden Absicherung durch das EEG (Ende der Vergütungslaufzeit) einen erhöhten Anreiz hat, die Kosten zu senken. Nachverhandlungen bestehender Vereinbarungen oder Neuverhandlungen bei auslaufenden Verträgen eröffnen Optionen, die Kosten zu reduzieren. Insbesondere wenn für den betreffenden Windpark keine Repoweringmöglichkeit besteht, besteht auch für weitere beteiligte Akteure der Anreiz, das Projekt zu erhalten und Kosten zu reduzieren. Die Rücklagen für den Rückbau sollten zum Ende der zweiten Dekade bereits in ausreichendem Maße gebildet worden sein, sodass diese Position nicht weiter anfällt[45].

Kosten können auch reduziert werden, indem der Leistungsumfang von Dienstleistungen reduziert wird (z. B. im Bereich von Wartungs- und Betriebsführungsverträgen). Insbesondere bei Wartungsverträgen können umfangreichere Reparaturarbeiten eingepreist oder ausgeschlossen werden. Dazu können in der dritten Betriebsdekade, wie bereits in [DWG 2017] dargestellt, unterschiedliche Betriebskonzepte gefahren werden. Die Auswahl hängt auch hier von unterschiedlichen Faktoren ab.

Eine Weiterbetriebsinvestition, die für die Erstellung der Gutachten erforderlich ist, ist in den Kostenannahmen für die zweite Dekade nicht enthalten. Gemäß [DWG 2016] liegen diese

[45] Bei Betreiberwechseln obliegt es dem neuen Betreiber, die späteren Rückbaukosten beim Projektankauf einzupreisen.

Kosten abhängig von Anlagengröße, Projektgröße, umfassten Leistungen etc. zwischen 7 und 20 €/kW und fallen einmalig an. Zusätzlich wurde ein Aufwand für die Abwicklung etc. von 1,75 – 5 €/kW angesetzt. In der Studie 2016 wurden die Kosten über 3,5 Jahre verteilt – die tatsächliche Weiterbetriebszeit hängt vom Anlagenzustand und vom weiteren Wartung- und Instandhaltungskonzept (das wiederum von der Betreiberstrategie und den Markterlösen abhängt) ab.

5.4.3. Vorgehen zum Weiterbetrieb

Die aus den Kostendaten ermittelten Werte für den Median der Betriebskosten in der zweiten Betriebsdekade (4 ct/kWh für WEA mit Inbetriebnahme bis 2000 und 3,75 ct/kWh für WEA mit Inbetriebnahme zwischen 2001 und 2005) bestätigen tendenziell die in den eingangs aufgeführten Analysen genannten Werte für wahrscheinliche Weiterbetriebskosten. Bei leicht angepasstem Konzept und nachverhandelten Verträgen können die Kosten voraussichtlich auch leicht darunter liegen. Die genannten Werte gelten, solange ein möglichst nachhaltiger Weiterbetrieb angestrebt wird. Bei Anwendung von Wartungskonzepten, die in Richtung des "Low Budget Konzeptes" gehen, das die Deutsche WindGuard in ihrer Analyse aus 2017 zusätzlich nennt, können Projekte zu geringeren Kosten weiter betrieben werden, eine Außerbetriebnahme wird dann jedoch frühzeitiger wahrscheinlich.

Soll der Weiterbetrieb nachhaltig gestaltet werden, ist weitgehend eine Weiterführung des Betriebskonzepts der zweiten Dekade erforderlich. Dabei werden umfassende Wartungsverträge geschlossen, oder – bei weniger weitreichenden Wartungsverträgen – entsprechend Rückstellungen für größere Reparaturen gebildet. Bedingung hierfür sind hinreichende Erlöse in der Vermarktung des Stroms. Sind die erwarteten Vermarktungserlöse nicht hoch genug, um das Betriebskonzept der zweiten Dekade weiterzuführen, können Kosten reduziert werden, indem der Leistungsumfang in der Betriebsführung und Wartung etc. reduziert wird. Sind beispielsweise (teurere) Ersatzteile im Wartungs- und Instandhaltungskonzept nicht abgedeckt, können die Anlagen bei kleineren oder größeren Schäden nur weiterbetrieben werden, wenn entsprechende Rücklagen für Ersatzinvestitionen gemacht wurden. Strategisch können hier unterschiedliche Ansätze sinnvoll sein. Bei hoher technisch möglicher (erwarteter) Weiterbetriebsdauer gemäß des Weiterbetriebsgutachtens und fehlender Repoweringoption ist somit ein umfassenderes Wartungs- und Instandhaltungskonzept erforderlich als bei Anlagen mit kurzer erwarteter Weiterbetriebsdauer und kurzfristig vorgesehenem Repowering. Falls bspw. der Leistungsumfang in der technischen Betriebsführung reduziert wird, erfolgt ein weniger umfangreiches Monitoring der Anlagen und höhere Stillstandszeiten (d.h. niedrigere Volllaststunden) können die Folge sein. Die am Markt erzielbaren Erlöse beeinflussen somit die Möglichkeiten, die tatsächlich für Ersatzinvestitionen und einen möglichst langen Weiterbetrieb bestehen.

Abhängig von den tatsächlichen Betriebskosten eines spezifischen Projektes und den Erlösen, die im Zeitverlauf am Markt oder mittels Förderung erzielt werden können, können sich unterschiedliche Vorgehensweisen ergeben:

- **Weiterbetrieb möglich unter Weiterführung des Konzepts der 2. Dekade**: ein langfristiger nachhaltiger Weiterbetrieb kann durchgeführt werden (weitgehend Fortsetzung der Kostenstrukturen der zweiten Betriebsdekade unter Markterlösen in der dritten Dekade),
- **Weiterbetrieb möglich mit reduziertem Konzept bis zum größeren Schaden**: Liegen die Kosten in der zweiten Betriebsdekade gleich oder leicht über den Markterlösen in der dritten Dekade, muss das Betriebskonzept reduziert werden, um Kosten zu senken. Ein kurzfristigerer bis mittelfristiger Weiterbetrieb bis zum ersten nicht mehr gedeckten Schaden kann durchgeführt werden,
- **Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich möglich**: Liegen die Kosten in der zweiten Betriebsdekade deutlich über den Markterlösen in der dritten Dekade und können durch Nachverhandlungen und reduzierte Leistungsumfänge keine ausreichenden Kostensenkungen erzielt werden, muss die Anlage wegen fehlender Wirtschaftlichkeit stillgelegt werden.

Pauschal lässt sich feststellen, dass der Weiterbetriebszeitraum sich verkleinert, je schlechter das Verhältnis von Markterlös zu Kosten ist. Projektspezifisch kann dies natürlich variieren, da die Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines größeren Schadens zwar mit steigendem Anlagenalter steigt, dieser jedoch nicht zwangsläufig eintreten muss.

Im Folgenden wird ein vertiefter Blick auf die zu erwartende Erlösseite der Projekte, die vor einer Weiterbetriebsentscheidung stehen, geworfen.

5.4.4. Mögliche Erlöse nach Ende der EEG-Förderung

Die Erlösaussichten am Markt werden maßgeblich von der Entwicklung der Großhandelsstrompreise beziehungsweise dem technologie- und standortabhängigen Marktwert des erzeugten Stroms bestimmt. Dies gilt auch für solche Vermarktungskonzepte, die keinen unmittelbaren Absatz über die Strombörse vorsehen, da der Börsenmarktwert auch für bilaterale Geschäfte eine zentrale Orientierungsgröße darstellt. Ausgenommen hiervon sind Vermarktungskonzepte, die eine Vermeidung bestimmter Preisbestandteile (EEG-Umlage, Netzentgelte) beinhalten (siehe Eigenversorgung / Direktlieferung).

Die aktuellen Strommarktpreise sind unter dem Einfluss der stark gestiegenen Preise auf den Rohstoffmärkten und damit verbunden der CO2-Zertifikatspreise sowie im Zuge der Auswirkungen der Ukraine-Krise stark gestiegen. Aktuelle Strompreisprognosen sehen auch mittel- bis langfristig ein vergleichsweise hohes Preisniveau voraus. Zu beachten ist bei der Interpretation prognostizierter Daten, dass der mittlere Marktwert für Strom aus Windenergieanlagen an Land typischerweise unter dem mittleren Base-Preis im Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose liegt. [enervis 2019]

Die FA Wind (2018) weist im Kontext von Preisprognosen darauf hin, dass ältere Anlagen im Vergleich niedrigere Durchschnittspreise erzielen werden. Die Fachagentur führt dies auf die niedrigeren Nabenhöhen und höheren spezifischen Leistungen je Quadratmeter

Rotorkreisfläche zurück. In Summe führe diese dazu, dass Altanlagen erst bei höheren Windgeschwindigkeiten Strom produzieren - also dann, wenn die Börsenstrompreise infolge des Mehrangebots sinken. Eine systematische Auswertung zu den Marktwertunterschieden zwischen dem Alt- und Neuanlagenbestand liegt nicht vor.

Zudem bestehen Unterschiede zwischen dem Vermarktungswert geförderter und ungeförderter Anlagen. Anlagen, die keine Förderung im Rahmen der Marktprämie erhalten, haben keinen Anreiz, bei negativen Strompreisen einzuspeisen. Der mittlere Vermarktungswert ist somit höher, im Gegenzug sinkt jedoch die vermarktbare Strommenge.

Zusammenfassend ist davon auszugehen, dass bei dem derzeitigen Preisniveau ein Weiterbetrieb für die meisten Windenergieanlagen möglich sein dürfte. Dies wird hierdurch bestätigt, dass bisher keine vermehrten Stilllegungen bei Anlagen im Alter von 20 Jahren und älter zu beobachten sind. Im Falle sinkender Preise kann sich diese Situation ändern, besonders schnell betroffen sind dann voraussichtlich die ältesten Anlagen mit geringer installierter Nennleistung. Da die individuellen Projektunterschiede aber sehr groß sind, lässt sich auch dies nicht mit Sicherheit verallgemeinernd feststellen.

5.4.5. Fazit zur Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs

Abschließend werden folgende zusammenfassende Schlussfolgerungen zur Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs gezogen:

1. Die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs wird maßgeblich von zwei Faktoren bestimmt, den Stromgestehungskosten der Altanlagen sowie der Entwicklung des (individuellen) Marktwertes. Ob und wenn ja, für wie lange ein Weiterbetrieb möglich ist, hängt ferner vom technischen Gesamtzustand der Anlage ab, der jeweils individuell zu bewerten ist.
2. Vorliegende Studien zu Kosten- und Erlösaussichten legen prinzipiell den Schluss nahe, dass zumindest ein Teil des Altanlagenbestands unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten weiterbetrieben werden kann. Dies deckt sich mit Meldungen der letzten zwei Jahre zu ersten PPA-Abschlüssen für den Weiterbetrieb in Deutschland sowie mit Aussagen eines Versorgers zu bestehenden Verhandlungen.
3. Die Windenergiebranche in Deutschland hat sich in den zurückliegenden Jahren intensiv mit dem Weiterbetrieb befasst. Hersteller, Servicedienstleister und Vermarktungsunternehmen haben gezielte Produkte und Dienstleistungen für die Zeit nach 2020 entwickelt.
4. Da die spezifischen Betriebskosten (ct/kWh) mit steigender Anlagenleistung in der Regel abnehmen, steigt die Wahrscheinlichkeit für eine Fortsetzung des Anlagenbetriebs mit der Nennleistung. Bestimmten Fixkosten (z. B. Anfahrtskosten bei Wartung) steht ein höherer Jahresenergieertrag gegenüber.
5. Die aktuellen Strommarktpreise sind unter dem Einfluss der stark gestiegenen Preise auf den Rohstoffmärkten und damit verbunden der CO2-Zertifikatspreise sowie im Zuge der Auswirkungen der Ukraine-Krise stark gestiegen. Aktuelle Strompreisprognosen sehen auch mittel- bis langfristig ein vergleichsweise hohes Preisniveau voraus. Bestätigt sich

dies, können die Markterlöse voraussichtlich in vielen Fällen ein nachhaltiges Vorgehen beim Weiterbetrieb decken.

6. In der Branchenbefragung der FA Wind aus dem Jahr 2017 machten 65 von 97 Teilnehmern Angaben zur beabsichtigten Weiterbetriebsdauer ihrer Anlagen. In mehr als der Hälfte der Fälle wurde zum damaligen Zeitpunkt ein Weiterbetrieb der Anlagen um mehr als 5 Jahre angestrebt, in lediglich 5 % der Fälle wurde ein Zeitraum kürzer als 3 Jahre angegeben. Damit ist ein nachhaltiger Anlagenbetrieb erforderlich, um entsprechende Weiterbetriebslaufzeiten zu gewährleisten.
7. Die EEG-Mittelfristprognose 2020 - 2024 [enervis 2019] geht im Trendszenario davon aus, dass für 75 % der Altanlagen außerhalb von Vorranggebieten ein Weiterbetrieb für fünf Jahre wirtschaftlich darstellbar ist. Im oberen Szenario rechnet enervis damit, dass 100 % der Anlagen weiterbetrieben werden, im unteren Szenario sinkt der Anteil auf 50 %.

Idealerweise könnte der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach Ablauf der EEG-Förderdauer somit ohne zusätzliche Förderung allein mit den am Markt erzielbaren Erlösen gelingen. Dies bedeutet, dass die Altanlagen ohne eine weitere Belastung der EEG-Umlage einen Beitrag zur Energiewende leisten und durch Ausnutzung der bereits vorhandenen Kapazitäten ressourcenschonend „grünen Strom“ erzeugen.

Vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaziele für 2030 sowie der aktuell prekären Genehmigungssituation kann der Erhalt nicht kurzfristig repoweringfähiger Altanlagen einen Beitrag zur Zielerreichung leisten und zumindest temporär den Neubaubedarf senken bzw. nicht weiter erhöhen. Dem Weiterbetrieb von Altanlagen sind jedoch aus technischer Sicht Grenzen gesetzt. Wartungsintensität und Ausfallwahrscheinlichkeit nehmen in der dritten Betriebsdekade zu. Der Erhalt von Bestandsanlagen ist somit keine langfristige Lösung zur Zielerreichung und insbesondere kein Ersatz für die Ausweisung hinreichender Flächen für die Windenergienutzung. Kurzfristig können die Bestandsanlagen jedoch einen Beitrag zur jährlichen EE-Stromerzeugung liefern und damit die Zielerreichung unterstützen. Ein hoher Weiterbetriebsanteil ist somit grundsätzlich positiv zu bewerten. Allerdings sollte darauf geachtet werden, dass dieser nicht zu Verzögerungen im Hinblick auf das Repowering auf dafür geeigneten Flächen führt.

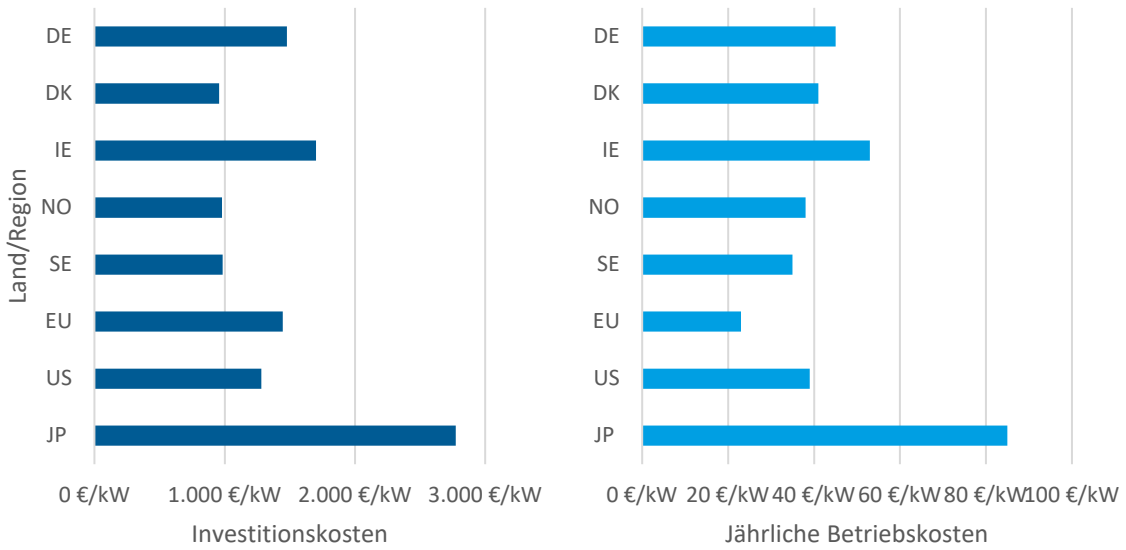
5.5. Kostensituation international

Die Kosten der Windenergie an Land variieren in unterschiedlichen Ländern. Im Folgenden werden für Deutschland, Dänemark, Irland, Norwegen, Schweden sowie für die Region Europa, für Japan und die USA und die USA Kostendaten abgeglichen, die mit Blick auf das Jahr 2019 im Rahmen des IEA wind TCP Task 26 erhoben wurden. Abweichungen in den für Deutschland dargestellten Daten sind auf den abweichenden Betrachtungszeitraum zurückzuführen. Aktuelle internationale Kostendaten, die die auch in anderen Ländern erfolgten Kostensteigerungen widerspiegeln, liegen nicht vor. Dargestellt sind im Folgenden

Investitionskosten und Betriebskosten, die für Windenergieprojekte in den jeweiligen Ländern im Durchschnitt abgerufen werden.

Die Investitionskosten für Windenergie an Land liegen in Deutschland etwa auf demselben Niveau wie im Mittel für ganz Europa. Im direkten Vergleich mit den Ländern, für die Investitionskosten vorliegen, liegen Deutschland und Irland jedoch deutlich über den Kosten, die in Dänemark, Norwegen oder Schweden je installiertem Kilowatt abgerufen werden. Denn Windenergieanlagen, die in Deutschland installiert wurden, weisen größere Nabenhöhen auf als Anlagen in den meisten anderen Ländern. Von den betrachteten Ländern erreichte nur Schweden 2019 ebenfalls eine mittlere Nabenhöhe über 120 m. In Dänemark wurde 2019 beispielsweise eine mittlere Nabenhöhe von 94 Metern installiert. In Norwegen und insbesondere Schweden weicht die Anlagenkonfiguration weniger stark von in Deutschland errichteten Anlagen ab [Dalla Riva et al. 2023]. Ein Grund für die niedrigeren Investitionskosten kann hier beispielsweise in der häufig deutlich größeren Projektgröße gesucht werden: 2019 wies ein mittlerer Windpark in Norwegen knapp 100 MW auf, das mittlere schwedische Projekt sogar 166 MW [IEA wind TCP Task 53 2023]. Blickt man über den europäischen Horizont hinaus, zeigen sich in den USA etwas niedrigere Investitionskosten, auch hier liegt die durchschnittliche Projektgröße im Jahr 2019 mit knapp 180 MW deutlich über der eines deutschen Projekts. In Japan hingegen werden erheblich höhere Investitionskosten je Kilowatt verzeichnet.

Hinsichtlich der Betriebskosten liegen die für Deutschland angegebenen Werte ebenfalls im Mittelfeld anderer europäischer Länder. In den USA werden vergleichbare Betriebskosten wie in Europa ermittelt. Japan hingegen weist erheblich höhere Betriebskosten auf. In Abbildung 82 sind die Betriebskosten dargestellt.



Quelle:[Dalla Riva et al. 2023]. Eigene Darstellung

Abbildung 89: Investitions- und Betriebskosten für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2019 in verschiedenen Ländern

6. Artenschutzrechtliche Aspekte

Es wurden mit der BNatSchG-Novelle im Juli 2022[46] mit der Einführung der §§ 45b ff. BNatSchG verschiedene Prüfungsmaßstäbe für Windenergieanlagen mit Fokus auf den Bereich Brutvögel und Tötungsverbot bundeseinheitlich geregelt. Diese Neuregelungen traten aber erst nach der Fertigstellung wesentlicher Teile der Untersuchungen bzw. des vorliegenden Berichts in Kraft. Somit beziehen sich die meisten Texte auf die Rechtslage vor bzw. bis zur BNatSchG-Novelle. Aber es wird an geeigneter Stelle auf diese Neuerungen hingewiesen und diese zum Teil auch bewertet. Zudem traten im März 2023 über einen neuen § 6 Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG)[47] – in Umsetzung von Art. 6 der sog. EU-Notfall-Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 – bestimmte Verfahrenserleichterungen in Windenergiegebieten hinsichtlich UVP und auch Artenschutzrecht in Kraft. Auch diese Neuregelungen waren aber nicht mehr Teil der Untersuchungen in diesem Bericht und werden daher allenfalls stellenweise berücksichtigt bzw. darauf verwiesen.

Da bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (WEA) in allen Bundesländern zu prüfen ist, ob die artenschutzrechtlichen Zugriffsverbote gem. § 44 Abs. 1 BNatSchG bei der Errichtung und dem Betrieb von geplanten WEA entgegenstehen und hierbei in Bezug auf kollisionsgefährdete Brutvogelarten der § 45b zu berücksichtigen ist, wird als erster Schritt in diesem vorliegenden Dokument an diese Paragrafen herangeführt.

Maßgebend für die artenschutzrechtliche Beurteilung sind die Vorschriften des besonderen Artenschutzes im Bundesnaturschutzgesetz (§§ 44 ff. BNatSchG). Die artenschutzrechtlichen Verbotstatbestände gehören zum Bundesrecht, das gegenüber dem Landesrecht abweichungsfest ist (Art. 72 Abs. 3 Nr. 2 GG). Der Schutz der besonders und streng geschützten Arten erfolgt über Zugriffs-, Besitz- und Vermarktungsverbote und die sich darauf beziehenden Ausnahmeregelungen. Mit diesen Vorschriften werden unionsrechtliche Vorgaben der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (FFH-Richtlinie) und der Vogelschutz-Richtlinie umgesetzt.

6.1. Darstellung des § 44 Bundesnaturschutzgesetz

Der § 44 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) – Vorschriften für besonders geschützte und bestimmte andere Tier- und Pflanzenarten lautet wie folgt:

> *„(1) Es ist verboten,*

[46] Artikel 1 Viertes Gesetz zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1362).
[47] Artikel 13 Gesetz zur Änderung des Raumordnungsgesetzes und anderer Vorschriften (ROGÄndG) vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88).

1. wild lebenden Tieren der besonders geschützten Arten nachzustellen, sie zu fangen, zu verletzen oder zu töten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, zu beschädigen oder zu zerstören,

2. wild lebende Tiere der streng geschützten Arten und der europäischen Vogelarten während der Fortpflanzungs-, Aufzucht-, Mauser-, Überwinterungs- und Wanderungszeiten erheblich zu stören; eine erhebliche Störung liegt vor, wenn sich durch die Störung der Erhaltungszustand der lokalen Population einer Art verschlechtert,

3. Fortpflanzungs- oder Ruhestätten der wild lebenden Tiere der besonders geschützten Arten aus der Natur zu entnehmen, zu beschädigen oder zu zerstören,

4. wild lebende Pflanzen der besonders geschützten Arten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, sie oder ihre Standorte zu beschädigen oder zu zerstören"

Für den Artenschutz sind bei der Planung und Genehmigung von WEA an Land im Wesentlichen die Verbotstatbestände der Tötung, der Störung und der Schädigung bzw. Zerstörung der Ruhe- und Fortpflanzungsstätten von Bedeutung (Abs. 1 Nr. 1 bis 3), wobei die Bewältigung der artenschutzrechtlichen Anforderungen des § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG, dem Tötungsverbot, die größte Herausforderung darstellt.

Da – wie eingangs des Kapitels erwähnt – eine wichtige Folge der Novellierung des BNatSchG im Juli 2022 vor allem die Tatsache ist, dass für die kollisionsgefährdeten Brutvogelarten bundeseinheitliche Festlegungen getroffen wurden, die zu einer deutlichen Vereinheitlichung, Vereinfachung und ggf. auch Beschleunigung von Genehmigungsverfahren führen, werden solche Teile des novellierten BNatSchG hier jeweils kurz mit aufgeführt und beschrieben. Maßgeblich ist vor allem die Ergänzung des § 45b BNatSchG. In diesem Paragrafen werden grundsätzliche Annahmen zur signifikanten Risikoerhöhung von kollisionsgefährdeten Brutvogelarten getroffen, welche bundesweit gelten.

§45b Absatz 1 bis 5 lauten wie folgt:

„(1) Für die fachliche Beurteilung, ob nach § 44 Absatz 5 Satz 2 Nummer 1 das Tötungs- und Verletzungsrisiko für Exemplare kollisionsgefährdeter Brutvogelarten im Umfeld ihrer Brutplätze durch den Betrieb von Windenergieanlagen signifikant erhöht ist, gelten die Maßgaben der Absätze 2 bis 5.

(2) Liegt zwischen dem Brutplatz einer Brutvogelart und der Windenergieanlage ein Abstand, der geringer ist als der in Anlage 1 Abschnitt 1 für diese Brutvogelart festgelegte Nahbereich, so ist das Tötungs- und Verletzungsrisiko der den Brutplatz nutzenden Exemplare signifikant erhöht.

(3) Liegt zwischen dem Brutplatz einer Brutvogelart und der Windenergieanlage ein Abstand, der größer als der Nahbereich und geringer als der zentrale Prüfbereich ist, die in Anlage 1 Abschnitt 1 für diese Brutvogelart festgelegt sind, so bestehen in der Regel Anhaltspunkte dafür, dass das Tötungs- und Verletzungsrisiko der den Brutplatz nutzenden Exemplare signifikant erhöht ist, soweit

1. eine signifikante Risikoerhöhung nicht auf der Grundlage einer Habitatpotentialanalyse oder einer auf Verlangen des Trägers des Vorhabens durchgeführten Raumnutzungsanalyse widerlegt werden kann oder

2. die signifikante Risikoerhöhung nicht durch fachlich anerkannte Schutzmaßnahmen hinreichend gemindert werden kann; werden entweder Antikollisionssysteme genutzt, Abschaltungen bei landwirtschaftlichen Ereignissen angeordnet, attraktive Ausweichnahrungshabitate angelegt oder phänologiebedingte Abschaltungen angeordnet, so ist für die betreffende Art in der Regel davon auszugehen, dass die Risikoerhöhung hinreichend gemindert wird.

(4) Liegt zwischen dem Brutplatz einer Brutvogelart und der Windenergieanlage ein Abstand, der größer als der zentrale Prüfbereich und höchstens so groß ist wie der erweiterte Prüfbereich, die in Anlage 1 Abschnitt 1 für diese Brutvogelart festgelegt sind, so ist das Tötungs- und Verletzungsrisiko der den Brutplatz nutzenden Exemplare nicht signifikant erhöht, es sei denn,

1. die Aufenthaltswahrscheinlichkeit dieser Exemplare in dem vom Rotor überstrichenen Bereich der Windenergieanlage ist aufgrund artspezifischer Habitatnutzung oder funktionaler Beziehungen deutlich erhöht und

2. die signifikante Risikoerhöhung, die aus der erhöhten Aufenthaltswahrscheinlichkeit folgt, kann nicht durch fachlich anerkannte Schutzmaßnahmen hinreichend verringert werden. Zur Feststellung des Vorliegens eines Brutplatzes nach Satz 1 sind behördliche Kataster und behördliche Datenbanken heranzuziehen; Kartierungen durch den Vorhabenträger sind nicht erforderlich.

(5) Liegt zwischen dem Brutplatz einer Brutvogelart und der Windenergieanlage ein Abstand, der größer als der in Anlage 1 Abschnitt 1 für diese Brutvogelart festgelegte erweiterte Prüfbereich ist, so ist das Tötungs- und Verletzungsrisiko der den Brutplatz nutzenden Exemplare nicht signifikant erhöht; Schutzmaßnahmen sind insoweit nicht erforderlich.

Die Liste der kollisionsgefährdeten Brutvögel ist nach der Gesetzesbegründung abschließend und enthält 15 Arten, welche in Anlage 1 Abschnitt 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 inklusive ihrer Nahbereiche sowie zentralen und erweiterten Prüfbereichen aufgeführt sind.

Tabelle 24: Darstellung der kollisionsgefährdeten Brutvogelarten mit Angabe des Nahbereiches, des zentralen Prüfbereiches und des erweiterten Prüfbereiche

(Angabe in Metern gemessen vom Mastfußmittelpunkt) (gemäß Anlage 1, Abschnitt 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 BNatSchG).

Windkraftsensible Art	Nahbereich (m)	Zentraler Prüfbereich [m]	Erweiterter Prüfbereich [m]
Seeadler	500	2.000	5.000
Fischadler	500	1.000	3.000
Schreiadler	1.500	3.000	5.000
Steinadler	1.000	3.000	5.000
Wiesenweihe[1]	400	500	2.500
Kornweihe	400	500	2.500
Rohrweihe[1]	400	500	2.500
Rotmilan	500	1.200	3.500
Schwarzmilan	500	1.000	2.500
Wanderfalke	500	1.000	2.500
Baumfalke	350	450	2.000
Wespenbussard	500	1.000	2.000
Weißstorch	500	1.000	2.000
Sumpfohreule	500	1.000	2.500
Uhu[1]	500	1.000	2.500

[1] Rohrweihe, Wiesenweihe und Uhu sind nur dann kollisionsgefährdet, wenn die Höhe der Rotorunterkante in Küstennähe (bis 100 km) weniger als 30 m, im weiteren Flachland weniger als 50 m oder in hügeligem Gelände weniger als 80 m beträgt. Dies gilt, mit Ausnahme der Rohrweihe, nicht für den Nahbereich.

6.2. Analyse artenschutzrechtlicher Konfliktpotenziale

Tötungsverbot – Individuen-Bezug – signifikantes Tötungsrisiko

Wie eingangs erwähnt, hat das Tötungsverbot nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG in der Genehmigung und der Errichtung sowie dem Betrieb von WEA eine besondere Bedeutung. Der Wortlaut des § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG hat Individuen-Bezug (Tiere verletzen/töten). Eine Auslegung des BVerwG (12.03.2008, 9A 3.06) besagt, dass der Verbotstatbestand dann erfüllt ist, wenn sich das Tötungsrisiko für Individuen der Vogelarten durch das Vorhaben signifikant erhöht. Demnach ist das Verbot nicht durch jeden einzelnen potenziellen Individuen-Verlust verletzt, sondern es muss das Risiko einer Tötung für das Individuum *signifikant erhöht* sein. Die hierbei maßgeblichen Kriterien waren jedoch bis zur BNatSchG-Novelle nicht normativ festgelegt, so dass die artenschutzrechtliche Prüfung – bei der Erfassung wie bei der Bewertung möglicher Betroffenheiten – nach ausschließlich wissenschaftlichen Kriterien zu erfolgen hatte [BVerwG, Urt. v. 09.07.2008 – 9 A 14/07, juris; VGH Mannheim, Urt. v. 18.04.2018 – 5 S 2105/15, juris].

Wenn sich das signifikante Tötungsrisiko etwa für eine kollisionsgefährdete Brutvogelart durch Bau und Betrieb einer WEA signifikant erhöht, und dieser Konflikt nicht durch fachlich anerkannte Schutzmaßnahmen gelöst werden kann, ist die geplante WEA – vorbehaltlich einer Möglichkeit der artenschutzrechtlichen Ausnahme – nicht genehmigungsfähig. Für die Bewertung, ab wann das Tötungsrisiko signifikant erhöht ist, gab es bis zur Einführung des § 45b BNatSchG in keinem Bundesland eine allgemeingültige Definition oder etablierte Herangehensweise.

In vielen Fällen wurde allein der Abstand einer WEA zu einem Brutplatz als Kriterium herangezogen, ab welchem das Tötungsrisiko signifikant erhöht ist [LAG VSW 2015], Länderleitfäden übernahmen häufig diese Abstandsregeln. Darüber hinaus ziehen die Länderleitfäden und kürzlich z. B. Sprötge et al. [2018] die Ergebnisse von sog. Raumnutzungsanalysen heran, um zu ermitteln, ab wann das Tötungsrisiko signifikant erhöht ist. Der gleichen Fragestellung widmeten sich [BfN & KNE 2020], methodische Vorgaben dazu wurden vorgeschlagen [LAG VSW 2020]. Nicht zuletzt haben Bernotat & Dierschke [2021] mit dem vorhabenbezogenen Mortalitätsgefährdungsindex (vMGI) bzw. dem vorhabenspezifischen Tötungsrisiko eine Methodik vorgeschlagen, welche den Individuenbezug insofern relativiert, als dass für unterschiedliche Vogelarten die zusätzliche Mortalität (hier durch Kollisionen an WEA) unterschiedlich gewichtet wird.

Wie oben erwähnt, wurde häufig eine vorsorgeorientierte Bewertung angewendet und ein erhöhtes Tötungsrisiko oftmals schon angenommen, wenn eine WEA eine bestimmte Entfernung zu dem Brutplatz einer Art unterschreitet. Dieses Vorgehen wurde durchaus kritisiert und als problematisch angesehen [s. dazu Agatz 2019 S. 195], wird mit dem § 45b BNatSchG jetzt aber bundeseinheitlich für verbindlich erklärt und damit weiterhin angewendet

Die gängige Rechtsprechung bestätigt, dass ein Nullrisiko nicht gefordert ist, weshalb auch die daraus entstandenen fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen nicht mit 100 %-iger Sicherheit eine Kollision = Tötung vermeiden müssen (vgl. BVerwG, Urteil vom 28.04.2016 – 9 A 9/15 in [BfN 2020]. Ein unvermeidlicher Verlust einzelner Exemplare entspricht in der Kulturlandschaft Deutschland nicht automatisch einem Verstoß gegen das Tötungsverbot, sondern fällt unter das sog. allgemeine Lebensrisiko einer Art. Vielmehr müssen „besondere Umstände" vorliegen wie z. B. eine besondere Attraktion (Nahrungsflächen, Balzregionen, Rastplätze etc.) in der Nähe der WEA oder ein stark frequentierter Flugkorridor durch die Vorhabenfläche, um infolge solcher Umstände das Tötungsrisiko signifikant zu erhöhen.

Durch die Anwendung von § 45b BNatSchG gelten für die Ermittlung des signifikant erhöhten Tötungsrisikos kollisionsgefährdeter Brutvogelarten die artspezifischen Prüfbereiche (s. Tabelle 24) und entsprechenden Vorgehensweisen (gemäß § 45b Abs. 2 bis 5 BNatSchG). Wird ermittelt, dass das Tötungsrisiko signifikant erhöht ist, müssen fachlich anerkannte Schutzmaßnahmen umgesetzt werden.

6.3. Steuerung in den Regionalplanungsräumen der Bundesländer

Wie in Abschnitt 6.5 und 6.6 dargestellt, führten sowohl regionalplanerisches Vorgehen als auch unterschiedliche Arbeitshilfen / Leitfäden zum Artenschutz zu unterschiedlichen Vorgehensweisen in den Bundesländern. Eine bundesweite Vereinheitlichung des Vorgehens, bspw. hinsichtlich der Untersuchungstiefe des Artenschutzes auf Planungsebene im Verordnungswege auf Grundlage von § 9a Abs. 2 BauGB bzw. § 8 Abs. 5 ROG, hat bislang nicht stattgefunden.

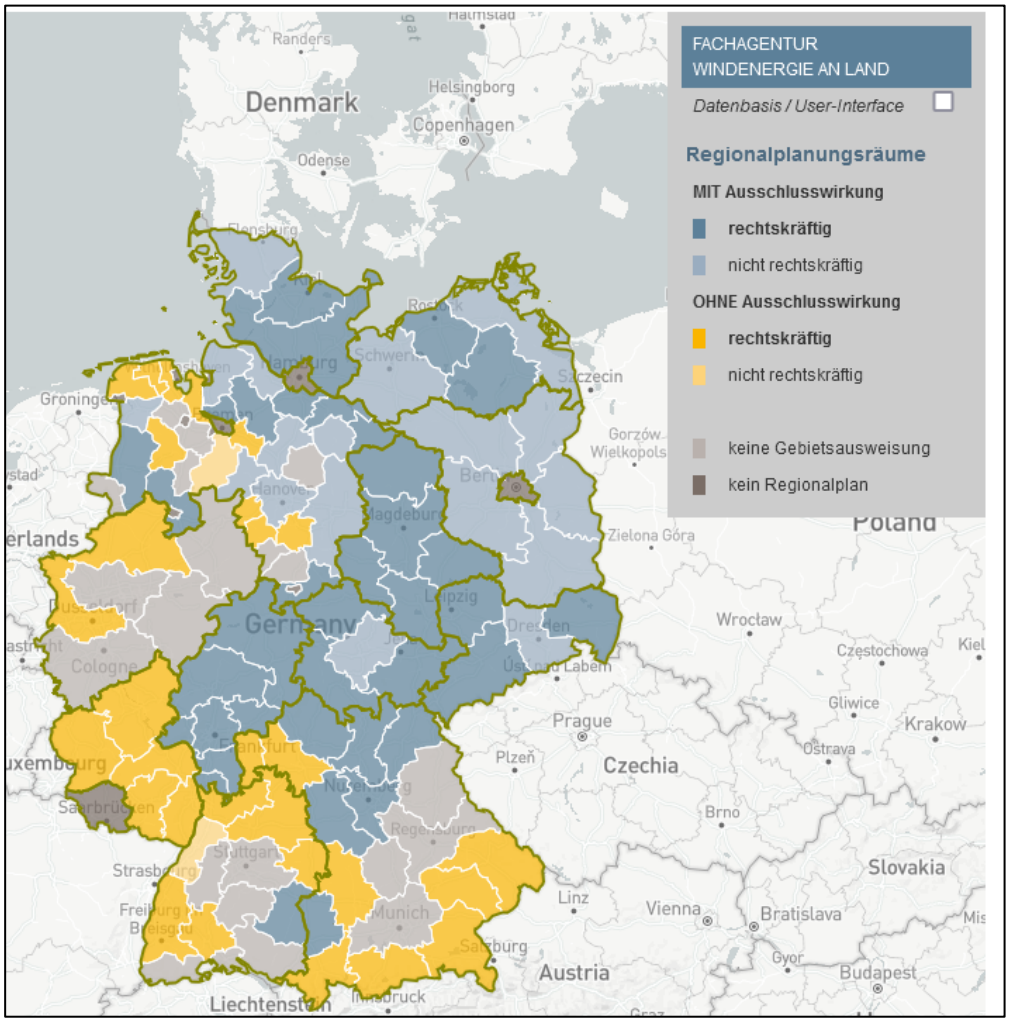
Durch die Entwicklungen in Folge der Novellierung des BNatSchG sowie der Umsetzung von § 6 WindBG sind die Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen vor allem hinsichtlich des Tötungsverbots bei Brutvögeln bundeseinheitlich weitgehend angeglichen worden. Hinsichtlich anderer Bereiche fehlt es bislang an einer Vereinheitlichung (z. B. hinsichtlich Bestandserfassung, Störungs-/Beschädigungs-/Zerstörungsverbot, Ansammlungen, Vogelzug, Fledermäuse und andere FFH-Arten, nachträgliche Ansiedlung, Anlagenerrichtung). Zudem werden wesentliche Unterschiede für die Bundesländer bzw. Planungsregionen (s. unten) vor allem dadurch bestimmt, welche Bundesländer sog. Windenergiegebiete (gemäß §§ 2 Nr. 1, 6 WindBG) rechtskräftig ausgewiesen haben; ein zusätzlicher Aspekt ist die Erfüllung der sog. Flächenziele je Bundesland (s. unten).

Die regionalplanerischen Ansätze unterschieden sich in den Bundesländern. Alle 16 Bundesländer besitzen einen Regionalplan (in den drei Stadtstaaten wird dieser durch den Flächennutzungsplan ersetzt) für eine unterschiedliche Anzahl an Regionalplanungsräumen. Die Anzahl reicht von drei Regionalplanungsräumen in Schleswig-Holstein bis zu 39 in Niedersachsen.
Insgesamt gibt es 110 Regionalplanungsräume von denen Stand April 2023 54 mit Ausschlusswirkung (34 rechtskräftig) und 30 ohne Ausschlusswirkung (28 rechtskräftig) sind. In Gebieten mit Ausschlusswirkung nach § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB ist außerhalb der ausgewiesenen Gebiete für die Windenergie der Bau von Windenergieanlagen nicht möglich. In 23 Regionalplanungsräumen gibt es keine Gebietsausweisungen für die Windenergie [FA Wind 2023a].

Auf einer von der FA Wind erstellten interaktiven Karte (Abbildung 90) ist die Zusammenschau aller Regionalpläne bezüglich ihrer Ausschlusswirkung außerhalb der Konzentrationsflächen sowie der Rechtskräftigkeit dargestellt (Stand April 2023).

Windenergiegebiete: § 6 WindBG legt u. a. fest, dass für Genehmigungsverfahren für Bau, Betrieb und Änderung von WEA in ausgewiesenen Windenergiegebieten, bei deren Ausweisung eine (strategische) Umweltprüfung nach § 8 des Raumordnungsgesetzes oder § 2 Absatz 4 des Baugesetzbuchs durchgeführt wurde, eine artenschutzrechtliche Prüfung nicht durchzuführen ist. Das gilt für jegliche Flächenausweisungen für die Windenergie in rechtswirksamen Plänen auf kommunaler Bauleitplanebene sowie auch überregionaler Raumordnungsebene, unabhängig davon, ob sie Ausschlusswirkung besitzen oder nicht, solange eine der von § 2 Nr. 1 WindBG erfassten Gebietskategorien gewählt wurde (z. B. Vorranggebiete, Eignungsgebiete, Vorbehaltsgebiete, Sonderbauflächen, Sondergebiete).

Auf die weiteren Bedingungen und Vorgehensweisen von Verfahren gemäß § 6 WindBG wird hier nicht eingegangen.



Quelle: [FA Wind 2023a] (Stand April 2023)

Abbildung 90: Darstellung der Regionalplanungsräume in Deutschland, mit Angaben zur Ausschlusswirkung und zur Rechtskräftigkeit.

Flächenziele: Die Erreichung der Flächenbeitragswerte / Flächenziele je Bundesland ist im WindBG geregelt.

Die rechtswirksam ausgewiesenen Flächen für Windenergie an Land sind ohne Überschneidungen von Flächen, welche auf Landes- oder Regionalplanebene bzw. auch Bauleitplanebene ausgewiesen wurden, zum 31.12.2021 in den Bundesländern in Tabelle 25 dargestellt. Im Vergleich dazu liegen die im WindBG ausgewiesenen Flächenziele teilweise deutlich höher; es sind zwei Fristen zur Erreichung der jeweiligen Flächenbeitragswerte gesetzt (s. Tabelle 25). In Verbindung mit dem novellierten BNatSchG spielen die Erreichung des Flächenbeitragswerts einerseits in § 26 Abs. 3 BNatSchG (LSG) und andererseits bei der Alternativenprüfung im Rahmen der artenschutzrechtlichen Ausnahme gemäß § 45b Absatz 8 Nummer 2 BNatSchG eine Rolle.

Tabelle 25: Darstellung der aktuell ausgewiesenen Flächen (ohne Überschneidung der Planungen auf Landes- und Regionalebene und der Bauleitplanung) für Windenergie in den Bundesländern, den Flächenbeitragswerte 2027 und 2032 in Anteil an der Landesfläche in Prozent.

Bundesland	Flächenausweisung 31.12.2021 [48]	Flächenbeitragswert 31.12.2027 [49]	Flächenbeitragswert 31.12.2032 [50]
Baden-Württemberg	0,37	1,1	1,8
Bayern	0,51	1,1	1,8
Berlin	0	0,25	0,50
Brandenburg	0,57	1,8	2,2
Bremen	0,83	0,25	0,50
Hamburg	0,23	0,25	0,50
Hessen	1,85	1,8	2,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,22	1,4	2,1
Niedersachen	0,73	1,7	2,2
Nordrhein-Westfalen	0,31	1,1	1,8
Rheinland-Pfalz	1,49	1,4	2,2
Saarland	1,70	1,1	1,8
Sachsen	0,20	1,3	2,0
Sachsen-Anhalt	0,76	1,8	2,2
Schleswig-Holstein	2,03	1,3	2,0
Thüringen	0,42	1,8	2,2

6.4. Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen

Die Durchführung von Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen bzw. fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen ist an unterschiedlichen Stellen rechtlich verankert und die Maßnahmen können an verschiedenen Stellen im Verfahrensverlauf eine Rolle spielen. Wenn aufgrund der Ergebnisse und Bewertung der Untersuchungen festgestellt wird, dass bei einem geplanten Windenergievorhaben ein signifikant erhöhtes Tötungsrisiko nicht auszuschließen ist, besteht die Möglichkeit, artenschutzrechtliche Vermeidungsmaßnahmen umzusetzen, welche das Tötungsrisiko für die betreffende Art bzw. Arten auf das allgemeine Lebensrisiko minimieren und damit unter die Signifikanzschwelle senken. Diese Maßnahmen sind in die Genehmigung mit aufzunehmen.

Wie eingangs erwähnt, ist in den allermeisten Fällen das Kollisionsrisiko mit den Rotorblättern also das Tötungsverbot (gem. § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) von Relevanz. Bei den betroffenen Artengruppen handelt es sich um Vögel und Fledermäuse. Neben diesen betrieblichen Beeinträchtigungen können für FFH Anhang IV Arten und europäische Vogelarten auch durch Bau und Betrieb von WEA weitere Zugriffsverbote (Störung, Schädigung/Vernichtung der Ruhe- und Fortpflanzungsstätten gem. § 44 Abs. 1 Nr. 2 und 3 BNatSchG) in Betracht kommen.

[48] [Bund-Länder-Kooperationsausschuss 2022 Tabelle 5, Anteil an Landesfläche eigenständig berechnet]
[49] [WindBG 2022 Anlage 1 (zu § 3 Absatz 1)]
[50] [WindBG 2022 Anlage 1 (zu § 3 Absatz 1)]

Im Folgenden werden kurz die Bauzeitenregelung und dann vor allem solche Schutzmaßnahmen Maßnahmen erörtert, welche geeignet sind, das signifikant erhöhte Tötungsrisiko so weit zu senken, dass der Verbotstatbestand nicht mehr zutrifft.

Dabei werden im Wesentlichen die in Anlage 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 im Abschnitt 2 fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen betrachtet; es liegt dort jeweils eine Beschreibung der Schutzmaßnahme vor, sowie eine Angabe, für welche der kollisionsgefährdeten Vogelarten diese geeignet ist und Einschätzungen zur Wirksamkeit.
Die dort aufgeführten Schutzmaßnahmen entsprechen in ihrer Systematik den auch vorher schon in den Bundesländern umgesetzten Schutzmaßnahmen bzw. Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen. Allerdings gab es hier wiederum in den Ländern verschiedene Spezifizierungen dieser Maßnahme, so z. B. hinsichtlich der Größe der umzusetzenden Ablenkflächen oder der Anzahl der Tage, an welchen eine landwirtschaftlich bedingte Abschaltung umgesetzt werden muss. Im Folgenden werden die in Anlage 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 im Abschnitt 2 fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen zugrunde gelegt, welche für alle Bundesländer gleich umzusetzen sind.

6.4.1. Abschalttechnologien – Vogelerkennungssysteme

Antikollisionssystem gemäß Anlage 1, Abschnitt 2 zu § 45b Absatz 1 bis 5 BNatSchG:

„Beschreibung:
Auf Basis automatisierter kamera- und/oder radarbasierter Detektion der Zielart muss das System in der Lage sein, bei Annäherung der Zielart rechtzeitig bei Unterschreitung einer vorab artspezifisch festgelegten Entfernung zur Windenergieanlage per Signal die Rotordrehgeschwindigkeit bis zum „Trudelbetrieb" zu verringern.
Wirksamkeit: *Nach dem derzeitigen Stand der Wissenschaft und Technik kommt die Maßnahme in Deutschland derzeit nur für den Rotmilan in Frage, für den ein nachweislich wirksames, kamerabasiertes System zur Verfügung steht. Grundsätzlich erscheint es möglich, die Anwendung von Antikollisionssystemen zukünftig auch für weitere kollisionsgefährdete Großvögel, wie Seeadler, Fischadler, Schreiadler, Schwarzmilan und Weißstorch, einzusetzen. Antikollisionssysteme, deren Wirksamkeit noch nicht belegt ist, können im Einzelfall im Testbetrieb angeordnet werden, wenn begleitende Maßnahmen zur Erfolgskontrolle angeordnet werden.*"

Stand der Technik der Vogelerkennungssysteme

In einigen Windparks kann es durch das Vorkommen von kollisionsgefährdeten Arten zu Konflikten kommen, da diese einem erhöhten Tötungsrisiko durch Kollisionen mit den Rotoren ausgesetzt sein können. In der Folge kann dies zu erheblichen Betriebseinschränkungen (wie z. B. Abschaltvorgaben s. Abschnitt 6.4.3) oder zur Versagung der Genehmigung für WEA führen. Zahlreiche weitere planerische Zielsetzungen, die beim Ausbau der Windenergienutzung zu beachten sind, begrenzen zudem die Möglichkeiten, artenschutzrechtlichen Konflikten durch die Wahl konfliktarmer Standorte auszuweichen. Intelligente technische Systeme für Windenergieanlagen, welche anfliegende

windkraftsensible Groß- und Greifvögel erkennen, ggfs. artspezifisch zuordnen, und eine Abschaltung der WEA auslösen, können zur wirksamen Vermeidung eines signifikant erhöhten Tötungsrisikos beitragen. Im Rahmen von Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen könnte damit die Schädigung bzw. Tötung von Individuen von Europäischen Vogelarten gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG vermieden werden bzw. unter die sogenannte Signifikanzschwelle herabgesetzt werden. Im Gegensatz zu pauschalen Abschaltvorgaben soll ein auf automatischer Erkennung beruhendes System eine bedarfsgerechte Steuerung von Abschaltzeiten – während des Tages – ermöglichen und somit Betriebseinschränkungen wie z. B. durch pauschale phänologische Abschaltungen minimieren.

Detektionssysteme, die für die Erkennung von einzelnen mittelgroßen bis großen Vogelarten im Bereich eines Windparks bzw. im Umfeld von einzelnen WEA entwickelt werden, lassen sich grob in zwei unterschiedliche Systemtypen untergliedern:

- Kamerasysteme (z. B.: Bioseco, BirdVision, DTBird, IdentiFlight, ProBird, SafeWind, AVES)
- Radarsysteme (z. B.: FEFA BirdScan, Robinradar)

Diese zwei unterschiedlichen Systemtypen haben unterschiedliche Eigenschaften und somit unterschiedliche Eignungen.

Eine Untersuchung von BfN, KNE und FA Wind kam im Jahr 2020 zu dem Ergebnis, dass noch kein technisches System die Marktreife erlangt hat, sich aber diverse Systeme im Testlauf befinden [BfN, KNE & FA Wind 2020]. Die Erkenntnisse hierzu werden regelmäßig aktualisiert [siehe KNE 2021]. Für den Rotmilan gilt inzwischen gemäß Anlage 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5, dass *„… ein nachweislich wirksames, kamerabasiertes System zur Verfügung steht.“* Es wird erwartet, dass das zukünftig auch für andere kollisionsgefährdete Großvögel (z. B. See-, Fisch- und Schreiadler, Schwarzmilan und Weißstorch) gelten wird.

6.4.2. Ablenkung

Wenn der Abstand eines Nestes einer kollisionsgefährdeten Vogelart zur WEA-Planung dazu führt, dass das Tötungsrisiko signifikant erhöht ist, dann ist das Weglocken der Individuen in konfliktfreie bzw. konfliktärmere Bereiche außerhalb des Windparks eine mögliche Vermeidungsmaßnahme.

Diese Schutzmaßnahme fand auch bisher schon regelmäßig, aber mit unterschiedlichen Bedingungen, in den Bundesländern Anwendung.

In Anlage 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 ist im Abschnitt 2 die Ablenkung als fachlich anerkannte Schutzmaßnahme gelistet, und zwar: *„Die Anlage von attraktiven Ausweichnahrungshabitaten wie zum Beispiel Feuchtland oder Nahrungsgewässern oder die Umstellung auf langfristig extensiv bewirtschaftete Ablenkflächen ist artspezifisch in ausreichend großem Umfang vorzunehmen. Über die Eignung und die Ausgestaltung der Fläche durch artspezifische Maßnahmen muss im Einzelfall entschieden werden. Eine vertragliche Sicherung zu Nutzungsbeschränkungen und/oder Bearbeitungsauflagen ist nachzuweisen. Die Umsetzung der*

Maß-nahmen ist für die gesamte Betriebsdauer der Windenergieanlage durch vertragliche Vereinbarungen zwischen dem Vorhabenträger und den Flächenbewirtschaftern und -eigentümern sicherzustellen. Die Möglichkeit und Umsetzbarkeit solcher vertraglichen Regelungen ist der Genehmigungsbehörde vorab darzulegen.

***Wirksamkeit**: Die Schutzmaßnahme ist insbesondere für Rotmilan, Schwarzmilan, Weißstorch, Baumfalke, Fischadler, Schreiadler, Weihen, Uhu, Sumpfohreule und Wespenbussard wirksam. Die Wirksamkeit der Schutzmaßnahme ergibt sich aus dem dauerhaften Weglocken der kollisionsgefährdeten Arten bzw. der Verlagerung der Flugaktivität aus dem Vorhabenbereich heraus. Eine Wirksamkeit ist, je nach Konstellation und Art auch nur ergänzend zu weiteren Maßnahmen anzunehmen."*

Gesteuert werden soll das Anlocken über eine für die Arten attraktive Flächengestaltung (z. B. Feuchtland oder Nahrungsgewässern oder die Umstellung auf langfristig extensiv bewirtschaftete Ablenkflächen). Die Bereitstellung der attraktiven Ausweichnahrungshabitate ist projekt- und artbezogen anzuwenden und kann je nach Art und WEA-Standort unterschiedlich ausfallen. Die Annahme ist, dass solche Flächen geeignet sind, die Flugaktivität in den Windparks so zu verringern, dass das Kollisions-/Tötungsrisiko deutlich gesenkt wird. Die Wirksamkeit dieser Ablenkfläche ist methodisch schwer nachzuweisen und es liegen praktisch keine statistisch belastbaren Ergebnisse dazu vor (Übersicht in [Blew et al. 2018]). Eine fachliche Anerkennung wird in Anlage 2 Abschnitt 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 BNatSchG angenommen.

6.4.3. Betriebsregulierung

Pauschale Betriebsregulierung (phänologiebedingte Abschaltung)

Eine pauschale Betriebsregulierung wird dann gefordert, wenn ein artenschutzrechtlicher Konflikt durch andere Vermeidungsmaßnahmen nicht entschärft werden kann, oder auch, wenn für die Vogelart praktisch keine Vermeidungsmaßnahme als wirksam gelten. So sind z. B. Seeadler in der Regel durch Ablenkungsmaßnahmen in ihrem Raumnutzungsmuster nicht zu beeinflussen. In solchen Fällen können entweder während der gesamten Anwesenheitszeit der Art oder in festgestellten Zeiten mit einer hohen Anwesenheit pauschale Abschaltungen angewendet werden, tagsüber für tagaktive, nachts für nachtaktive Arten. Während der Abschaltzeiten ist das Tötungsrisiko auf Null gesenkt.

In Anlage 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 ist im Abschnitt 2 die Ablenkung als fachlich anerkannte Schutzmaßnahme gelistet, und zwar: *„Die* phänologiebedingte Abschaltung *von Windenergieanlagen umfasst bestimmte, abgrenzbare Entwicklungs-/Lebenszyklen mit erhöhter Nutzungsintensität des Brutplatzes (z. B. Balzzeit oder Zeit flügger Jungvögel). Sie beträgt in der Regel bis zu 4 oder bis zu 6 Wochen innerhalb des Zeitraums vom 1. März bis zum 31. August von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang. Die Zeiträume können bei bestimmten Witterungsbedingungen wie Starkregen oder hohen Windgeschwindigkeiten artspezifisch im Einzelfall beschränkt werden, sofern hinreichend belegt ist, dass auf Grund bestimmter*

artspezifischer Verhaltensmuster während dieser Zeiten keine regelmäßigen Flüge stattfinden, die zu einer signifikanten Erhöhung des Tötungs- und Verletzungsrisikos führen.

Wirksamkeit: *Die Maßnahme ist grundsätzlich für alle Arten wirksam. Da sie mit erheblichen Energieverlusten verbunden ist, soll sie aber nur angeordnet werden, wenn keine andere Maßnahme zur Verfügung steht."*

Mahd-/Ernteabschaltung

Mahd- und Erntevorgänge haben auf einige windkraftsensible Großvogelartenten eine hohe Attraktionswirkung, dazu zählen insbesondere Rotmilan (*Milvus milvus*), Schwarzmilan (*Milvus migrans*), Rohrweihe (*Circus aeruginosus*), Schreiadler (*Clanga pomarina*) und Weißstorch (*Ciconia ciconia*). Diese suchen während des eigentlichen Mahd-/Ernteereignisses und an den folgenden Tagen die Flächen gezielt nach verletzten oder getöteten Kleintieren ab bzw. nach solchen, die durch das Ereignis plötzlich zugänglich sind. Diese erhöhte Flugaktivität kann zu einem artenschutzrechtlichen Konflikt in Form von Kollisionen (Verbotstatbestand der Tötung) führen.

In Anlage 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 ist im Abschnitt 2 die Mahd-/Ernteabschaltung als fachlich anerkannte Schutzmaßnahme gelistet, und zwar: *„Vorübergehende Abschaltung im Falle der Grünlandmahd und Ernte von Feldfrüchten sowie des Pflügens zwischen 1. April und 31. August auf Flächen, die in weniger als 250 Metern Entfernung vom Mastfußmittelpunkt einer Windenergieanlage gelegen sind. Bei Windparks sind in Bezug auf die Ausgestaltung der Maßnahme gegebenenfalls die diesbezüglichen Besonderheiten zu berücksichtigen. Die Abschaltmaßnahmen erfolgen von Beginn des Bewirtschaftungsereignisses bis mindestens 24 Stunden nach Beendigung des Bewirtschaftungsereignisses jeweils von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang. Bei für den Artenschutz besonders konfliktträchtigen Standorten mit drei Brutvorkommen oder, bei besonders gefährdeten Vogelarten, mit zwei Brutvorkommen ist für mindestens 48 Stunden nach Beendigung des Bewirtschaftungsereignisses jeweils von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang abzuschalten. Die Maßnahme ist unter Berücksichtigung von artspezifischen Verhaltensmustern anzuordnen, insbesondere des von der Windgeschwindigkeit abhängigen Flugverhaltens beim Rotmilan.*

Wirksamkeit: *Die Abschaltung bei Bewirtschaftungsereignissen trägt regelmäßig zur Senkung des Kollisionsrisikos bei und bringt eine übergreifende Vorteilswirkung mit sich. Durch die Abschaltung der Windenergieanlage während und kurz nach dem Bewirtschaftungsereignis wird eine wirksame Reduktion des temporär deutlich erhöhten Kollisionsrisikos erreicht. Die Maßnahme ist insbesondere für Rotmilan und Schwarzmilan, Rohrweihe, Schreiadler sowie den Weißstorch wirksam."*

Individuelle Betriebsregulierung (für Fledermäuse)

Für einige Fledermausarten besteht ein erhöhtes Risiko mit den Rotoren der Windenergieanlagen zu kollidieren. Nicht nur WEA in einem bestimmten Abstand zu Strukturen können ein Kollisionsrisiko für Fledermäuse darstellen, auch an WEA im Offenland

kann ein hohes Kollisionsrisiko bestehen, betroffen sind Individuen während der Zugbewegungen (Migration), aber auch der Lokalpopulation. Die Beurteilung des betriebsbedingten Tötungsrisikos wird mit dem Einsatz von Horchboxen im Bodenbereich und der Erfassung (nach Errichtung der WEA) in Gondelhöhe (Höhenmonitoring) durchgeführt. Wenn diese Erfassungen Hinweise auf einen artenschutz-rechtlichen Konflikt bei dem Betrieb von WEA geben, sind artenschutzrechtliche Vermeidungsmaßnahmen erforderlich. Als Vermeidungsmaßnahme sind hier die Betriebsregulierungen zu nennen.

Diese Betriebsvorgaben sind durch eine entsprechende Programmierung des Betriebsalgorithmus der WEA in Absprache mit den zuständigen Behörden der jeweiligen Länder umzusetzen.
Abschaltungen sind in Abhängigkeit verschiedener Faktoren wie Windgeschwindigkeit, Niederschlag, Temperatur und Tageszeit durchzuführen. Die Werte variieren teilweise je nach Bundesland [FA Wind, Tabelle 2]. Die Spanne liegt dabei für die Windgeschwindigkeit zwischen 5 m/s – 6,5 m/s. Eine Abschaltung der WEA ist in überwiegend bei >10 °C erforderlich. Die Kernabschaltzeit vom 01.04. – 31.10. eines Jahres gilt in fast allen Bundesländern. In diesem Zeitraum ist kein Betrieb der WEA von 1 h vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang erlaubt.

Wirksamkeit: Verschiedene Studien konnten zeigen, dass eine Abschaltung der Windenergieanlage dazu geeignet ist, dass Kollisionsrisiko für Fledermäuse zu senken, sofern ein referenziertes und standardisiertes Protokoll für die Datenerfassung und -analyse verwendet wird [Behr et al. 2023]. Die Forschungsvorhaben RENEBAT I-III konnten darstellen, dass statistischen Modelle die Schlagopferzahlen an den untersuchten Anlagen mit hoher Genauigkeit voraussagen können und, dass der fledermausfreundliche Betriebsalgorithmus dazu geeignet ist, das Schlagrisiko mit hoher Präzision auf einen festgelegten Wert des verbleibenden Kollisionsrisikos zu reduzieren [Behr et al. 2015, 2018; Brinkmann et al. 2011].

6.4.4. Senkung der Attraktivität von Habitaten im Mastfußbereich

Im unmittelbaren Umgebungsbereich der WEA kommt es, sofern der Mastfußbereich begrünt und ungenutzt geplant ist, häufig zum Aufwuchs von Vegetation, welche dann ggf. auch gemäht werden; somit entstehen Strukturen, welche innerhalb der intensiv genutzten Agrarlandschaft von Groß- und Greifvögeln (insbesondere Rotmilan, Schwarzmilan, Schreiadler, Weißstorch und Wespenbussard) gezielt zur Nahrungssuche aufgesucht werden. Auch kann ein ggf. mit Gehölzen bestandener Nahbereich eine Anziehung auf Fledermäuse ausüben. Daher sind entsprechende Bepflanzungs- und Unterhaltungskonzepte vorzusehen, welche in jedem Fall eine kurze Vegetation sowie eine häufige Mahd ausschließen; ebenso ist auf eine Ablagerung von Dung in diesen Bereichen zu verzichten.

In Anlage 1 zu § 45b Absatz 1 bis 5 ist im Abschnitt 2 die Senkung der Attraktivität von Habitaten im Mastfußbereich als fachlich anerkannte Schutzmaßnahme gelistet, und zwar: *„Die Minimierung und unattraktive Gestaltung des Mastfußbereiches (entspricht der vom Rotor überstrichenen Fläche zuzüglich eines Puffers von 50 Metern) sowie der Kranstellfläche kann dazu dienen, die Anlockwirkung von Flächen im direkten Umfeld der Windenergieanlage für*

kollisionsgefährdete Arten zu verringern. Hierfür ist die Schutzmaßnahme regelmäßig durchzuführen. Auf Kurzrasenvegetation, Brachen sowie auf zu mähendes Grünland ist in jedem Fall zu verzichten. Je nach Standort, der umgebenden Flächennutzung sowie dem betroffenen Artenspektrum kann es geboten sein, die Schutzmaßnahme einzelfallspezifisch anzupassen.

Wirksamkeit: Die Schutzmaßnahme ist insbesondere für Rotmilan, Schwarzmilan, Schreiadler, Weißstorch und Wespenbussard wirksam. Die Maßnahme ist als alleinige Schutzmaßnahme nicht ausreichend."

6.4.5. Begrenzung der Gesamthöhe, Erhöhung des unteren Rotordurchgangs

Zusätzlich zu den oben genannten Schutzmaßnahmen können in einem frühen Stadium der Planung – oder z. B. auf vorgelagerter Planungsebene bei der Ausweisung z. B. von „Hauptachsen des überregionalen Vogelzugs" – Maßnahmen berücksichtigt werden, welche ebenfalls geeignet sind, das Tötungsrisiko zu verringern.

Wenn die Untersuchungen bzw. die Bewertung zu dem Ergebnis kommen, dass innerhalb der geplanten WEA-Standorte ein Flugkorridor von einer oder mehreren kollisionsgefährdeten Arten vorliegt, kann als artenschutzrechtliche Vermeidungsmaßnahme eine Höhenbegrenzung der geplanten WEA gefordert werden.
Umgekehrt kann bei hohen Flugaktivitäten oder geringen Abständen der WEA-Planung zum Brutplatz tief fliegender Arten (z. B. Weihen, Uhu) die Anhebung des unteren Rotordurchgangs als Vermeidungsmaßnahme umgesetzt werden.

6.4.6. Nachweisbarkeit der Wirksamkeit von Maßnahmen

Für die oben aufgelisteten Schutzmaßnahmen bestehen hinsichtlich ihrer Wirksamkeit nicht in allen Fällen belastbare Forschungsergebnisse [Blew et al. 2018]; trotzdem sind im BNatSchG Angaben zur Wirksamkeit gemacht.
Die Wirksamkeit von pauschalen, mahd/ernte-bedingten oder bedarfsgerechten Abschaltungen liegt auf der Hand, weil eine Abschaltung immer das Kollisionsrisiko senkt. Eine Wirksamkeit von Ablenkung oder Nicht-Anlockung ist wesentlich schwieriger nachzuweisen. Eine laufende Studie untersucht die Wirksamkeit von bestimmten Ablenkmaßnahmen auf den Rotmilan (https://www.natur-und-erneuerbare.de/projektdatenbank/projekte/wirksamkeit-von-lenkungsmassnahmen-fuer-den-rotmilan/).

Leider fehlen hier zielgerichtete Studien; so mussten zwar zumindest bisher vor Errichtung von WEA zahlreiche Untersuchungen durchgeführt werden, welche dann aber mit Prognosen arbeiten müssen, was z. B. das Tötungsrisiko angeht. Durch die fehlende Verpflichtung zu Monitoring-Untersuchungen nach der Errichtung von Windparks fehlen wesentliche Erkenntnisse, welche die Prognosefähigkeit zur Wirksamkeit von Maßnahmen erhöhen könnten.

6.4.7. Bauzeitenregelung

Ein baubedingtes direktes Verletzen oder Töten von Tieren oder deren Entwicklungsformen, kann u.a. bei einer Baufeldfreimachung oder der Errichtung von Baustellenflächen im Zuge der Windenergieplanung auftreten. Eine Bauzeitenregelung regelt sowohl die Baufeldfreimachung als auch die Bauzeiten, so dass z. B. Verbotstatbestände vor allem der Störung sowie Schädigung/Vernichtung der Ruhe- und Fortpflanzungsstätten gem. § 44 Abs. 1 Nr. 2 und 3 BNatSchG ausgeschlossen werden.

Brutvögel

Eine Bauzeitenregelung (Bauausschlusszeiten) ist relevant, wenn durch Erfassungen Reviere von geschützten Brutvogelarten nachgewiesen wurden oder aufgrund einer Potenzialanalyse erwartet werden. Durch Bautätigkeiten (Baufeldfreimachung/bauvorbereitende Maßnahmen, Wegebau, Fundamentbau, Errichtung) besteht die Gefahr, dass Gelege zerstört oder Bruten aufgegeben werden und somit gegen das Tötungsverbot (gem. § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) verstoßen wird. Durch die Einhaltung von in der Bauzeitenregelung festgelegten Bauausschlusszeiten (z. B. kein Bauen während der Brutzeit) ist eine vollständige Vermeidung der Verletzung des Tötungsverbots gegenüber verschiedenen ökologischen Gilden der Brutvögel erreichbar.

Entsprechend der Bauzeitenfenster für die verschiedenen ökologischen Gilden der Brutvögel können auch für Amphibien, Reptilien oder Säugetiere (FFH Anhang IV Arten) artspezifische Bauzeitenregelungen notwendig werden [MELUND & LLUR 2017].

Säugetiere

Haselmaus

Um die Schädigung/Tötung von Individuen der Haselmaus zu verhindern, müssen bei der Rücknahme/Rodung von Gehölzen mit potenzieller Haselmauseignung ebenfalls u.a. Bauausschlusszeiten eingehalten werden. Bei einem Vorkommen von Haselmäusen im Planungsgebiet besteht des Weiteren die Möglichkeit der Vergrämung und der Umsiedlung der Tiere [Büchner & Lang 2014; LLUR 2018; NLWKN 2011; Schröter 2017].

Fledermäuse

Eine Betroffenheit von Fledermäusen kann durch das Entfernen von potenziellen Quartieren (Bäume, Gebäude) im Zuge der Errichtung von WEA ausgelöst werden. Um artenschutzrechtliche Konflikte zu vermeiden, sind Bauzeiten einzuhalten. Bei Entfernung von Gehölzen mit einem Durchmesser ≥ 50 cm sind vorhandene Baumhöhlen im Zeitraum von Anfang September bis Ende Oktober nach vorheriger Kontrolle zu verschließen, um eine Weiternutzung dieser als Winterquartier zu verhindern [LBV 2011]. Das genannte Zeitfenster muss bei Bedarf an die im Jahr der Umsetzung der Maßnahmen bestehende Temperaturentwicklung angepasst werden.

Amphibien

Bei der Artengruppe der Amphibien sind im Falle einer Betroffenheit der entsprechenden Gewässer ebenfalls Bauzeitenregelungen einzuhalten. Die Baumaßnahmen, welche potenzielle Laichgewässer betreffen, müssen außerhalb Laichphase und Besiedlung der im Bereich der WEA Planung vorkommenden Amphibienarten stattfinden [Brunken 2004]. In betroffenen terrestrischen Bereichen, welche als potenzielle Wanderkorridore gelten, müssen Baumaßnahmen (an Gräben, Befahrung von Baustraßen, Erdbewegungen, Herrichtung von Kranstellflächen u.a.) grundsätzlich außerhalb der Wanderperiode stattfinden.

In begründeten Fällen kann von der Bauzeitenregelung in Abstimmung mit den Behörden abgewichen werden. Das Nichteintreten des Tötungsverbotes nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG kann dann beispielsweise über eine Umweltbaubegleitung (UBB) sichergestellt werden.

6.5. Vergleich auf Länderebene

Anmerkung: Zwar wurden mit der BNatSchG -Novelle im Juli 2022[51] mit der Einführung der §§ 45b ff. BNatSchG verschiedene Prüfungsmaßstäbe mit Fokus auf den Bereich Brutvögel und Tötungsverbot bundeseinheitlich geregelt. Diese Neuregelungen waren jedoch nicht mehr Gegenstand der vorliegen Untersuchungen in diesem Kapitel. Diese beziehen sich auf die Rechtslage bis zur BNatSchG -Novelle.

Das Bundesamt für Naturschutz (BfN) hat einerseits mit der Publikation „*Übergeordnete Kriterien zur Bewertung der Mortalität wildlebender Tiere im Rahmen von Projekten und Eingriffen*" [Bernotat & Dierschke 2021] sowie andererseits mit mehreren Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Rahmen der „Forschung zur naturschutzfachlichen Begleitung der Energiewende" (https://www.natur-und-erneuerbare.de/) Fachbeiträge auch zum Umgang mit den Verbotstatbeständen des BNatSchG erstellt.

Die Länderarbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarten (LAG VSW) hat einen Fachbeitrag „*Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten*" erarbeitet (genannt als Helgoländer Papier), welche von vielen Bundesländern als Orientierung für Abstandsempfehlungen herangezogen wird [LAG VSW 2015]. Mittels dieses Papiers werden in den einzelnen Bundesländern Abstandsempfehlungen und eine Auswahl von windkraftsensiblen Vogelarten vorgenommen, allerdings fehlt es dem Papier an Bewertungsansätzen [Brandt, Edmund 2016].
Das Papier und seine wissenschaftlichen Grundlagen sind somit umstritten bzw. Gegenstand von Diskussionen. Von den Gerichten wird es derzeit allerdings wegen der zurückgenommenen Kontrolldichte als Grundlage für Entscheidungen der Naturschutzbehörden akzeptiert. Wie aber auch die Einschätzungen einiger Autoren feststellen [Ruß 2016; Schlacke & Schnittke

[51] Artikel 1 Viertes Gesetz zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1362).

2015], stellt das Helgoländer Papier lediglich eine fachliche Empfehlung dar; somit kann es als Hilfestellung und zur Entscheidungsfindung dienen, ist aber keine Fachkonvention oder gar Rechtsnorm.

Darüber hinaus veröffentlicht das Landesamt für Umwelt Brandenburg (LFU BB) nicht nur bundesweite Kollisionszahlen zu Vögeln und Fledermäusen, sondern auch die periodisch aktualisierten „Informationen über Einflüsse der Windenergienutzung auf Vögel" [Langgemach & Dürr 2019].

Es liegen somit zwar bundesweit sog. Fachbeiträge / Bewertungen vor, die von den Ländern genutzt werden können, diese sind aber nicht rechtlich bindend und es steht den Bundesländern frei, eigene Einschätzungen und Vorgehensweisen zu verfolgen. Infolgedessen haben alle Bundesländer unterschiedliche Herangehensweisen und daraus resultierende unterschiedliche Methodiken zur Untersuchung und Bewertung bei artenschutzrechtlichen Belangen im Zuge der Windenergieplanung, welche als Arbeitshilfen oder Leitfäden berücksichtigt werden müssen.

Im Jahr 2020 hat die LAG VSW „*Fachliche Empfehlungen für avifaunistische Erfassung und Bewertung bei Windenergieanlagen-Genehmigungsverfahren – Brutvögel*" vorgelegt [LAG VSW 2020], das Bundesamt für Naturschutz (BfN) hat zusammen mit dem Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE) einen „*Methodenvorschlag des Bundes zur Prüfung und Bewertung eines signifikant erhöhten Tötungsrisikos von Vögeln an WEA*" erarbeitet [BfN 2020]. Die Umweltministerkonferenz hat im Dezember 2020 das Papier „*Standardisierter Bewertungsrahmen zur Ermittlung einer signifikanten Erhöhung des Tötungsrisikos im Hinblick auf Brutvogelarten an Windenergieanlagen (WEA) an Land – Signifikanzrahmen*" verabschiedet.

Es wird im Weiteren einzuschätzen sein, inwieweit hier bundeseinheitliche Vorschläge Anwendung in den Windenergieplanungen und Genehmigungsverfahren der Länder finden werden. Das wird vor allem für den Verbotstatbestand der Tötung zu prüfen sein, da dieser Verbotstatbestand der praktisch relevanteste ist und die größte Herausforderung im Artenschutz darstellt, nicht aber der Störung und der Schädigung bzw. Zerstörung der Ruhe- und Fortpflanzungsstätten.

Bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (WEA) ist in jedem Bundesland zu prüfen, ob die artenschutzrechtlichen Zugriffsverbote gem. § 44 Abs. 1 BNatSchG (s. Kapitel 6.1) bei der Errichtung und dem Betrieb der WEA entgegenstehen. Die einzelnen Bundesländer gehen diesbezüglich nicht einheitlich vor, sondern wenden z. B. unterschiedliche Untersuchungskonzepte an. Hierzu liegen in den jeweiligen Bundesländern unterschiedliche Verwaltungsvorschriften, Empfehlungen und Leitfäden zum Umgang mit artenschutzrechtlichen Aspekten bei der Planung und Genehmigung von WEA hinsichtlich deren Errichtung und Betrieb vor (vergleiche hierzu [FA Wind 2022a]).

In einigen Bundesländern kam dazu, dass Klagen gegen Genehmigungsbescheid/-verfahren zu weiteren Verzögerungen geführt haben. Dazu muss angemerkt werden, dass Klagen in einigen

Bundesländern vergleichsweise selten waren; zumindest für Schleswig-Holstein liegt nahe, dass sowohl die Ausweisung von Vorranggebieten mit Ausschlusswirkung als auch ausführliche und fachlich gute Vorgaben zu Methoden und Bewertungen zu Ergebnissen / Genehmigungsbescheiden geführt haben, welche eben nicht beklagt wurden. Dabei vereinfacht die Ausweisung von Vorranggebieten die Verfahren, weil schon auf vorgelagerter Planungsebene erkennbar kritische Flächen gar nicht erst ausgewiesen werden, und weil z. B. die Bedingung der Alternativlosigkeit die Umsetzung von artenschutzrechtlichen Ausnahmen vereinfacht.

Im Fazit wird festgestellt, dass die Vielfalt unterschiedlicher Regionalplanungsansätze und auch Ausweisungskriterien in den unterschiedlichen Bundesländern dazu führen können, dass Verfahren unterschiedlich lange dauern.

Ein weiterer Punkt, welcher genehmigungsrechtliche Verfahren erschwert, ist, dass die Anwendung artenschutzrechtlicher Vorgaben (einschließlich unterschiedlicher Praxis in den Bundesländern) mit großen Unsicherheiten verbunden war. Maßgebliche Fragen im Hinblick auf die signifikante Erhöhung des Tötungsrisikos und teils auch die Erteilung einer artenschutzrechtlichen Ausnahme richteten sich primär nach außerrechtlichen naturschutzfachlichen Kriterien, die normativ bislang nicht weiter konkretisiert wurden und zu denen auch in Fachkreisen und Wissenschaft bislang keine allgemeine Meinung über die fachlichen Zusammenhänge und die im Einzelfall anzuwendenden Ermittlungsmethoden bestand.

6.6. Bewertung des Vorgehens zum Artenschutz und Windenergie in den Bundesländern

Anmerkung: Zwar wurden mit der BNatSchG-Novelle im Juli 2022[52] mit der Einführung der §§ 45b ff. BNatSchG verschiedene Prüfungsmaßstäbe mit Fokus auf den Bereich Brutvögel und Tötungsverbot bundeseinheitlich geregelt. Diese Neuregelungen waren jedoch nicht mehr Gegenstand der vorliegen Untersuchungen in diesem Kapitel. Diese beziehen sich auf die Rechtslage bis zur BNatSchG -Novelle.

Fokus auf empfindliche Arten/Abstandsregelungen

Die Errichtung und der Betrieb von WEA kann mit artenschutzrechtlichen Konflikten für windkraftsensible Vogelarten verbunden sein, da diese einem erhöhten Tötungsrisiko durch mögliche Kollisionen mit den Rotoren ausgesetzt sein können. Die Festlegung, welche Arten als windkraftsensibel gelten, ist in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich. Unsere Analyse zeigt, dass zwischen 11 bis 34 unterschiedliche Arten in den einzelnen Ländern genannt werden. Dabei führen die Bundesländer Thüringen, Sachsen-Anhalt und Niedersachsen mit 33 bzw. 34 unterschiedlichen Arten die meisten windkraftsensiblen Arten. In fast allen Bundesländern gelten die folgenden Groß- und Greifvögel als windkraftsensibel:

- Baumfalke[53],
- Wanderfalke[54],
- Graureiher (Kolonie),
- Kranich[55],
- Rohrweihe[56],
- Wiesenweihe,
- Rotmilan,
- Schwarzmilan[57],
- Schwarzstorch,
- Weißstorch[58]
- Uhu[59]
- Seeadler[60]

[LUBW 2020; Staatliche Vogelschutzwarte et al. 2012; Kluth 2017; MLUL, Abt. 4 2018; HMUELV & HMWVL 2012; LUNG MV 2016b, 2016a; MU NI 2016; SSIUL 2011; MULESA 2018; MELUR & LLUR 2016; Institut für Tierökologie und Naturbildung 2015; MULNV NW & LNUV NW 2017].

Nur für die jeweils als windkraftsensibel eingestuften Arten werden Abstandsregelungen zu Brutplätzen angewendet. Die Bundesländer richten sich häufig, aber nicht immer, nach dem sogenannten Helgoländer Papier [LAG VSW 2015]. In diesem werden Abstände zu Brutplätzen für die behandelten Arten in zwei Bereiche differenziert. Es wird ein durch die Bundesländer festgelegter Mindestabstand (radialer Kernbereich um den Brutstandort; unterschiedliche Benennung in den einzelnen Bundesländern: z. B. Radius 1 in Niedersachsen, potenzieller

[52] Artikel 1 Viertes Gesetz zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1362).
[53] nicht in Brandenburg,
[54] nicht in Nordrhein-Westfalen,
[55] nicht in Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz,
[56] nicht in Nordrhein-Westfalen,
[57] nicht in Brandenburg, Nordrhein-Westfalen
[58] nicht in Nordrhein-Westfalen,
[59] nicht in Nordrhein-Westfalen
[60] nicht in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland

Beeinträchtigungsbereich in Schleswig-Holstein, Schutzbereich in Brandenburg u.a.) abgegrenzt. Und es wird ein größerer Prüfbereich (z. B. Radius 2 in Niedersachsen, Prüfbereich für Nahrungsgebiete und Flugkorridore in Schleswig-Holstein u.a.) abgegrenzt. Im Helgoländer Papier werden diese beiden Bereiche je Art bzw. Artengruppe vorgeschlagen; es wird aber in diesem Papier keine Bewertung der beiden Bereiche vorgenommen; sondern es wird nur geschrieben: *„Die Anwendung der Abstandsempfehlungen im Genehmigungsverfahren führt i. d. R. zur Vermeidung artenschutzrechtlicher Konflikte. […] Sie dienen dazu, auf das höhere Konfliktpotenzial innerhalb der genannten Abstände hinzuweisen und den Planungsfokus bevorzugt auf Bereiche außerhalb der Abstände zu richten."*

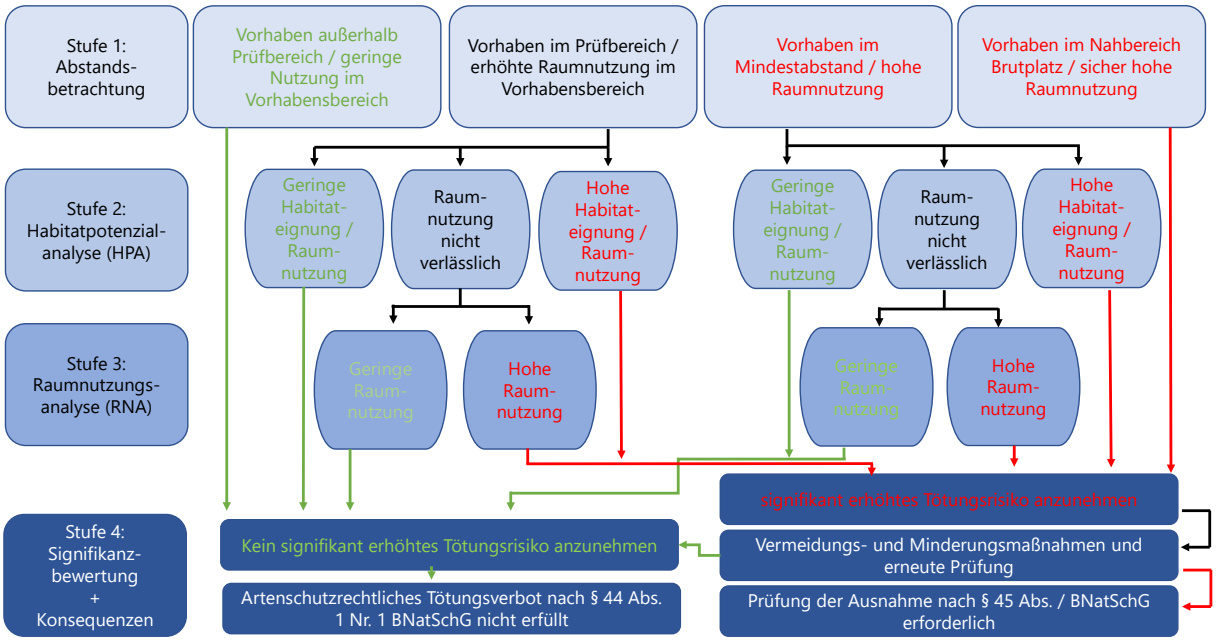
Auch wenn in einigen Bundesländern Bau und Errichtung von WEA innerhalb des Mindestabstands kategorisch mit dem Argument abgelehnt werden, dass hier das Tötungsrisiko stets signifikant erhöht ist, ist dieser Zusammenhang weder in [LAG VSW 2015] noch in [BfN 2020] so kategorisch vorgegeben. Allerdings besteht in [BfN 2020] in einem Schaubild zur Vorgehensweise (siehe Abbildung 91) der direkte Weg vom Mindestabstand zum signifikant erhöhten Tötungsrisiko: *„Vorhaben im Nahbereich um den Brutplatz oder innerhalb Brut- oder Rastgebiet indiziert sicher eine hohe Raumnutzung im Vorhabensbereich."* In der Regel bzw. in vielen Bundesländern wird auf jeden Fall im Prüfbereich mit Hilfe von Raumnutzungsanalysen eine Bewertung des Tötungsrisikos vorgenommen. Raumnutzungsanalysen werden aktuell vorgeschaltet zur Erstellung des Artenschutzrechtlichen Fachbeitrags durchgeführt. Hierbei werden im Feld visuelle Beobachtungen von Groß- und Greifvögeln durchgeführt. Diese finden im Bereich der geplanten Windenergieanlagen, sowie teilweise auch an den Neststandorten statt und geben Aufschluss über das Flugverhalten der Groß- und Greifvögel vor Ort.

Der Mindestabstand zu Brutplätzen reicht in den einzelnen Bundesländern von minimal 330 m (z. B. bei Weihen in Schleswig-Holstein; [MELUR & LLUR 2016] bis 6.000 m (z. B. beim Schreiadler in Sachsen [SSIUL 2011], der Prüfbereich reicht von 500 m (z. B. beim Kranich in Mecklenburg-Vorpommern [LUNG MV 2016b] bis zu 10.000 m (z. B. beim Schwarzstorch und Schreiadler in diversen Bundesländern u.a. [Kluth 2017; MELUR & LLUR 2016; Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt 2018]. Tabelle 26 zeigt ausgewählte als windkraftsensibel eingestufte Groß- und Greifvogelarten der einzelnen Bundesländer mit Angabe der unterschiedlichen Entfernungen des Mindestabstands sowie des Prüfbereiches. Allgemein gilt in den einzelnen Bundesländern, dass der Mindestabstand (SH: potenzieller Beeinträchtigungsbereich) von Windenergieplanungen komplett freigehalten werden sollte. Dabei berufen sich alle Bundesländer auf das Helgoländer Papier [LAG VSW 2015], allerdings werden die Abstandsempfehlungen der Länderarbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarten in der Rechtsprechung unterschiedlich eingeordnet (VGH München Urt. v. 29.03.2016 – 22 B 14.1875, 22 B 14.1876, juris Rn. 45: allgemein anerkannter Stand der Wissenschaft; dagegen VG Leipzig, Beschl. v. 26.04.2017 – 1 L 1117/16, juris Rn. 140: kein allgemein anerkannter Stand der Wissenschaft). Dieses Papier (gemeint ist das Helgoländer Papier) stellt kein materielles Recht, sondern einen (weiteren) Fachbeitrag dar, zudem sind die

empfohlenen Mindestabstände grundsätzlich auch nicht als Ausschlussbereiche bzw. Tabubereiche zu interpretieren [FA Wind 2015]. Da im Bereich der empfohlenen Mindestabstände ein hohes Risiko besteht, dass sich das Tötungsrisiko für die betroffenen Arten signifikant erhöht, ist eine Planung in diesem Bereich nicht unmöglich, aber unterliegt weiteren Auflagen und ergänzenden Betrachtungen. Der Untersuchungsaufwand in diesem Bereich ist erhöht, wenn nach den Ergebnissen der geforderten Raumnutzungsanalyse (RNA) eine verlässliche Trennung regelmäßig genutzter und nicht regelmäßig genutzter Bereiche möglich ist. WEA können auch innerhalb dieses Mindestabstandes zulässig sein, wenn die beplanten Bereiche nicht oder nicht regelmäßig von den Vögeln genutzt werden (z. B. LUBW 2020). In dem Bundesland Brandenburg wird dieser Bereich als Schutzbereich betitelt und ist von WEA-Planungen komplett freizuhalten [MLUL 2018].

In den meisten Bundesländern wird für den zweiten Bereich, meist als Prüfbereich bezeichnet, davon ausgegangen, dass es in diesem Bereich hinsichtlich der Flugaktivität artenschutzrechtlich relevante flächenbezogene Unterschiede in der Frequentierung gibt. Hier sollten neben der eigentlichen Flugaktivität auch potenzielle Nahrungsflächen und Flugkorridore der windkraftrelevanten Brutvögel erfasst und ermittelt werden, und es muss eingeschätzt werden, ob es im Prüfbereich zu einer signifikanten Erhöhung des Tötungsrisikos kommen kann. Es werden standardisierte Raumnutzungsanalysen der jeweiligen betroffenen windkraftsensiblen Arten durchgeführt, mit welcher die Nutzung der Flächen bzw. der näheren Umgebung der betroffenen Arten festgestellt wird. Anhand der hiermit erlangten Ergebnisse soll ermittelt werden, ob besondere Umstände (s. oben) vorliegen, so z. B. stark frequentierte Flugkorridore oder bevorzugte Nahrungshabitate, welche die Flugaktivität über das durchschnittliche Maß hinaus erhöhen. Das Kompetenzzentrum für Naturschutz und Energiewende (KNE) und das Bundesamt für Naturschutz (BfN) haben dazu einen Methodenvorschlag zur Prüfung und Bewertung des signifikant erhöhten Tötungsrisikos von Vögeln an WEA veröffentlicht [BfN 2020], welcher an die Vorgehensweisen der einzelnen Bundesländer sowie den aktuellen Methodenvorschlag der Länderarbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarten [LAG VSW 2020] anknüpft. Vorgeschlagen wird, dass in einer ersten Stufe zu klären ist, ob ein Brutvorkommen der windkraftsensiblen Vogelart sich im Umfeld der WEA-Planung befindet. Ist dieses nicht der Fall, dann können i.d.R. artenschutzrechtliche Konflikte ausgeschlossen werden und die WEA-Planung ist genehmigungsfähig. Befindet sich ein Brutvorkommen der jeweiligen Art innerhalb des Prüfbereiches (außerhalb des Mindestabstandes) kann das Konfliktpotenzial zunächst mit einer Habitatpotenzialanalyse (HPA) (zweite Stufe) beurteilt bzw. eingeschätzt werden. Im Rahmen der HPA wird die Habitateignung des Bereichs der WEA-Planung und der weiteren Umgebung bewertet sowie Flugrouten und Hauptnahrungsgebiete umliegender Neststandorte von Groß- und Greifvögeln prognostiziert. Ist das Ergebnis dieser HPA, dass keine Hinweise auf eine erhöhte Raumnutzung der betreffenden Vogelart innerhalb des Bereiches um die WEA-Planung vorliegen, kann auf eine vertiefende Raumnutzungsanalyse (RNA) verzichtet werden und es liegen keine artenschutzrechtlichen Konflikte vor und die WEA-Planung ist genehmigungsfähig. Ergibt sich aus der HPA ein Hinweis auf eine erhöhte Raumnutzung, da Nahrungsflächen im Bereich der

WEA-Planung im Rahmen der HPA prognostiziert wurden oder dieser Bereich zum Erreichen von Hauptnahrungsgebieten vermutlich regelmäßig gequert werden muss, wird dieses mittels einer RNA geprüft (s. Abbildung 91).



Quelle: [BfN 2020]

Abbildung 91: Entscheidungshilfe zur Einschätzung der erforderlichen Untersuchungstiefe in der artenschutzrechtlichen Prüfung. Signifikanzprüfung für unvermeidbare Tötungsrisiken eines WEA-Vorhabens durch stufenweise und aggregierte Raumnutzungsprognose basierend auf Abstandsbetrachtung, Habitatpotenzialanalysen (HPA) und Raumnutzungsanalysen (RNA)

Basierend auf der Bedeutung des zu bewertenden Bereiches (wird in den Bundesländern unterschiedlich definiert; [BfN 2020] schlagen für die brutplatzbezogene RNA (Kap. 9.2.) einen Untersuchungsraum um den Brutplatz vor, bei der standortbezogenen RNA (Kap. 9.3) wird kein genauer Untersuchungsraum beschrieben. Bereich um die geplanten WEA-Standorte, Bewertungsfläche, Vorranggebiet), seiner Funktion als Nahrungsraum und Flugkorridor und der artspezifischen Bewertung der Empfindlichkeit der zu bewertenden Art bzw. Artengruppe gegenüber Barriere- und Scheuchwirkung und Kollisionen wird eine Auswirkungsprognose hergeleitet.

Es werden derzeit auch bei Arten bzw. Artengruppen mit einer hohen artspezifischen Empfindlichkeit, z. B. aufgrund eines hohen Kollisionsrisikos, ein signifikant erhöhtes Tötungsrisiko angenommen, wenn sie z. B. im zu bewertenden Bereich nur äußerst selten auftreten oder ihr Flugverhalten ein geringes Risiko erwarten lässt. Ein Beispiel dafür wären Nahrungsflüge der Wiesen- und Rohrweihen, welche nahezu ausschließlich in geringen Flughöhen unterhalb des Gefahrenbereichs der Rotoren, also unterhalb von 30 m stattfinden. Bei Vogelarten, bei welchen es zu einem artenschutzrechtlichen Konflikt (durch eine signifikante Erhöhung des Tötungsrisikos – Verletzung von § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) kommen kann, werden Maßnahmen zur Vermeidung der artenschutzrechtlichen Verbote nach § 44 BNatSchG empfohlen bzw. durchgeführt.

Tabelle 26: Darstellung der in fast allen Bundesländern als windkraftsensibel deklarierten Groß- und Greifvogelarten mit Angabe des Mindestabstands sowie des Prüfbereichs, mit jeweils den geringsten und den höchsten Werten[61].

Windkraftsensible Art	Mindestabstand [m]	Prüfbereich [m]
Rotmilan	1.000 – 1.500	2.000 – 6.000
Schwarzmilan	500 – 1.000	2.000 – 4.000
Rohrweihe	330 – 1.000	1.000 – 6.000
Wiesenweihe	350 – 1.000	500 – 6.000
Uhu	1.000	2.000 – 6.000
Wanderfalke	1.000 – 3.000	1.000 – 3.000
Baumfalke	350 – 1.000	500 – 4.000
Weißstorch	1.000	1.000 – 6.000
Schwarzstorch	3.000	6.000 – 10.000
Graureiher (Kolonie)	1.000	3.000 – 4.000
Kranich	500 – 3.000	500 -10.000[62]

6.7. Gesetzgeberische Handlungsoptionen bei der untergesetzlichen Standardisierung im besonderen Artenschutzrecht

Anmerkung: Die Anwendung artenschutzrechtlicher Vorgaben ist mit etlichen Unsicherheiten und einer uneinheitlichen Handhabung in den verschiedenen Bundesländern verbunden. Einige dieser Unsicherheiten/Uneinheitlichkeiten wurden zwischenzeitlich durch die BNatSchG -Novelle 2022 adressiert. Wie bereits eingangs erwähnt, erfolgten die vorliegenden Untersuchungen vor der BNatSchG-Novelle und berücksichtigen diese daher allenfalls stellenweise.

Für die maßgeblichen Rechtsfragen im Hinblick auf die signifikante Erhöhung des Tötungsrisikos oder teils auch die Anforderungen an die Erteilung einer Ausnahme sind außerrechtliche naturschutzfachliche Kriterien von besonderer Bedeutung, für die es im Gesetz bis zur BNatSchG-Novelle 2022 an normativen Konkretisierungen gänzlich fehlte und in etlichen Teilen auch nach wie vor fehlt. Zudem sind auch in Fachkreisen und Wissenschaft viele fachliche Zusammenhänge nicht in dem Sinne geklärt, dass sich eine allgemein anerkannte Meinung gebildet hat, etwa über die im Einzelfall anzuwendende Ermittlungsmethode[63]. Dementsprechend ist auch der diesbezügliche Verwaltungsvollzug seitens der Länder sehr uneinheitlich. Nach der Rechtsprechung sind die fachlichen Einschätzungen der Behörden bezogen auf das Vorliegen einer signifikanten Erhöhung des Tötungsrisikos gerichtlich nur eingeschränkt überprüfbar, soweit in der Fachwissenschaft ein unumstrittener und gesicherter

[61] Baden-Württemberg, Bayern, Brandenburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein, Thüringen
[62] bei mehr > 10.000 Individuen
[63] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 17]

Erkenntnisstand nicht besteht[64]. Auch bestimmte naturschutzfachliche Einschätzungen im Rahmen einer Ausnahmeerteilung unterliegen nur einer eingeschränkten gerichtlichen Kontrolle. Dies gilt etwa mit Blick auf die Anforderung, dass sich der Erhaltungszustand der Populationen einer Art nicht verschlechtert (§ 45 Abs. 7 S. 2 BNatSchG)[65].

Zur eingeschränkten gerichtlichen Kontrolle von Verwaltungsentscheidungen formulierte das Bundesverfassungsgericht hinsichtlich des artenschutzrechtlichen Tötungsverbots zudem: „*Der Gesetzgeber mag, je nach Grundrechtsbetroffenheit, kurzfristig darauf vertrauen können, dass sich fachliche Wissenslücken durch Erkenntnisfortschritte in Fachkreisen und Wissenschaft schließen. Längerfristig dürfte der Gesetzgeber dem jedoch nicht tatenlos zusehen, weil er sich so seiner inhaltlichen Entscheidungsverantwortung entzieht, privatem Fachwissen ungesteuert weitreichenden Einfluss auf staatliche Entscheidungen eröffnet und eine einheitliche Rechtsanwendung nicht gewährleistet ist. Der Gesetzgeber muss dann, sofern die fachlichen Zusammenhänge weiter ungeklärt sind, für eine zumindest untergesetzliche Maßstabsbildung beispielsweise durch Einsetzung fachkundiger Gremien zur Festlegung einheitlicher Maßstäbe und Methoden sorgen oder wenigstens genauere Regeln für die behördliche Entscheidung zwischen mehreren vertretbaren Auffassungen vorgeben. In den vorliegenden Verfahren kommt es hierauf nicht an.*"[66] Welches Handlungsinstrumentarium dem Gesetzgeber im Rahmen der damit formulierten Pflicht zur untergesetzlichen Maßstabsbildung zur Verfügung steht, wird in der Literatur unterschiedlich beurteilt. Teils wird eine Standardisierung durch Erarbeitung einer entsprechenden Verwaltungsvorschrift („TA Artenschutz") für ausreichend erachtet[67]. Andere Stimmen halten ein Gesetzgebungsverfahren zum Erlass einer ausdrücklichen Ermächtigung zur exekutiven Normkonkretisierung mittels Rechtsverordnung[68] oder wenigstens mittels einer Verwaltungsvorschrift[69] für unabdingbar.

Vor diesem Hintergrund soll hier aufgezeigt werden, welche unterschiedlichen Handlungsformen für den Bund zur untergesetzlichen Konkretisierung und damit Standardisierung der artenschutzrechtlichen Anforderungen grundsätzlich bestehen. Maßgebliche Gesichtspunkte sind dabei insbesondere die rechtlichen Voraussetzungen, unter denen eine Standardisierung erfolgen kann, und welche Adressatenkreise dadurch jeweils rechtlich gebunden werden können. Dabei könnte eine Konkretisierung artenschutzrechtlicher Anforderungen auf Ebene des Gesetzes selber erfolgen – hier also des BNatSchG, wie es zwischenzeitlich im Rahmen der BNatSchG-Novelle 2022 erfolgt ist. Zur Entlastung des

[64] [OVG Lüneburg, Urt. v. 27.08.2019 – 7 KS 24/17, juris Rn. 257; OVG Koblenz, Urt. v. 31.10.2019 – 1 A 11643/17, juris Rn. 36; zuvor grundlegend BVerwG, Urt. v. 09.07.2008 – 9 A 14/07, juris Rn. 65 f.; im Ergebnis bestätigt durch BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 18 ff.]
[65] [Grundlegend BVerwG, Urt. v. 21.06.2006 – 9 A 28/05, juris Rn. 44; fortgeführt mit BVerwG, Urt. v. 09.06.2010 – 9 A 20/08, juris Rn. 60; und BVerwG, Urt. v. 06.11.2013 – 9 A 14/12, juris Rn. 130]
[66] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 24]
[67] [So v.a. Maslaton 2019 S. 1081, 1082]
[68] [Reinhardt 2019 S. 195, 197]
[69] [Brandt 2020 S. 181, 183, 2019 S. 92, 94]

Parlaments und um eine schnellere Anpassungsmöglichkeit zu gewährleisten, kann eine nähere Konkretisierung auch untergesetzlich erfolgen. Dies könnte durch den Erlass einer Verwaltungsvorschrift oder einer Rechtsverordnung bewirkt werden. Bei Verwaltungsvorschriften ist im Hinblick auf ihre Reichweite und Bindungswirkung zwischen einfachen Verwaltungsvorschriften und übergreifenden Verwaltungsvorschriften zu unterscheiden. Einen Sonderfall bildet die normkonkretisierende Verwaltungsvorschrift als Unterform der übergreifenden Verwaltungsvorschrift.

6.7.1. Einfache Verwaltungsvorschriften

Einfache Verwaltungsvorschriften sind generell-abstrakte Anordnungen einer Behörde an nachgeordnete Dienststellen, welche der Vereinheitlichung des Gesetzesvollzuges dienen[70].

Die Befugnis zur inhaltlichen Steuerung des Handelns nachgeordneter Verwaltungsstellen ergibt sich für die jeweiligen oberen Behörden bereits aus ihrer Leitungs- und Weisungskompetenz und damit verfassungsimmanent aus dem hierarchischen Aufbau der Verwaltung[71]. Sie bedarf daher keiner gesonderten Ermächtigung[72]. Die Wirksamkeit einfacher Verwaltungsvorschriften setzt weder die Einhaltung besonderer Form- oder Verfahrensvorschriften noch eine bestimmte Form der Bekanntmachung voraus[73]. Für Verwaltungsvorschriften von Bundesministerien sind Verfahrens- und Formvorgaben in den §§ 69 ff. der Gemeinsamen Geschäftsordnung der Bundesministerien (GGO) vorgesehen.

Durch eine einfache Verwaltungsvorschrift werden alle Stellen, welche dem Kompetenzbereich der erlassenden Verwaltungsinstanz nachgeordnet sind, gebunden[74]. Sie ist nicht auf eine unmittelbare Rechtswirkung nach außen gerichtet[75]. Damit hat die einfache Verwaltungsvorschrift verwaltungsinterne Bindungswirkung für die nachgeordneten Behörden (behördenspezifische Bindung, „intrasubjektiv"), sie bindet weder andere Behörden noch die Gerichte[76].

Im Hinblick auf eine Maßstabsbildung bei Fragen des besonderen Artenschutzes ist jedoch zu berücksichtigen, dass das BNatSchG nicht durch Bundesbehörden, sondern – entsprechend dem verfassungsrechtlichen Regelfall nach Art. 83 GG – durch die Landesverwaltungen als eigene Angelegenheit vollzogen wird. Die zuständigen Genehmigungsbehörden der Länder

---

[70] [Schönenbroicher in: Mann et al. 2019 § 40, Rn. 134 ff.; Ramsauer & Kopp 2019 § 35, Rn. 49]
[71] [Maurer & Waldhoff 2017 § 24 Rn. 10; Voßkuhle & Kaufhold 2016 S. 314; Schönenbroicher, in: Mann et al. 2019 § 40 Rn. 137 zur verfassungsimmanenten verwaltungsinternen Steuerungsbefugnis]
[72] [Möstl in: Ehlers & Pünder 2016 § 20 III, Rn. 18.s]
[73] [Schönenbroicher in: Mann et al. 2019§ 40, Rn. 142; Ramsauer & Kopp 2019§ 35, Rn. 49a; Möstl in: Ehlers & Pünder 2016§ 20 III, Rn. 23]
[74] [Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 23; Schönenbroicher in: Mann et al. 2019 § 40, Rn. 140]
[75] [BVerwG, Urt. v. 28.10.1998 – 8 C 16/96, juris Rn. 15; BVerwG, Urt. v. 26.06.2002 – 8 C 30/01. juris Rn. 23]
[76] [BVerwG, Urt. v. 28.10.1998 – 8 C 16/96, juris Rn. 15; BVerwG, Urt. v. 26.06.2002 – 8 C 30/01. juris Rn. 23; Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20 III, Rn. 19, 23]

unterliegen weder der fachlichen noch der rechtlichen Aufsicht des Bundes. Eine Standardisierung über eine einfache Verwaltungsvorschrift des Bundes scheidet daher aus.

6.7.2. Allgemeine Verwaltungsvorschriften

Auch allgemeine (oder übergreifende) Verwaltungsvorschriften sind als abstrakt-generelle Anordnungen zum Gesetzesvollzug an andere Stellen gerichtet. Sie beruhen jedoch, anders als einfache Verwaltungsvorschriften, nicht auf der verfassungsimmanenten Weisungsbefugnis innerhalb der Verwaltungshierarchie, sondern auf ausdrücklichen Ermächtigungsnormen[77]. Danach werden nicht nur nachgeordnete Behörden gebunden, sondern auch andere Behörden (behördenübergreifende Bindung, „intersubjektiv")[78]. Inhaltlich können materielle wie auch Organisations- und Verfahrensfragen geregelt werden[79]. Die Bestimmungen der allgemeinen Verwaltungsvorschrift stellen gleichwohl administratives Innenrecht ohne Außenrechtswirkung dar[80].

Für den vorliegenden Fall des Vollzugs von Bundesrecht – des BNatSchG– durch die Länder als eigene Angelegenheit ist Art. 84 Abs. 2 GG die einschlägige Ermächtigungsnorm[81]. Obwohl die Landesbehörden der Bundesregierung nicht nachgeordnet sind, können sie gleichwohl durch Verwaltungsvorschriften der Bundesregierung verpflichtet und gebunden werden[82].

Hinsichtlich der Wirksamkeitsvoraussetzungen ist die allgemeine Verwaltungsvorschrift ausschließlich an der konkreten Kompetenznorm, vorliegend Art. 84 Abs. 2 GG, zu messen. Danach ist die Verwaltungsvorschrift durch die Bundesregierung als Kollegialorgan[83] zu erlassen und das Erfordernis der Zustimmung durch den Bundesrat zu beachten.

6.7.3. Sonderform: Normkonkretisierende Verwaltungsvorschriften

Rechtliche Einordnung

Die Rechtsfigur der normkonkretisierenden Verwaltungsvorschrift wurde vom BVerwG entwickelt[84]. Sie stellt das normative Pendant zur Ausfüllung exekutiver Beurteilungsspielräume durch Einzelentscheidungen dar[85]. Unter den von der Rechtsprechung entwickelten Voraussetzungen ist diese Art von Verwaltungsvorschrift dann nicht mehr Gegenstand,

---

[77] [Suerbaum in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 84, Rn. 50; Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20 III, Rn. 18]
[78] [Ruffert in: Hoffmann-Riem et al. 2012 § 17, Rn. 68; Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 24; Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20 III, Rn. 18]
[79] [Hermes in: Dreier (Hrsg.) 2018 Art. 84, Rn. 81; Suerbaum in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 84, Rn. 52; Kment, in: Jarass & Pieroth 2020 Art. 84, Rn. 24]
[80] [Maurer & Waldhoff 2017 S. 2 § 24, Rn. 10, 24]
[81] [Suerbaum in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 84, Rn. 49; Kirchhof in: Maunz & Dürig 2020 Art. 84, Rn. 171]
[82] [Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 25]
[83] [Kment, in: Jarass & Pieroth 2020 Art. 84, Rn. 26; Hermes in: Dreier (Hrsg.) 2018, Art. 84, Rn. 88]
[84] [Vgl. BVerwGE 55, 250 S. 256 ff.; BVerwGE 72, 300 S. 315 f.; Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 31]
[85] [Ruffert in: Hoffmann-Riem et al. 2012 § 17 Rn. 76; Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 32]

sondern Maßstab der gerichtlichen Überprüfung von Verwaltungsentscheidungen[86]. Das heißt, dass die Gerichte an den Inhalt der Verwaltungsvorschrift wie an ein förmliches Gesetz gebunden sind[87]. Die damit einhergehende Regelungskompetenz der Exekutive beruht in verfassungsdogmatischer Hinsicht zum einen auf den Funktions- und Leistungsgrenzen des parlamentarischen Gesetzgebers und zum anderen auf der akkumulierten fachlichen Expertise und der höheren Sachnähe des Verwaltungsapparats[88] (zu Anforderungen an die Bindungswirkung sogleich).

Eine entsprechende Verwaltungsvorschrift wäre durch die Bundesregierung als Kollegialorgan[89], also mit Mehrheitsbeschluss innerhalb der Bundesregierung, zu erlassen. Außerdem ist die Zustimmung des Bundesrates und die Beachtung der sonstigen Verfahrensanforderungen (insbesondere Beteiligungsverfahren) erforderlich. Daneben sind die durch den Vorbehalt des Gesetzes gesteckten Grenzen entsprechend der Wesentlichkeitstheorie zu beachten[90].

Anforderungen an die Bindungswirkung

Die Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts stellt diese entsprechend weitreichende Bindungswirkung normkonkretisierender Verwaltungsvorschriften unter die Erfüllung folgender Voraussetzungen[91]:

(1) Die Bindungswirkung der Verwaltungsvorschrift setzt eine entsprechende Handlungsermächtigung der Exekutive voraus[92]. Zur Standardisierung mit Außenwirkung ist die Exekutive jedenfalls nicht allein mit Blick auf die Generalermächtigung aus Art. 84 Abs. 2 GG befugt[93]. Die Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts setzt hier eine konkrete Willensbildung des Gesetzgebers voraus, die ihren Ausdruck in einer gesetzlichen Ermächtigung zur letztentscheidenden Konkretisierung gefunden hat[94]. Danach muss sich der Wille zur Einräumung administrativer Letztentscheidungsrechte entweder aus einer ausdrücklichen einfachgesetzlichen Ermächtigungsnorm zum Erlass einer Verwaltungsvorschrift

[86] [BVerwG, Urt. v. 28.10.1998 – 8 C 16/96, juris Rn. 15]
[87] [Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 31]
[88] [Vgl. Hofmann in: Giesberts & Reinhardt 2020 § 48 BImSchG, Rn. 11]
[89] [Kment, in: Jarass & Pieroth 2020 Art. 84, Rn. 26; Hermes in: Dreier (Hrsg.) 2018 Art. 84, Rn. 88]
[90] [Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20, Rn. 22 m. w. N.]
[91] [BVerwG, Urt. v. 10.07.2012 – 7 A 11.11, juris Rn. 26 f. zur AVV Baulärm; BVerwG, Urt. v. 21.06.2001 – 7 C 21/00, juris Rn. 8 zur TA Luft; im Überblick Voßkuhle & Kaufhold 2016 S. 314, 316; im Detail Schönenbroicher in: Mann et al. 2019 § 40 Rn. 166]
[92] [BVerwG, Urt. v. 10.07.2012 – 7 A 11.11, juris Rn. 26; BVerfG, Beschl. v. 31.05.2011 – 1 BvR 857/07, juris Rn. 72; Voßkuhle & Kaufhold 2016 S. 314]
[93] [Diesbezüglich uneindeutig Hofmann in: Giesberts & Reinhardt 2020 § 48 BImSchG, Rn. 1; Krohn/Koch in: Führ 2019 § 48, Rn. 2; a. A. wohl Kirchhof in: Maunz & Dürig 2020 Art. 84, Rn. 180]
[94] [BVerfG, Beschl. v. 31.05.2011 – 1 BvR 857/07, juris Rn. 73, 75; Zur dogmatischen Figur der normativen Ermächtigungslehre in diesem Kontext Eichberger 2013 S. 18, 21; Jacob & Lau 2015 S. 241, 242]

ergeben oder durch Gesetzesauslegung in Form einer konkludenten Kompetenzübertragung ermitteln lassen[95]. Hierbei darf der Gesetzgeber nicht zu zahlreiche oder weitgreifende Letztentscheidungsrechte für ganze Sachbereiche oder gar Rechtsgebiete vorsehen[96].

Ob eine konkludent durch den Gesetzgeber eingeräumte letztverbindliche Konkretisierungsbefugnis in § 44 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG bezüglich des signifikant erhöhten Tötungsrisikos gesehen werden kann, ist – zumindest seit der Entscheidung des BVerfG zu § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG (Rotmilan-Entscheidung) – offen. Die Befugnis zur Normkonkretisierung besteht jedenfalls dann, wenn in einer Norm ein unbestimmter Rechtsbegriff – wie etwa die signifikante Erhöhung der Tötungsgefahr[97] – enthalten ist und die Auslegung ergibt, dass der Verwaltung damit ein Beurteilungsspielraum durch den Gesetzgeber eingeräumt wurde[98]. Zwar hatte das Bundesverwaltungsgericht einen solchen Beurteilungsspielraum zunächst angenommen[99]. In der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zu § 44 Abs. Abs. 1 Nr. 1, 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG nimmt das Gericht mit Blick auf die dogmatische Herleitung der eingeschränkten gerichtlichen Kontrolle allerdings eine Differenzierung vor. Das eingeschränkte gerichtliche Kontrollmaß beruhe hier trotz Verwendung eines unbestimmten Rechtsbegriffs nicht auf der Einräumung eines Beurteilungsspielraums[100]. Vielmehr stellt das Gericht auf den Umstand ab, dass in Ermangelung gesicherter Erkenntnisse der ökologischen Wissenschaft „ein Maßstab zur sicheren Unterscheidung zwischen richtig und falsch" fehlt. Die eingeschränkte gerichtliche Kontrolle findet hiernach also ihren Grund nicht in einer gewillkürten Verschiebung der letztverbindlichen Entscheidungszuständigkeit durch den Gesetzgeber, sondern beruht auf einer – vom jeweiligen Erkenntnisstand abhängigen – faktischen Grenze verwaltungsgerichtlicher Kontrolle[101]. Unabhängig von der offenen Frage, ob das Gericht hierbei insoweit auf die in eigener Rechtsprechung entwickelte Figur der „Funktionsgrenze der Rechtsprechung" abstellt[102], bestehen auf Grundlage der hiermit durch das BVerfG vorgenommen Differenzierung Zweifel an der Annahme einer der Exekutive übertragenen Konkretisierungsbefugnis.

---

[95] [BVerfG, Beschl. v. 31.05.2011 – 1 BvR 857/07, juris Rn. 74]
[96] [BVerfGE 129, 1 S. 22 f.; Ehlers, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20, Rn. 22]
[97] [Vgl. BVerwG, Beschl. v. 15.07.2020 – 9 B 5/20, juris Rn. 16; Reinhardt 2019 S. 195, 196]
[98] [BVerfG, Beschl. v. 31.05.2011 – 1 BvR 857/07, juris Rn. 82 ff., 88 f. ebenso Schmidt-Aßmann und Schoch in: Schoch et al. 2019 Einl., Rn. 189; Hofmann in: Giesberts & Reinhardt 2020 § 48 BImSchG, Rn. 11; Uerpmann 2000 S. 705, 709; Di Fabio 1992 S. 1339, 1344]
[99][BVerwG, Urt. v. 06.11.2013 – 9 A 14/12, juris Rn. 130; BVerwG, Urt. v. 27.06.2013 – 4 C 1/12, juris Rn. 14]
[100] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 17, 23]
[101] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 23]
[102] [Entsprechend Kment 2020 S. 317, 320; Ludwigs 2020 S. 405, 411; Sachs 2019 S. 184, 185; dagegen mit Zweifeln hinsichtlich einer klaren Differenzierung zwischen willkürlich eingeräumter Beurteilungsspielräume und auf Grund von faktischen Grenzen bestehenden administrativen Letztentscheidungskompetenzen Erbguth 2020 S. 1050, 1052 f.; Muckel 2019 S. 156, 158]

Eine ausdrückliche Kompetenzzuweisung zur untergesetzlichen Konkretisierung durch eine Ermächtigung zum Erlass einer Verwaltungsvorschrift dürfte in der gegenwärtigen Fassung des BNatSchG nicht enthalten sein. Ob für den besonderen Artenschutz auf die einfachgesetzliche Ermächtigung für Verwaltungsvorschriften nach § 54 Abs. 11 BNatSchG abgestellt werden kann, ist umstritten[103]. Über diese Ermächtigung sollen Verwaltungsvorschriften zur Standardisierung in der Anwendung und Bildung von Fachkonventionen beitragen[104]. Bislang ist davon kein Gebrauch gemacht worden. Die Regelung ist zwar nicht abschließend („insbesondere"), jedoch beziehen sich die ausdrücklich genannten Regelungsinhalte ausschließlich auf den Bereich des „Natura-2000"-Rechts[105]. Für eine Maßstabsbildung im Bereich des besonderen Artenschutzes über eine Verwaltungsvorschrift wäre bezüglich einer einfachgesetzlichen Ermächtigung daher jedenfalls eine ausdrückliche Aufnahme der entsprechenden Regelungsmaterien des besonderen Artenschutzes in den Katalog des § 54 Abs. 11 BNatSchG zu empfehlen. Ob hierüber dann auch eine Bindungswirkung wie bei der TA Luft und der TA Lärm erreicht werden kann, hinge von der Erfüllung der übrigen Anforderungen (z. B. Beteiligung der Fachkreise, siehe unten) ab[106].

(2) Der Anwendungsbereich für normkonkretisierende Verwaltungsvorschriften ist auf solche unbestimmten Rechtsbegriffe beschränkt, die gerichtlich nur begrenzt überprüft werden können[107]. Hierzu wird das Vorliegen eines der Exekutive eingeräumten Beurteilungsspielraums verlangt[108]. Insofern ist die soeben angesprochene Differenzierung des BVerfG zur naturschutzfachlichen Letztentscheidungskompetenz auch in dieser Hinsicht von Bedeutung. Indem das BVerfG die Letztentscheidungsbefugnis der Behörde bezüglich des artenschutzrechtlichen Tötungsverbotes im Wesentlichen unter die Voraussetzung stellt, dass „in Fachkreisen und Wissenschaft anerkannte Maßstäbe und Methoden der Ermittlung dieses Tötungsrisikos fehlen"[109], steht diese Einschränkung des gerichtlichen Kontrollmaßes unter grundsätzlich anderen Voraussetzungen als es bei Beurteilungsspielräumen der Fall ist. Letztere ergeben sich nach herrschender Auffassung im Sinne der normativen Ermächtigungslehre zwingend aus dem normativen Regelungszusammenhang (z. B. dem Gesetzeswortlaut)[110] und gerade nicht mit Blick auf ein fachliches

[103] [Dafür Dolde 2008 S. 1567; Fellenberg 2019 S. 177, 185; Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 54, Rn. 19; wohl auch Schütte und Gerbig, in: Schlacke 2017 § 54, Rn. 37 ; dagegen Gläß, in: Giesberts & Reinhardt 2018 § 54 BNatSchG, Rn. 59; wohl auch Müller-Walter, in: Lorz et al. 2013 § 54, Rn. 34]
[104] [Lütkes und Fellenberg, in: Lütkes & Ewer 2018 § 54, Rn. 43]
[105] [Gläß, in: Giesberts & Reinhardt 2018 § 54 BNatSchG, Rn. 59]
[106] [Ohne auf die sonstigen Anforderungen abzustellen Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 54, Rn. 18]
[107] [Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20 III, Rn. 22; Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 31]
[108] [Siehe etwa Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20, Rn. 22; Maurer & Waldhoff 2017 § 24, Rn. 31; Ruffert, in: Hoffmann-Riem et al. 2012 § 17, Rn. 76]
[109] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 32; Eichberger 2013 S. 1560, 1562 f.]
[110] [BVerwG, Urt. v. 21.12.1995 – 3 C 24/94, juris Rn. 30 m. w. N.; Schmidt-Aßmann, in: Maunz & Dürig 2014 Art. 19 Abs. 4, Rn. 186; Maurer & Waldhoff 2017 § 7, Rn. 34]

Erkenntnisvakuum. Damit dürfte hier wohl kein behördlicher Beurteilungsspielraum vorliegen[111]. Enthält dagegen die behördliche Einschätzung darüber, ob das nach fachlich vertretbarer Methode festgestellte Tötungsrisiko in *signifikanter Weise* erhöht ist, „auch Elemente wertender, nicht der naturschutzfachlichen Einschätzung unterliegender Betrachtung (…), wäre dies eine Frage der weiteren, auf bestimmte Risikoerhöhungen bezogenen normativen Konkretisierung des unbestimmten Kriteriums der Signifikanz"[112]. Jedenfalls insoweit könnte folglich ein behördlicher Beurteilungsspielraum bestehen. Ob die Signifikanzfrage aber derartige Elemente rechtlicher Wertung enthält, hat das BVerfG mit seinem Beschluss ausdrücklich offengelassen[113] und damit auch, ob diesbezüglich eine normkonkretisierende Verwaltungsvorschrift ohne ausdrückliche gesetzgeberische Ermächtigung in Betracht käme.

Auch die im Rahmen der artenschutzrechtlichen Ausnahme enthaltene Anforderung, dass sich der Erhaltungszustand der Populationen einer Art nicht verschlechtern darf, ist mit Blick auf die damit vorausgesetzten naturschutzfachlichen Einschätzungen gerichtlich nur eingeschränkt überprüfbar[114]. Ob die bundesverfassungsgerichtliche Rechtsprechung zur Überprüfung von fachlichen Verwaltungsentscheidungen im Rahmen von § 44 Abs. 1, Abs. 5 BNatSchG hierauf zu übertragen ist, wurde durch die Rechtsprechung im Nachgang zur Entscheidung des BVerfG – soweit ersichtlich – bisher nicht entschieden. Eine Übertragung auf naturschutzfachliche Einschätzungen liegt jedoch für das gesamte besondere Artenschutzrecht nahe. Mithin steht auch hier das Vorliegen von Beurteilungsspielräumen infrage.

(3) Weiterhin setzt die Außenwirkung einer Verwaltungsvorschrift voraus, dass der darin festgesetzte, normkonkretisierende Inhalt einen Erkenntnisstand festhält, der in einem Verfahren unter Beteiligung der maßgeblichen Fachkreise ermittelt wurde (vgl. § 48 BImSchG: „nach Anhörung der beteiligten Kreise")[115]. Die Konkretisierung erfolgt somit „aufgrund fachlichen Sachverstands, politischer Legitimation und verantwortbarer Bewertung"[116]. Diese Anforderung der Anhörung sachverständiger Kreise (aus Wissenschaft, Wirtschaft, Betroffenen etc.) wäre beim Erlass einer Verwaltungsvorschrift, deren Allgemeinverbindlichkeit bezweckt ist, zu beachten.

---

[111] [Vgl. Eichberger 2013 S. 1560, 1561; wohl auch Kment 2020 S. 317, 320; Ludwigs 2020 S. 405, 411; Buchheim 2019 S. 92, 93; Lenz 2018 S. 605, 612; a. A. Erbguth 2020 S. 1050, 1052 f.]
[112] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 34; siehe auch Eichberger 2013 S. 1560, 1564; Buchheim 2019 S. 92, 93]
[113] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 34]
[114] [Vgl. nur BVerwG, Urt. v. 21.06.2006 – 9 A 28/05, juris Rn. 44; BVerwG, Urt. v. 09.06.2010 – 9 A 20/08, juris Rn. 60; und BVerwG, Urt. v. 06.11.2013 – 9 A 14/12, juris Rn. 130; aber auch OVG Münster, Beschl. v. 20.02.2018 – 8 B 838/17, juris Rn. 30]
[115] [BVerwG, Urt. v. 20.12.1999 – 7 C 15/98, juris Rn. 11; BVerwG, Urt. v. 21.06.2001 – 7 C 21/00, juris Rn. 11]
[116] [BVerwG, Urt. v. 11.12.2003 – 7 C 19/02, juris Rn. 13; Jarass 2020 § 48, Rn. 15, 52 und § 51, Rn. 1, 4]

(4) Inhaltlich wird die Beachtung höherrangigen Rechts und die Übereinstimmung mit dem aktuellen Erkenntnisstand von Wissenschaft und Technik vorausgesetzt.

Entfallen der Bindungswirkung

Da es sich bei normkonkretisierenden Verwaltungsvorschriften nicht um Rechtsvorschriften im eigentlichen Sinne handelt, findet deren Bindungswirkung ihre Grenzen bei atypischen Sachverhalten[117], Unvereinbarkeit mit höherem Recht (z. B. Vorgaben des BNatSchG) oder bei Vorliegen eines neuen, gesicherten Erkenntnisstandes, der den auf dem bisherigen Wissensstand beruhenden Vorgaben die Wertungsgrundlage entzieht[118]. Damit entfällt die Bindungswirkung zwar, sobald die Fassung der Verwaltungsvorschrift durch den aktuellen Erkenntnisstand der Wissenschaft überholt ist[119]. Von einem überholten Erkenntnisstand ist jedoch nicht bereits dann auszugehen, wenn sich mit Blick auf einzelne Stimmen aus den maßgeblichen Fachkreisen weiterer Forschungsbedarf ergibt[120]. Vielmehr ist dies nur dann anzunehmen, wenn durch einen neuen gesicherten Erkenntnisstand den bisherigen Vorgaben auf Grundlage des bisherigen Wissensstands die Wertungsgrundlage entzogen wird. Ob dies (schon) vorliegt, kann im Einzelfall aber durchaus umstritten sein[121].

6.7.4. Rechtsverordnung

Rechtliche Einordnung und Voraussetzungen

Bei Rechtsverordnungen (sogenannte Gesetze im materiellen Sinne) handelt es sich um Rechtsnormen, die von der Exekutive – auf Grund einer Ermächtigung durch formelles Gesetz der Legislative – erlassen werden. Sie sind generell-abstrakte Regelungen für eine unbestimmte Anzahl von Fällen[122]. Als Rechtsnormen sind sie – im Gegensatz zu den rein verwaltungsintern wirkenden Verwaltungsvorschriften – in gleicher Weise verbindlich wie die von der Legislative erlassenen Gesetze[123]. Es handelt sich um delegiertes Außenrecht[124].

Das Instrument der Rechtsverordnung dient dabei in erster Linie der Entlastung des Parlaments zur Regelung von fachlichen Einzelheiten insbesondere auch im Umweltrecht[125]. Es bietet sich

---

[117] [BVerwG, Urt. v. 21.06.2001 – 7 C 21/00, juris Rn. 22; Ritgen, in: Knack & Henneke 2020 § 26, Rn. 17]
[118] [Am Beispiel der TA Luft BVerwG, Urt. v. 21.03.1996 – 7 B 164/95, juris Rn. 19; BVerwG, Urt. v. 21.06.2001 – 7 C 21/00, juris Rn. 14; am Beispiel der TA Lärm Hansmann in: Landmann & Rohmer 2011 TA Lärm, Vorb. Rn. 6; vgl. auch Schmidt-Aßmann in: Maunz & Dürig 2014 Art. 19, Rn. 206b]
[119] [BVerwG, Beschl. v. 21.03.1996 – 7 B 165/95, juris Rn. 13; BVerwG, Urt. v. 28.10.1998 – 8 C 16/96, juris Rn. 17; VGH Mannheim, Urt. v. 10.07.2000 – 10 S 792/99, juris Rn. 32; Sachs, in: Stelkens et al. 2018 § 40, Rn. 218]
[120] [OVG Münster, Beschl. v. 17.06.2016 – 8 B 1018/15, juris Rn. 20]
[121] [Vgl. am Beispiel der TA Lärm Schmidt & Sailer 2019 S. 124, 129 f.]
[122] [Maurer & Waldhoff 2017 § 13 Rn. 2, 3]
[123] [Maurer & Waldhoff 2017 § 4 Rn. 20]
[124] [Maurer & Waldhoff 2017 § 24 Rn. 24; Bauer in: Dreier (Hrsg.) 2015 Art. 80, Rn. 12]
[125] [Maurer & Waldhoff 2017 § 4 Rn. 22; Bauer in: Dreier (Hrsg.) 2015 Art. 80, Rn. 15]

vor allem dann an, wenn die Verwaltung eine Vielzahl gleich gelagerter Fälle einheitlich regeln will[126]. Zugleich soll es eine raschere Anpassung als bei formellen Gesetzen ermöglichen[127].

Eine wirksam erlassene Rechtsverordnung entfaltet Außenrechtswirkung, sodass nicht nur die öffentliche Verwaltung, sondern insbesondere auch Gerichte hieran gebunden sind[128]. Diese Rechtsfolge setzt eine rechtmäßige einfachgesetzliche Ermächtigung und deren ordnungsgemäße Ausfüllung durch den mit der Verordnungsermächtigung adressierten Verordnungsgeber voraus, Art. 80 Abs. 1 S. 1 GG. Der Regelungsgehalt einer Rechtsverordnung muss sich allgemein im Rahmen der Ermächtigungsgrundlage halten, die Vorgaben der Ermächtigungsgrundlage beachten und auch darüber hinaus mit höherrangigem Recht vereinbar sein[129]. Dabei sind auch die Anforderungen der Wesentlichkeitstheorie und des Bestimmtheitsgrundsatzes als Ausflüsse des Gesetzesvorbehalts zu beachten.

Ermächtigungsgrundlage

Im Artenschutzrecht existieren verschiedene gesetzliche Ermächtigungsgrundlagen zum Erlass einer Rechtsverordnung. Dies betrifft die zentrale Ermächtigungsnorm in § 54 BNatSchG aus dem Kapitel zum „Schutz der wild lebenden Tier- und Pflanzenarten, ihrer Lebensstätten und Biotope" und darüber hinaus weitere, wie etwa in § 39 Abs. 5 S. 3 BNatSchG (zur Regelung zeitlich erweiterter Zugriffverbote im allgemeinen Artenschutzrecht).

Eine Ermächtigungsnorm speziell zur Konkretisierung im Bereich des besonderen Artenschutzrechts existierte bis zur BNatSchG-Novelle 2022 allenfalls begrenzt (vgl. z. B. § 54 Abs. 3 Nr. 2 BNatSchG, nunmehr § 54 Abs. 10c BNatSchG). Darüber hinaus müsste eine solche im Rahmen der verfassungsrechtlichen Voraussetzungen durch den Bundesgesetzgeber[130] geschaffen werden. Die zu erlassende Verordnungsermächtigung ist durch Gesetzesänderungen im Gesetz, vorzugsweise im BNatSchG, zu integrieren. Dabei sind die allgemeinen Vorgaben zum Gesetzgebungsverfahren zu beachten[131]. Eine Zustimmungspflicht des Bundesrats nach Art. 84 Abs. 1 S. 6 GG besteht nicht, da eine Konkretisierung der unbestimmten Rechtsbegriffe im besonderen Artenschutzrecht die Verwaltungsorganisationshoheit der Länder nicht betrifft[132]. Die Schaffung einer entsprechenden Verordnungsermächtigung wäre zudem eine Regelung im Bereich des Naturschutzes und der Landschaftspflege. Die aufschiebende Wirkung der mit Art. 72 Abs. 3 S. 2 GG bestimmten Karenzfrist ist hier daher nicht einschlägig. Diese ist nämlich vom Normzweck ausgehend nur auf Regelungsgegenstände mit Abweichungsmöglichkeiten für die Länder

[126] [Maurer & Waldhoff 2017 § 13, Rn. 2]
[127] [Maurer & Waldhoff 2017 § 4, Rn. 22; Ehlers, in: Ehlers & Pünder 2016 § 2, Rn. 51]
[128] [BVerfG, Beschl. v. 02.06.1964 – 2 BvL 23/62, juris Rn. 16; Uhle, in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 80, Rn. 36]
[129] [Maurer & Waldhoff 2017 § 13, Rn. 14]
[130] [Uhle, in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 80, Rn. 7]
[131] [Kment, in: Jarass & Pieroth 2020 Art. 80, Rn. 19]
[132] [Zur Abgrenzung insoweit Hermes in: Dreier (Hrsg.) 2018, Art. 84, Rn. 61]

anwendbar[133], während das besondere Artenschutzrecht nach Art. 72 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 GG eine abweichungsfeste Regelungsmaterie darstellt[134].

Wesentlichkeitstheorie

Im Zusammenhang mit der den Gesetzgeber treffenden Handlungspflicht zur Normkonkretisierung weist das Bundesverfassungsgericht ausdrücklich auf die diesbezügliche Bedeutung des verfassungsrechtlichen Wesentlichkeitsgrundsatzes hin: „Wenngleich das eingeschränkte Kontrollmaß demnach mit Art. 19 Abs. 4 Satz 1 GG in Einklang steht, so kann doch das Gesetz, welches solche auf ungeklärte naturschutzfachliche Zusammenhänge verweisende Tatbestandsmerkmale verwendet, mit Blick auf die materiellen Grundrechte und den aus Demokratie- und Rechtsstaatsprinzip abgeleiteten Wesentlichkeitsgrundsatz (vgl. BVerfGE 49, 89, 126; 137, 350, 363 f.) verfassungsrechtliche Zweifel aufwerfen."[135]

Nach der Wesentlichkeitstheorie muss der Gesetzgeber in grundlegenden normativen Bereichen, insbesondere gerade auch im Bereich der Grundrechtsausübung, alle wesentlichen Entscheidungen selbst treffen[136]. Die Legislative darf die Entscheidung hier nicht anderen Normgebern wie der Exekutive überlassen[137]. Ob der Gesetzgeber die Regelung eines bestimmten Bereichs übertragen darf oder selbst vornehmen muss, bemisst sich dabei nach dem Grad der Wesentlichkeit. Dieser bestimmt sich wiederum vorrangig nach dem Gewicht des gegenständlich betroffenen Bezuges zur Grundrechtsverwirklichung[138]. Eine Regelung ist hiernach wesentlich, wenn sie die Grenzen grundrechtlich geschützten Verhaltens wenigstens mittelbar bestimmt[139].

Vorliegend begrenzen die Regelungen des besonderen Artenschutzrechts grundrechtlich geschützte Rechtspositionen, insbesondere die mit Art. 12 Abs. 1 GG und Art. 14 Abs. 1 GG bestimmten Berufsausübungs- und Eigentumsrechte[140]. Die artenschutzrechtlichen Zugriffsverbot enthalten eine solche maßstabsbildende Leitentscheidung[141]. Einer hierüber hinausgehenden Konkretisierung bzw. Maßstabssetzung der einzelnen Anforderungen ist eine derart grundsätzliche Bedeutung nicht beizumessen. Fachliche Standards, welche den rechtlichen Maßstab abstrakt-generell konkretisieren, sind insoweit nicht als wesentliche

---

[133] [Wittreck in Dreier (Hrsg.) 2015, Art. 72, Rn. 38; ausdrücklich Seiler, in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 72, Rn. 25]
[134] [Uhle, in: Maunz & Dürig 2020 Art. 72, Rn. 252]
[135] [BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13, juris Rn. 24]
[136] [BVerfGE 49, 89]
[137] [BVerfGE 95, 267 S. 307; BVerfGE 83, 130 S. 142]
[138] [Mann, in: Sachs 2018 Art. 80, Rn. 21 f.; Schulze-Fielitz in: Dreier (Hrsg.) 2015, Art. 20, Rn. 113 mit umfänglichen Nachweisen zur bundesverfassungsgerichtlichen Rechtsprechung; Brandt 2020 S. 181, 182: „Intensität der geplanten oder getroffenen Regelung"]
[139] [Zum entsprechend weiten Verständnis Schulze-Fielitz, in: Dreier (Hrsg.) 2015, Art. 20, Rn. 115]
[140] [Reinhardt 2019 S. 195, 196; wohl auch Brandt 2019 S. 92, 94, ders. 2020 S. 181, 182; a. A. Sachs 2019 S. 184, 185, der auf eine Beeinträchtigung von Art. 20a GG rekurriert]
[141] [Reinhardt 2019 S. 195, 196]

Leitentscheidungen anzusehen. Die Bestimmung entsprechender Regelungsinhalte darf der Gesetzgeber der untergesetzlichen Normengestaltung durch die Exekutive überlassen.

Bestimmtheitsgrundsatz

Die Ermächtigungsnorm ist hinreichend bestimmt, wenn Zweck, Inhalt und Ausmaß der durch die Rechtsverordnung zu treffenden Regelungen erkennbar sind, Art. 80 Abs. 1 S. 2 GG[142]. Hiernach darf der parlamentarische Gesetzgeber, sofern er einen Regelungsbereich selbst nicht abschließend ordnet, die entsprechende Gestaltungskompetenz nur in einem erkennbar eingegrenzten Rahmen übertragen. Tendenz und Programm der ergehenden Rechtssätze müssen – wenigstens im Wege der Gesetzesauslegung – vorhersehbar sein[143]. Ob bei komplexen Regelungsgegenständen, wie sie gerade im Umwelt- und Technikrecht vorzufinden sind, geringere Anforderungen zu stellen sind, ist nicht abschließend geklärt[144].

Anforderungen an den Erlass der Rechtsverordnung

Die Zuständigkeit für den Erlass der Rechtsverordnung bestimmt sich nach dem ermächtigenden Gesetz[145]. Mit Art. 80 Abs. 1 S. 1 GG ist der Kreis der möglichen Ermächtigungsadressaten auf die Bundesregierung, Bundesminister und Landesregierungen beschränkt. Eine Subdelegation durch Rechtsverordnung nach ausdrücklicher gesetzlicher Ermächtigung kommt nach Art. 80 Abs. 1 S. 4 GG in Betracht. Als sogenannte Subdelegatare kommen etwa Bundesoberbehörden wie das Bundesamt für Naturschutz oder das Umweltbundesamt in Betracht[146].

Da die Länder das BNatSchG als eigene Angelegenheit ausführen (siehe Art. 83 GG), bedarf eine hierzu ergehende Rechtsverordnung der Zustimmung des Bundesrates (Art. 80 Abs. 2 Var. 3 GG). Dieses Zustimmungsbedürfnis steht unter dem Vorbehalt „anderweitiger bundesgesetzlicher Regelung" (Art. 80 Abs. 2 GG), sodass es denkbar wäre, diesen durch entsprechende Formulierung in der Ermächtigungsgrundlage auszuschließen. Dabei ist aber umstritten, ob Gesetze, die die Zustimmungsbedürftigkeit ausschließen, ihrerseits der Zustimmung des Bundesrates bedürfen[147]. Bejaht man dies, würde das vorliegend bedeuten, dass die Schaffung der Ermächtigungsgrundlage dann doch zustimmungspflichtig würde.

---

[142] [Vgl. insoweit Bauer in: Dreier (Hrsg.) 2015, Art. 80, Rn. 34 m. w. N. zur diesbezüglichen Rechtsprechung des BVerfG]
[143] [BVerfGE 29, 198 S. 210; BVerfGE 123, 1 S. 78; Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20, Rn. 3 f. mit Ausführungen zum unklaren Nebeneinander zwischen Bestimmtheitsgrundsatz und Wesentlichkeitslehre; vgl. aber auch Maurer & Waldhoff 2017 § 13 Rn. 6]
[144] [Mit entsprechender Tendenz Möstl, in: Ehlers & Pünder 2016 § 20, Rn. 3; grds. gegen übersteigerte Anforderungen aus dem Bestimmtheitsgrundsatz Reimer, in: Hoffmann-Riem et al. 2012 § 9, Rn. 71 f.]
[145] [Maurer & Waldhoff 2017 § 13, Rn. 9]
[146] [Brenner, in: v. Mangoldt et al. 2018 Art. 80, Rn. 65]
[147] [Bejahend: BVerfG, Beschl. v. 24.02.1970 – 2 BvL 12/69 u. a., juris Rn. 37 ff.; Bauer, in: Dreier (Hrsg.) 2015 Art. 80, Rn. 59; Uhle, in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 80, Rn. 42a; a. A.: BVerwG, Urt. v. 06.10.1967 – VII C 142.66, juris Rn. 29 ff.; Kment, in: Jarass & Pieroth 2020 Art. 80, Rn. 28]

Im Hinblick auf weitere Mitwirkungsrechte oder Zustimmungsvorbehalte ist die Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung maßgeblich[148]. Der Gesetzgeber hat hier einen weiten Spielraum. Während ein Einvernehmens- bzw. Zustimmungsvorbehalt zugunsten der Bundesregierung oder etwa einzelner Bundesministerien vorgesehen werden kann, ist die Mitwirkung anderer staatlicher oder nichtstaatlicher Stellen auf bloße Anhörungsvorbehalte ohne Entscheidungsbefugnisse beschränkt.

Die Rechtsverordnung muss schriftlich ergehen[149] und bedarf der Ausfertigung[150]. Weitere zu beachtende Formerfordernisse stellen das Zitiergebot, wonach in der Rechtsverordnung die gesetzliche Ermächtigungsgrundlage genau anzugeben ist[151], und das Begründungserfordernis dar[152].

Schließlich ist die Verkündung in der grundgesetzlich bestimmten Form nach Art. 82 Abs. 1 S. 2 GG zwingende Wirksamkeitsvoraussetzung[153].

Umfang und Entfallen der Bindungswirkung

Eine wirksame Rechtsverordnung bindet die Gerichte grundsätzlich mit gesetzesgleicher Wirkung[154]. Nach der Rechtsprechung kann in bestimmten Fällen aber auch die Bindungswirkung einer Rechtsverordnung entfallen, wenn der Erkenntnisstand, auf welchem die Regelungen beruhen, als überholt anzusehen ist[155]. Die genauen Anforderungen an das Entfallen der Bindungswirkungen einer Rechtsverordnung sind in der Rechtsprechung allerdings noch nicht abschließend geklärt. Nach der Rechtsprechung des BVerwG entfällt die Bindungswirkung jedenfalls nicht bereits dann, wenn in der Wissenschaft neben dem in der Rechtsverordnung festgehaltenen Erkenntnisstand andere Positionen vertreten werden[156]. Der Bayerische Verwaltungsgerichtshof verlangt für das Entfallen der Bindungswirkung, dass die Fassung der Rechtsverordnung den gesicherten Erkenntnisstand negiert oder offensichtlich fehlgewichtet[157]. Trotz gewisser Überschneidungen unterscheidet sich die Rechtsverordnung damit insgesamt in ihren Bindungswirkungen von einer bloßen normkonkretisierenden Verwaltungsvorschrift[158].

---

[148] [Vgl. Maurer & Waldhoff 2017 § 13, Rn. 10]
[149] [Maurer & Waldhoff 2017 § 13, Rn. 12]
[150] [Maurer & Waldhoff 2017 § 13, Rn. 12; im Einzelnen Kment, in: Jarass & Pieroth 2020 Art. 82, Rn. 8]
[151] [Maurer & Waldhoff 2017 § 13, Rn. 12]
[152] [Mann, in: Sachs 2018 Art. 80, Rn. 31 f.]
[153] [Dazu im Einzelnen Pieper, in: Epping & Hillgruber 2020 Art. 82, Rn. 21 f.]
[154] [Remmert, in: Maunz & Dürig 2020 Art. 80, Rn. 213 ; Kment, in: Jarass & Pieroth 2020 Art. 80, Rn. 33]
[155] [VGH München, Urt. v. 15.01.2001 – 20 A 99.40024, juris Rn. 62 m. w. N.]
[156] [BVerwG, Beschl. v. 17.04.1990 – 7 B 111/89, juris Rn. 12; BVerwG, Urt. v. 21.08.1996 – 11 C 9/95, juris Rn. 46]
[157] [VGH München, Urt. v. 15.01.2001 – 20 A 99.40024, juris Rn. 62]
[158] [Schmidt-Aßmann in: Maunz & Dürig 2014 Art. 19, Rn. 206b]

6.8. Gesetzgeberische Handlungsoptionen bei der artenschutzrechtlichen Ausnahmeregelung

Im Folgenden werden ausgewählte Handlungsoptionen beschrieben, die vom Gesetzgeber – neben Anpassungen auf europäischer Ebene in den Artenschutz-Richtlinien – im Bereich der artenschutzrechtlichen Ausnahmeregelung des § 45 Abs. 7 BNatSchG erwogen werden könnten, um deren Anwendung auf Windenergievorhaben bzw. Erneuerbare-Energie-Anlagen zu stärken[159]. Die vorliegende Untersuchung erfolgte – wie auch eingangs erwähnt – vor der BNatSchG-Novelle 2022, im Rahmen derer gewisse Konkretisierungen vorgenommen wurden (vgl. nun § 45b Abs. 8 und 9, § 45c Abs. 4 BNatSchG). Diese Änderungen waren jedoch nicht mehr Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

6.8.1. Rechtlicher Hintergrund

Die Ausnahmeregelung nach § 45 Abs. 7 BNatSchG lautet wie folgt:

> *„Die für Naturschutz und Landschaftspflege zuständigen Behörden sowie im Fall des Verbringens aus dem Ausland das Bundesamt für Naturschutz können von den Verboten des § 44 im Einzelfall weitere Ausnahmen zulassen*
> *1. zur Abwendung ernster land-, forst-, fischerei- oder wasserwirtschaftlicher oder sonstiger ernster wirtschaftlicher Schäden,*
> *2. zum Schutz der natürlich vorkommenden Tier- und Pflanzenwelt,*
> *3. für Zwecke der Forschung, Lehre, Bildung oder Wiederansiedlung oder diesen Zwecken dienende Maßnahmen der Aufzucht oder künstlichen Vermehrung,*
> *4. im Interesse der Gesundheit des Menschen, der öffentlichen Sicherheit, einschließlich der Verteidigung und des Schutzes der Zivilbevölkerung, oder der maßgeblich günstigen Auswirkungen auf die Umwelt oder*
> *5. aus anderen zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses einschließlich solcher sozialer oder wirtschaftlicher Art.*
> *Eine Ausnahme darf nur zugelassen werden, wenn zumutbare Alternativen nicht gegeben sind und sich der Erhaltungszustand der Populationen einer Art nicht verschlechtert, soweit nicht Artikel 16 Absatz 1 der Richtlinie 92/43/EWG weiter gehende Anforderungen enthält. Artikel 16 Absatz 3 der Richtlinie 92/43/EWG und Artikel 9 Absatz 2 der Richtlinie 2009/147/EG sind zu beachten. (…)“*

Bei der Ausnahmeregelung handelt es sich um eine zusammengefasste Umsetzung des Ausnahmeregimes aus Art. 16 der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie 92/43/EWG und aus Art. 9 der Vogelschutz-Richtlinie 2009/147/EG bzw. 79/409/EWG[160], wobei beide Regime nicht deckungsgleich sind (insbesondere hinsichtlich der verschiedenen Ausnahmegründe).

---

[159] [Eingehend hierzu Sailer 2020b]
[160] [BT–Drs. 16/5100 S. 13]

6.8.2. Übernahme des Ausnahmegrundes der „vernünftigen Nutzung“

Nach Art. 9 lit c der Vogelschutz-Richtlinie 2009/147/EG können Ausnahmen auch erteilt werden, um „unter streng überwachten Bedingungen selektiv den Fang, die Haltung oder jede andere vernünftige Nutzung bestimmter Vogelarten in geringen Mengen zu ermöglichen“[161]. Dem Ausnahmegrund der „vernünftigen Nutzung“ wird nach einigen Stimmen in Literatur und Rechtsprechung eine Art Auffangfunktion zugeschrieben und er wird auch im Falle vorhabenbedingter Tötungen für anwendbar gehalten[162]. Der Ausnahmegrund wurde bisher aber nicht im BNatSchG umgesetzt, sodass eine entsprechende Erweiterung der enumerativen Ausnahmegründe in § 45 Abs. 7 BNatSchG in Betracht käme.

Die Aufnahme des Ausnahmegrundes der vernünftigen Nutzung von Vogelarten in das BNatSchG wäre als solche europarechtlich zulässig, da sich dieser Ausnahmegrund ausdrücklich in Art 9 lit c der Vogelschutz-Richtlinie findet. Der Europäische Gerichtshof (EuGH) betont lediglich den abschließenden Charakter der Ausnahmegründe in den Artenschutz-Richtlinien[163]. Allerdings wurde vom EuGH bislang nicht entschieden, ob eine Anwendung dieses Ausnahmegrundes über die bislang von ihm geklärten Fallkonstellationen hinaus auch auf vorhabenbedingte Tötungen und damit auch auf Verbotsverletzungen durch Infrastrukturvorhaben wie Windenergieanlagen möglich ist[164]. Die bislang vom EuGH geklärten Fälle beziehen sich auf den Fang, die Veräußerung und die Haltung von wildlebenden Vögeln zur Benutzung als lebende Lockvögel, zu Liebhaberzwecken auf Messen und Märkten oder zu bloßen Freizeitzwecken bzw. um Vogelliebhabern das Jagen und Beschaffen von Vögeln für ihre Vorlieben zu ermöglichen[165]. Da ein „Nutzen“ in diesem Sinne aber auch das Töten umfasst und es nicht auf einen individualisierten Zugriff auf betroffene Vögel ankommt[166], wird eine Anwendung auf vorhabenbedingte Tötungen im Lichte der bisherigen Fälle „erst recht“ für möglich erachtet[167]. Der EuGH stellt zwar allgemein auf das Bedürfnis einer engen Auslegung der Ausnahmebestimmungen in den Richtlinien ab, betont aber andererseits, dass die

---

[161] [Ausführlich hierzu Lau 2013 S. 685, 688 f.]
[162] [VGH München, Urt. v. 19.02.2014 – 8 A 11.40040, juris Rn. 851; Lau & Steeck 2008 S. 386, 391 f.; Sobotta 2007 S. 642, 649; Lau 2013 S. 685, 688, 2018 S. 729, 733; vgl. auch VGH Kassel, Urt. v. 21.08.2009 – 11 C 318/08.T, juris Rn. 772]
[163] [EuGH, Urt. v. 10.10.2019 – C–674/17 Rn. 30; EuGH, Urt. v. 12.07.2007 – C–507/04 Rn. 324 ff.; EuGH, Urt. v. 26.01.2012 – C–192/11 Rn. 37 ff., 73, NuR 2013, 718, 720 und 722; siehe auch BVerwG, Urt. v. 16.03.2006 – 4 A 1075/04, juris Rn. 563 a. E.]
[164] [siehe jüngst hierzu Schlussanträge der Generalanwältin Kokott, 10.09.2020, C–473/19 Rn. 86]
[165] [EuGH, Urt. v. 08.07.1987 – 247/85 Rn. 38; EuGH, Urt. v. 12.12.1996 – C–10/96 Rn. 16, 24; EuGH, Urt. v. 16.10.2003 – C–182/02 Rn. 11; EuGH, Urt. v. 12.07.2007 – C–507/04 Rn. 197]
[166] [VGH München, Urt. v. 19.02.2014 – 8 A 11.40040, juris Rn. 851]
[167] [VGH München, Urt. v. 19.02.2014 – 8 A 11.40040, juris Rn 851; Lau & Steeck 2008 S. 386, 391 f.; Sobotta 2007 S. 642, 649; Lau 2013 S. 685, 688, ders. 2018 S. 729, 733; VGH Kassel, Urt. v. 21.08.2009 – 11 C 318/08.T, juris Rn. 772]

Vogelschutz-Richtlinie neben freizeitbedingten auch wirtschaftlichen Erfordernissen Rechnung trage und der Schutz der Vögel gegen diese Erfordernisse abgewogen werden müsse[168].

Bezüglich der in Art. 9 lit c geforderten Begrenzung auf „geringe Mengen" verlangt der EuGH die Festlegung einer landesweiten Obergrenze auf der Grundlage streng wissenschaftlicher Erkenntnisse für jede geschützte Art[169]. Unter Berücksichtigung verschiedener Gesichtspunkte wie der Geografie, des Klimas, der Umwelt und der Biologie sowie insbesondere der Fortpflanzung der Arten und ihrer jährlichen Gesamtsterblichkeitsrate aufgrund natürlicher Ursachen ist diese Obergrenze nicht als absoluter Wert zu bestimmen, sondern ins Verhältnis zur Größe des Bestandes der betroffenen Art sowie ihrer jährlichen Vermehrungsfähigkeit und Sterblichkeitsrate zu setzen[170]. Nach derzeitigem wissenschaftlichem Kenntnisstand hält der EuGH eine Entnahme von weniger als 1 Prozent der jährlichen Gesamtsterblichkeitsrate des betroffenen Bestands (Durchschnittswert) bei solchen Arten für zulässig, die nicht bejagt werden dürfen, und von 1 Prozent bei den Arten, die bejagt werden dürfen (sog. ORNIS-Kriterium)[171]. Da sich diese Vorgaben aber auf die Vogeljagd beziehen, wäre im Hinblick auf die hier relevanten vorhabenbedingten Tötungen zu berücksichtigen, dass Vorhaben im öffentlichen Interesse schwerer wiegen als etwa die zum Privatvergnügen Einzelner durchgeführte Vogeljagd[172]. Auch hier gilt nämlich der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit[173]. Da das Kriterium der geringen Mengen letztlich keine absolute Bedeutung hat, sondern sich auf die Erhaltung der Gesamtpopulation und die Vermehrung der fraglichen Art bezieht[174] bzw. primär gewährleisten soll, dass die Bestände der betroffenen Arten auf ausreichendem Niveau gehalten werden[175], wird eine Parallele zur Anforderung nach § 45 Abs. 7 S. 2 BNatSchG vorgeschlagen, wonach sich der Erhaltungszustand der Populationen nicht verschlechtern und das Erreichen eines günstigen Erhaltungszustands nicht behindert werden darf[176].

Schließlich wäre bei einer Umsetzung dieses Ausnahmegrundes noch auf das Erfordernis der strengen Überwachung und der Selektivität zu achten, wonach die Ausnahme vor allem im

---

[168] [EuGH, Urt. v. 08.07.1987 – 262/85 Rn. 8; LANA 2006 S. 8]
[169] [EuGH, Urt. v. 12.07.2007 – C–507/04 Rn. 199 ff.; EuGH, Urt. v. 08.06.2006 – C–60/05 Rn. 28 f., 41]
[170] [EuGH, Urt. v. 08.06.2006 – C–60/05 Rn. 25 und 31 mit Verweis auf den 11. Erwägungsgrund der Vogelschutz-Richtlinie; EuGH, Urt. v. 21.06.2018 – C–557/15 Rn. 62]
[171] [EuGH, Urt. v. 21.06.2018 – C–557/15 Rn. 63; EuGH, Urt. v. 08.06.2006 – C–60/05 Rn. 26; Dabei ist bei Zugvogelarten unter „betroffenem Bestand" der Bestand in den Regionen zu verstehen, aus denen die größten Kontingente kommen, die durch die Region, in der von der Ausnahme Gebrauch gemacht wird, während des Zeitraums ihrer Anwendung ziehen]
[172] [Lau 2013 S. 685, 689; VGH München, Urt. v. 19.02.2014 – 8 A 11.40040, juris Rn. 851]
[173] [EuGH, Urt. v. 10.09.2009 – C–76/08 Rn. 57]
[174] [EuGH, Urt. v. 27.04.1988 – 252/85 Rn. 28]
[175] [EuGH, Urt. v. 21.06.2018 – C–557/15 Rn. 66, 74; EuGH, Urt. v. 08.06.2006 – C–60/05 Rn. 32]
[176] [So Lau 2013 S. 685, 689, der auf Art. 16 Abs. 1 der FFH-Richtlinien abstellt; vgl. zudem Backes 2018 S. 587, 590; siehe zu vergleichbaren Anforderungen aus Art. 13 der Vogelschutz-Richtlinien BVerwG, Urt. v. 16.03.2006 – 4 A 1075/04, juris Rn. 570; VGH Kassel, Urt. v. 21.08.2009 – 11 C 318/08.T, juris Rn. 775]

rechten Verhältnis zu den Bedürfnissen stehen muss, die sie rechtfertigen, und eine effektive Kontrolle gewährleistet sein muss[177].

6.8.3. Konkretisierungen im Bereich der Ausnahmegründe

Innerhalb der für die Erteilung einer artenschutzrechtlichen Ausnahme erforderlichen Ausnahmegründe könnte über eine Konkretisierung unbestimmter Rechtsbegriffe die Rechtssicherheit in der Genehmigungspraxis für Erneuerbare-Energien-Anlagen erhöht werden. Eine Ausweitung auf Ausnahmegründe, die in den Artenschutz-Richtlinien nicht vorgesehen sind, ist zwar europarechtlich nicht zulässig. Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH sind die Ausnahmegründe in den Richtlinien abschließend und eng auszulegen[178]. So urteilte der Gerichtshof zu Regelungen in Österreich, die Ausnahmegründe für die Getränkeerzeugung oder die gewerbliche land- oder forstwirtschaftliche Nutzung vorsahen, dass solche Gründe nicht in der abschließenden Aufzählung der Artenschutz-Richtlinien vorgesehen und damit unzulässig seien[179]. Dagegen dürfte eine Konkretisierung innerhalb der Ausnahmegründe bzw. der darin enthaltenen unbestimmten Rechtsbegriffe europarechtlich zulässig sein (vgl. auch Art. 288 Abs. 3 AEUV)[180].

Öffentliches Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien

Innerhalb des § 45 Abs. 7 S. 1 Nr. 5 BNatSchG könnte klargestellt werden, dass an der Nutzung erneuerbarer Energien ein grundsätzliches öffentliches Interesse besteht:

„(…) des überwiegenden öffentlichen Interesses einschließlich solcher sozialer oder wirtschaftlicher Art. Die Nutzung von erneuerbaren Energien liegt im öffentlichen Interesse."

Der Begriff des öffentlichen Interesses wird allgemein weit verstanden[181]. Er erfasst auch Vorhaben, die zwar überwiegend privatnützig sind, mit denen jedoch zugleich öffentliche Interessen gefördert werden[182]. In Rechtsprechung und Literatur ist weitgehend anerkannt,

---

[177] [EuGH, Urt. v. 10.09.2009 – C–76/08 Rn. 57; EuGH, Urt. v. 08.06.2006 – C–60/05 Rn. 43; Lau 2013 S. 685, 689]
[178] [EuGH, Urt. v. 10.10.2019 – C–674/17 Rn. 30; EuGH, Urt. v. 12.07.2007 – C–507/04 Rn. 324 ff.; EuGH, Urt. v. 26.01.2012 – C–192/11 Rn. 37 ff., 73, NuR 2013, 718, 720 und 722; siehe auch BVerwG, Urt. v. 16.03.2006 – 4 A 1075/04, juris Rn. 563 a. E.]
[179] [EuGH, Urt. v. 12.07.2007 – C–507/04 Rn. 324; EuGH, Urt. v. 10.05.2007 – C–508/04 Rn. 120]
[180] [Vgl. EuGH, Urt. v. 08.07.1987 – 247/85 Rn. 9, 33, 57; EuGH, Urt. v. 21.06.2018 – C–557/15 Rn. 47 f.; Schlussanträge der Generalanwältin Kokott, 10.09.2020, C–473/19 Rn. 91]
[181] [OVG Koblenz, Urt. 08.07.2009 – 8 C 10399/08, juris Rn. 207; Ramsauer 2000 S. 601, 603; Lau 2016 S. 50, 56]
[182] [EuGH, Urt. v. 16.02.2012 – C–182/10 Rn. 77; Müller-Mitschke 2015 S. 741, 745; Schütte und Gerbig, in: Schlacke 2017 § 45, Rn. 34]

dass die Nutzung der erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegt[183]. Auch der Gesetzgeber selber bejaht dies[184], was zudem in diversen Regelungszusammenhängen zum Ausdruck kommt (z. B. § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB, § 1 EEG 2017[185], § 1 Abs. 3 Nr. 4 BNatSchG)[186]. Dass die Nutzung der erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegt, hat schließlich auch der EuGH im Zusammenhang mit dem wasserrechtlichen Ausnahmeregime entschieden[187]. Seine dortige Argumentation ist nicht wasserrechtsspezifisch und daher auf das europäische Artenschutzrecht übertragbar. Vor diesem Hintergrund dürfte im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben in § 45 Abs. 7 S. 1 Nr. 5 BNatSchG zumindest konkretisiert werden können, dass die Nutzung der erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegt.

Im Hinblick auf seine Anwendung ist zwar umstritten, ob der Ausnahmegrund der zwingenden Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses im Rahmen der Vogelschutz-Richtlinie und damit auf die geschützten Vogelarten herangezogen werden kann[188]. Dieser Ausnahmegrund ist nur in der FFH-Richtlinie, nicht aber in der Vogelschutz-Richtlinie genannt, was auch der EuGH bereits festgestellt hat[189]. Nach bislang ganz überwiegender Meinung in Rechtsprechung und Literatur wird dieser Ausnahmegrund zur Vermeidung von Wertungswidersprüchen aber auf die Vogelschutz-Richtlinie übertragen[190]. Eine abschließende Klärung durch den EuGH steht hier indes aus.

---

[183] [So etwa OVG Berlin–Brandenburg, Beschl. v. 20.02.2020 – OVG 11 S 8.20, juris Rn. 39; VGH Kassel, Beschl. v. 06.01.2020 – 9 B 1876/18, juris Rn. 28 f.; VGH München, Urt. v. 29.03.2016 – 22 B 14.1876, juris Rn. 846 ff., insbes. Rn. 851; Sailer 2020a S. 206, 208 m. w. N. ; Ruß 2016 S. 591, 592 f.; Müller-Mitschke 2015 S. 741, 745 f.; Grothe & Frey 2016 S. 316, 321; Gellermann 2016 S. 13, 17; Agatz 2019 S. 205 f.; offenlassend VGH München, Urt. v. 29.03.2016 – 22 B 14.1876, juris Rn. 67; a. A. VG Cottbus, Urt. v. 07.03.2013 – 4 K 6/10, juris Rn. 85 ; VG Halle (Saale), Urt. v. 25.10.2016 – 2 A 4/15 HAL, juris Rn. 99; VG Gießen, Urt. v. 03.09.2019 – 3 K 250/16.GI, juris Rn. 95]

[184] [Vgl. nur BReg, BT-Drs. 18/11939 S. 17]

[185] [VG Osnabrück, Beschl. v. 20.06.2016 – 2 B 2/16, juris Rn. 134; Grothe & Frey 2016 S. 316, 322; Gellermann 2016 S. 13, 17; Müller-Mitschke 2015 S. 741, 745 f.; Wulfert 2016 S. 101 f.]

[186] [Müller-Mitschke 2015 S. 741, 745; Sailer 2020a; Wulfert 2016 S. 101 f.]

[187] [EuGH, Urt. v. 04.05.2016 – C–346/14 (Schwarze Sulm) Rn. 67 ff., insbes. Rn. 72 f zur Stromversorgungssicherheit zudem EuGH, Urt. v. 29.07.2019 – C–411/17 Rn. 155 ff.; zum Habitatschutz EuGH, Urt. v. 25.07.2018 – C–164/17 Rn. 55 ff.; Kokott, Schlussanträge vom 03.09.2015 – C–141/14 Rn. 130 ff.]

[188] [Zum Ganzen etwa Sailer 2020a S. 206, 209 f.]

[189] [EuGH, Urt. v. 26.01.2012 – C–192/11 Rn. 36 ff., insbes. Rn. 39, NuR 2013, 718, 720 und 722; hierzu Lau 2013 S. 685, 687 ff.]

[190] [So etwa OVG Berlin-Brandenburg, Beschl. v. 20.02.2020 – OVG 11 S 8.20, juris Rn. 39; VGH München, Urt. v. 19.02.2014 – 8 A 11.40040, juris Rn. 846 ff., insbes. Rn. 851; VGH Kassel, Urt. v. 21.08.2009 – 11 C 318/08.T, juris Rn. 772 f., 777; VG Münster, Urt. v. 12.07.2018 – 10 K 4940/16, juris Rn. 68 ff.; VG Neustadt (Weinstraße), Beschl. v. 09.02.2017 – 3 L 121/17.NW, juris Rn. 65 ff.; im Ergebnis auch OVG Magdeburg, Urt. v. 23.08.2017 – 2 K 66/16, juris Rn. 193; offenlassend BVerwG, Urt. v. 12.03.2008 – 9 A 3/06, juris Rn. 278 f.; OVG Lüneburg, Urt. v. 12.10.2018 – 12 LB 118/16, juris Rn. 232; OVG Koblenz, Urt. v. 06.11.2019 – 8 C 10240/18, juris Rn. 278 f.; aus der Literatur statt vieler Dolde 2008 S. 121, 125; Müller-Mitschke 2015 S. 741, 744 f.; Gellermann 2016 S. 13, 17, 2020 S. 178, 181; Bick & Wulfert 2020 S. 250 m. w. N.; a. A. etwa Lau 2013 S. 685, 688; Möckel 2014 S. 381, 389; VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, juris Rn. 105 ff.; vgl. zudem OVG Münster, Urt. v. 29.03.2017 – 11 D 70/09.AK, juris Rn. 946 ff., 961 f.]

In diesem Zusammenhang ist zum einen auf den zwischenzeitlich in Kraft getretenen § 2 EEG hinzuweisen: „Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, sollen die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden."[191] Ebenso kann auf den neuen § 45b Abs. 8 Nr. 1 BNatSchG verwiesen werden: „der Betrieb von Windenergieanlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient". Darüber hinaus forderte die Europäische Kommission die Mitgliedstaaten in einer Mitteilung 2022 dazu auf, „dafür zu sorgen, dass die Planung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ihr Anschluss an das Netz und das entsprechende Netz selbst als im überwiegenden Interesse und im Interesse der öffentlichen Sicherheit liegend angesehen werden (...)".[192] Hierzu kann zwischenzeitlich auf Art. 3 der sog. EU-Notfall-Verordnung 2022/2577 vom 22. Dezember 2022 verwiesen werden: „Für die Zwecke des Artikels 6 Absatz 4 und des Artikels 16 Absatz 1 Buchstabe c der Richtlinie 92/43/EWG des Rates, des Artikels 4 Absatz 7 der Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und des Artikels 9 Absatz 1 Buchstabe a der Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates wird bei der Abwägung rechtlicher Interessen im Einzelfall angenommen, dass die Planung, der Bau und der Betrieb von Anlagen und Einrichtungen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie ihr Netzanschluss, das betreffende Netz selbst und die Speicheranlagen im überwiegenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen. (...)"

Energieversorgungssicherheit als Teil der öffentlichen Sicherheit

Im Rahmen des § 45 Abs. 7 S. 1 Nr. 4 Var. 2 BNatSchG könnte die Sicherheit der Energieversorgung als Aspekt der öffentlichen Sicherheit konkretisiert werden:

„(...) einschließlich der Verteidigung und des Schutzes der Zivilbevölkerung und der Energieversorgungssicherheit (...)."

Der EuGH hat zum Habitatschutz bereits entschieden, dass unter den Begriff der öffentlichen Sicherheit auch die Energie- bzw. Stromversorgungssicherheit fällt[193]. Für den Artenschutz kann insoweit nichts anderes gelten. Sofern der Gerichtshof darüber hinaus die Abwendung einer tatsächlichen und schwerwiegenden Gefahr einer Unterbrechung der Stromversorgung eines Landes verlangt, bezieht sich dies auf den speziellen Fall der Betroffenheit prioritärer Arten im

[191] [Bundesregierung 2022, S. 7]
[192] [Europäische Kommission 2022, S. 12]
[193] [EuGH, Urt. v. 29.07.2019 – C–411/17 Rn. 158 f.]

Habitatschutz[194]. Auf den übrigen Habitat- und erst recht den Artenschutz kann dies nicht ohne weiteres übertragen werden. Im Artenschutz müssen keine vergleichbar hohen Anforderungen gelten[195].

Im Hinblick auf seine Anwendung auf Erneuerbare-Energien-Anlagen bzw. Windenergieanlagen ist jedoch die genaue Reichweite dieses Ausnahmegrundes umstritten und nicht abschließend geklärt. Teils wird der Begriff – angelehnt an die Rechtsprechung des EuGH zu Art. 36 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) – sehr eng ausgelegt und lediglich die Belange im Zusammenhang mit der Existenzsicherung des Staates, der Bekämpfung von Gewaltanwendung im Inneren oder von außen sowie der Abwehr unmittelbarer oder absehbarer Gefahren für grundlegende gesellschaftliche Interessen darunter gefasst[196]. Zwar mögen aus anderen Regelungszusammenhängen wie dem AEUV bestimmte Hinweise für ein Begriffsverständnis ableitbar sein. Das BVerwG weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass sich hieraus keine unmittelbaren Rückschlüsse auf den Bedeutungsgehalt im Artenschutzrecht ergeben, da sie unterschiedliche Sachbereiche betreffen[197]. Ein solch enges Verständnis käme zudem – anwendungsbezogen – ohnehin primär im Habitatschutz bei der Betroffenheit prioritärer Arten in Betracht[198]. Außerhalb dessen ist es in der Rechtsprechung anerkannt, dass der Begriff weit zu verstehen ist und u. a. auch privat betriebene Einrichtungen erfassen kann, die im öffentlichen Interesse liegen[199]. Daher erfasse dieser Begriff zugleich einen Großteil der Fälle, die im Rahmen der FFH-Richtlinie regelmäßig als zwingende Gründe des öffentlichen Interesses eine Abweichung von Verbotstatbeständen ermöglichen, wie etwa den Bau von Straßen zur Verbesserung der Verkehrssicherheit[200]. Vor diesem Hintergrund scheint auch die Anwendung auf Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien grundsätzlich möglich[201]. Auch die Europäische

---

[194] [EuGH, Urt. v. 29.07.2019 – C–411/17 Rn. 149, 158 f., ZNER 2019, 430 (ZNERL2019-430-1)]

[195] [Vgl. BVerwG, Urt. v. 09.07.2008 – 9 A 14/07, juris Rn. 125; Schütte und Gerbig, in: Schlacke 2017 § 45, Rn. 29 a. E.; Hoppe et al. 2011 Rn. 1172 a. E.]

[196] [VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, juris Rn. 119 ff., ZNER 2020 S. 169, 176 f.; VG Sigmaringen, Urt. v. 02.04.2019 – 3 K 74/17, juris Rn. 18; VG Frankfurt (Oder), Beschl. v. 07.01.2015 – 5 L 289/14, juris Rn. 57; Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 45, Rn. 22; Gellermann 2020 S. 178, 180; Schütte und Gerbig, in: Schlacke 2017 § 45, Rn. 30; ausdrücklich offengelassen VG Neustadt (Weinstraße), Beschl. v. 09.02.2017 – 3 L 121/17.NW, juris Rn. 54]

[197] [BVerwG, Urt. v. 27.01.2000 – 4 C 2/99, juris Rn. 40]

[198] [Vgl. BVerwG, Urt. v. 27.01.2000 – 4 C 2/99, juris Rn. 36 a. E.: „anwendungsbezogen"]

[199] [VGH Kassel, Urt. v. 21.08.2009 – 11 C 318/08.T, juris Rn. 771; OVG Koblenz, Urt. v. 06.11.2019 – 8 C 10240/18, juris Rn. 278, 280; OVG Magdeburg, Urt. v. 23.08.2017 – 2 K 66/16, juris Rn. 192; OVG Münster, Urt. v. 29.03.2017 – 11 D 70/09.AK, juris Rn. 949 ff.; weiter auch Müller-Walter, in: Lorz et al. 2013 § 45, Rn. 27]

[200] [OVG Koblenz, Urt. v. 06.11.2019 – 8 C 10240/18, juris Rn. 278, 280; vgl. auch BVerwG, Urt. v. 09.07.2008 – 9 A 14/07, juris Rn. 124 ff.; VGH München, Urt. v. 28.01.2008 – 8 A 04.40023, juris Rn. 81]

[201] [So auch VG Darmstadt, Beschl. v. 24.08.2018 – 6 L 4907/17.DA, juris Rn. 167 ff., ZNER 2020, 162, 167 f. und nachfolgend VGH Kassel, Beschl. v. 06.01.2020 – 9 B 1876/18, juris Rn. 28 f.; Hess LReg, 3. Änderung des Landesentwicklungsplans Hessen 2000, Beschl. v. 27.03.2017 S. 86; Bick & Wulfert 2020 S. 250, 251; BfN & KNE 2020 S. 5 f.; vgl. auch Agatz 2019 S. 205; a. A. VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, juris Rn. 119 ff., ZNER 2020 S. 169, 176 f.; Gellermann 2020 S. 178, 180]

Kommission nennt für Windparks den Ausnahmegrund der öffentlichen Sicherheit[202]. Zudem betont die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001, dass die Nutzung der erneuerbaren Energien als tragende Säule zur Versorgungssicherheit beiträgt[203]. Schließlich hat auch der EuGH in seiner Entscheidung „Schwarze Sulm" am Fall einer Wasserkraftanlage entschieden, dass die Nutzung erneuerbarer Energien auch und gerade „zur Sicherheit und Diversifizierung der Energieversorgung" beiträgt[204]. Es erscheint daher möglich, auch die Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung durch erneuerbare Energien als Teilbereich der öffentlichen Sicherheit einzuordnen[205]. Auch an dieser Stelle kann auf § 1 EEG verwiesen werden[206]. Gerade die Windenergie an Land soll als kostengünstige Technologie einen bedeutenden Beitrag zur deutschen Stromerzeugung leisten[207] und die wichtigste Stromerzeugungstechnologie in Deutschland und Europa werden[208]. Die genauen Anforderungen an die Begründung dieses Ausnahmegrundes bei Windenergieanlagen sind freilich noch offen[209]. Dass jede Erneuerbare-Energien-Anlage für sich genommen nur einen kleinen Beitrag zur Energieversorgung leisten mag, dürfte dem jedenfalls nicht per se entgegenstehen[210]. Dies ist vielmehr ein immanentes Charakteristikum der künftigen dezentralen Energieversorgung auf der Grundlage erneuerbarer Energien[211].

Den Ausnahmegrund der öffentlichen Sicherheit benennen zudem sowohl die FFH- wie auch die Vogelschutz-Richtlinie. Seine Anwendung auch auf geschützte Vogelarten ist daher möglich.

Auch an dieser Stelle kann auf die zwischenzeitlich erfolgten Regelungen zur öffentlichen Sicherheit im EEG, BNatSchG und der EU-Notfall-Verordnung 2022/2577 verwiesen werden (siehe oben).

---

[202] [EU-Kommission 2012 S. 20]
[203] [Erwägungsgründe 3 und 65 EE-Richtlinie (EU) 2018]
[204] [EuGH, Urt. v. 04.05.2016 – C–346/14 (Schwarze Sulm) Rn. 72 f.; vgl. auch OVG Lüneburg, Urt. v. 12.10.2018 – 12 LB 118/16, juris Rn. 232, das auch auf die Versorgungssicherheit mit erneuerbaren Energien abstellt]
[205] [So auch VG Darmstadt, Beschl. v. 24.08.2018 – 6 L 4907/17.DA, juris Rn. 169 ; und nachfolgend VGH Kassel, Beschl. v. 06.01.2020 – 9 B 1876/18, juris Rn. 12; Hess LReg, 3. Änderung des Landesentwicklungsplans Hessen 2000, Beschl. v. 27.03.2017 S. 86; vgl. auch Agatz 2019 S. 205; a. A. VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, juris Rn. 119 ff.]
[206] [VG Darmstadt, Beschl. v. 24.08.2018 – 6 L 4907/17.DA, juris Rn. 169, ZNER 2020, S. 162, 168]
[207] [Vgl. zu den Ausbaukorridoren im EEG BT-Drs. 18/1304 S. 89 f. und 111 f.]
[208] [Pfluger et al. 2017 S. 11]
[209] [Siehe die Begründungsansätze bei Bick & Wulfert 2020 S. 250, 251; zudem BfN & KNE 2020 S. 5 ff.]
[210] [Hieran scheint der EuGH zumindest beim wasserrechtlichen Ausnahmeregime keine hohen Anforderungen zu stellen, EuGH, Urt. v. 04.05.2016 – C–346/14, juris Rn. 79 f., in Rn. 33 mit der noch gegenteiligen Auffassung der EU-Kommission, wonach die Anlage „für die regionale und nationale Energieversorgung nur unerheblich" sei; hierzu auch OVG Koblenz, Urt. v. 08.11.2017 – 1 A 11653/16, juris Rn. 132; Elgeti & Hilkenbach 2017 S. 58, 65]
[211] [Agatz 2019 S. 205]

Klimaschutz als Teil des Umweltschutzes

Um Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien im Interesse des Klimaschutzes zu stärken, könnte der Umweltbegriff in § 45 Abs. 7 S. 1 Nr. 4 Var. 3 BNatSchG derart konkretisiert werden, dass das Klima als Umweltmedium ausdrücklich in den Gesetzeswortlaut aufgenommen wird:

„(…) günstigen Auswirkungen auf die Umwelt, einschließlich des Klimas (…)."

Auch wenn der Schutz des Klimas in den beiden Artenschutz-Richtlinien nicht erwähnt wird, wird doch allgemein von einem weiten Umweltbegriff ausgegangen, der sämtliche Umweltmedien wie Boden, Wasser, Luft und auch das Klima erfasst[212]. Nach Art. 191 Abs. 1 AEUV trägt die Umweltpolitik der Union insbesondere auch zur Bekämpfung des Klimawandels bei. Dies gilt auch für das Artenschutzrecht[213].

Im Hinblick auf seine Anwendung scheint der Ausnahmegrund auch bei der Nutzung erneuerbarer Energien wegen des damit verfolgten Umwelt- und Klimaschutzes in Betracht zu kommen (vgl. § 1 Abs. 1 EEG, § 1 Abs. 3 Nr. 4 Hs. 3 BNatSchG)[214]. Allerdings wird dieser Ausnahmegrund nach deutschem Verständnis sehr eng verstanden und gefordert, dass die mit der jeweiligen Maßnahme einhergehenden Umweltverbesserungen unmittelbar und kausal nachweisbar sein müssen[215]. Hintergrund dieser Interpretation ist die Leybucht-Entscheidung des EuGH von 1991, in der der Gerichtshof auf „gleichzeitig konkrete positive Auswirkungen" für die Umwelt abstellte[216]. Der Ausnahmegrund wurde als Reaktion auf dieses Urteil sodann in die FFH-Richtlinie aufgenommen[217]. Da bei Windenergieanlagen nur von mittelbaren, kausal nicht nachweisbaren positiven Auswirkungen auf die Umwelt bzw. das Klima ausgegangen wird, wird dieser Ausnahmegrund hier allgemein abgelehnt[218].

Ein solch enges Verständnis erscheint jedoch nicht zwingend. So erwähnt die Europäische Kommission im Zusammenhang mit Windparks diesen Ausnahmegrund und scheint einem

---

[212] [Kotzur, in: Geiger et al. 2017 Art. 191, Rn. 6; Calliess in: Calliess & Ruffert 2016 Art. 191 AEUV, Rn. 9, 13]
[213] [Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 45, Rn. 23; Schumacher und Schumacher, in: Schumacher & Fischer-Hüftle 2011 § 34, Rn. 99]
[214] [VG Saarlouis, Urt. v. 19.09.2007 – 5 K 58/06, juris Rn. 98; Ruß 2016 S. 591 f.; Faßbender und Gläß, in: Böttcher & Faßbender 2014 § 9, Rn. 114]
[215] [Vgl. statt vieler Gatz 2019 Rn. 297, 263; Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 45, Rn. 23; Gellermann 2020 S. 178, 180; jüngst auch VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, juris Rn. 117; VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, ZNER 2020 S. 169, 176]
[216] [EuGH, Urt. v. 28.02.1991 – C–57/89 Rn. 25 f. = NVwZ 1991, 559; und hierzu Kokott, Schlussanträge vom 30.11.2006, C–342/05, Rn. 53; BVerwG, Urt. v. 17.01.2007 – 9 A 20/05, juris Rn. 124 a. E.; Gellermann, in: Landmann & Rohmer 2011 § 45 BNatSchG, Rn. 23, § 34 BNatSchG, Rn. 46]
[217] [Vgl. hierzu EU-Kommission 2018 S. 84 f.]
[218] [Siehe etwa Gatz 2019 Rn. 297, 263; Gellermann, in: Landmann & Rohmer 2011 § 45 BNatSchG, Rn. 23, § 34 BNatSchG, Rn. 46; zudem VG Halle (Saale), Urt. v. 23.11.2010 – 4 A 34/10, juris Rn. 72; VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, juris Rn. 117,ZNER 2020 S. 169, 176]

solchen Begriffsverständnis hier nicht zu folgen[219]. Auch der EuGH erwähnt jedenfalls in der Acheloos-Entscheidung keine solch hohen Anforderungen[220]. Insofern ist – soweit ersichtlich – bislang ungeklärt, ob und in welchem Umfang der EuGH die einzelfallbezogenen Anforderungen des Leybucht-Falls tatsächlich auf diesen Ausnahmegrund übertragen würde. Auch das BVerwG hat dies ausdrücklich offengelassen[221]. Darüber hinaus wäre zu berücksichtigen, dass die Leybucht-Entscheidung zum Habitatschutz und gerade nicht zum Artenschutz erging. Daher ist zusätzlich fraglich, in welchem Umfang diese Entscheidung auf den Artenschutz übertragbar ist. In der Rechtsprechung des BVerwG ist zwar anerkannt, dass hier zumindest keine strengeren Anforderungen gelten als im Habitatschutz[222]. Häufig wird daher von einem inhaltlichen Gleichlauf zwischen den Anforderungen beider Schutzregime ausgegangen[223]. Der wesentliche Unterschied zwischen beiden besteht jedoch darin, dass der Artenschutz allgemein und nicht nur in ausgewiesenen Schutzgebieten gilt. Es spricht daher vieles dafür, dass hier ohnehin weniger strenge Anforderungen an eine Ausnahme zu stellen sind als im Bereich des strengen Systems des Habitatschutzes. Insoweit hat auch das BVerwG festgestellt, dass die Anforderungen an eine Ausnahmeerteilung im Artenschutz weniger streng sind als im Habitatschutz[224]. Dies gilt umso mehr, als der Ausnahmegrund der maßgeblichen günstigen Auswirkungen auf die Umwelt selbst im Habitatschutz nur dann zur Anwendung kommt, wenn von dem Projekt im jeweiligen Schutzgebiet vorkommende prioritäre natürliche Lebensraumtypen oder prioritäre Arten betroffen werden können (§ 34 Abs. 4 S. 1 BNatSchG). Ist dies nicht der Fall, können auch weitreichendere Allgemeinbelange des Umweltschutzes für eine Ausnahmeerteilung ausreichen[225]. Dies muss erst recht für den Artenschutz gelten. Die strengen Anforderungen zum Habitatschutz zugunsten prioritärer Lebensraumtypen und Arten gelten nur dort[226].

Im Hinblick auf die Nutzung erneuerbarer Energien betont der EuGH in der Entscheidung „Schwarze Sulm" jedenfalls ausdrücklich deren Beitrag zum Umweltschutz, zur nachhaltigen Entwicklung und zur Erreichung der Zielvorgaben des Kyoto-Protokolls[227]. Ebenso ist nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 der Ausbau der erneuerbaren Energien von übergeordneter Bedeutung für die Energie- und Umweltpolitik der Union und ihre verstärkte Nutzung eine tragende Säule, um Vorteile für Umwelt, Gesellschaft und Gesundheit zu

---

[219] [EU-Kommission 2012 S. 20]
[220] [EuGH, Urt. v. 11.09.2012 – C–43/10 Rn. 125, 128]
[221] [BVerwG, Urt. v. 11.08.2016 – 7 A 1/15, juris Rn. 124; BVerwG, Urt. v. 17.01.2007 – 9 A 20/05, juris Rn. 124]
[222] [BVerwG, Urt. v. 12.03.2008 – 9 A 3/06, juris Rn. 239]
[223] [OVG Koblenz, Urt. v. 08.11.2007 – 8 C 11523/06, juris Rn. 188; Schütte und Gerbig, in: Schlacke 2017 § 45, Rn. 29]
[224] [Vgl. BVerwG, Urt. v. 09.07.2008 – 9 A 14/07, juris Rn. 125; Schütte und Gerbig, in: Schlacke 2017 § 45, Rn. 29 a. E.]
[225] [BVerwG, Urt. v. 11.08.2016 – 7 A 1/15, juris Rn. 124; BVerwG, Urt. v. 12.03.2008 – 9 A 3/06, juris Rn. 160; vgl. auch EuGH, Urt. v. 29.07.2019 – C–411/17 Rn. 159, ZNER 2019, 430 (ZERL2019-430-1)]
[226] [BVerwG, Urt. v. 11.08.2016 – 7 A 1/15, juris Rn. 124; BVerwG, Urt. v. 27.01.2000 – 4 C 2/99, juris Rn. 36]
[227] [EuGH, Urt. v. 04.05.2016 – C–346/14 (Schwarze Sulm) Rn. 72 f.]

erzielen[228]. Mangels Erwähnung des Umweltschutzes innerhalb der Ausnahmegründe der Vogelschutz-Richtlinie, stellt sich aber zumindest die Frage der Anwendung auf geschützte Vogelarten[229].

6.8.4. Übernahme von EuGH-Rechtsprechung zum Erhaltungszustand

Gemäß § 45 Abs. 7 S. 2 BNatSchG darf sich der Erhaltungszustand der Populationen einer Art durch die Ausnahmeerteilung nicht verschlechtern[230]. Dabei ist zunächst unerheblich, in welchem Erhaltungszustand sich die Populationen als solche befinden. Eine Ausnahme kann grundsätzlich auch bei einem ungünstigen Erhaltungszustand zugelassen werden, solange sich dieser nicht nachteilig verändert (Verschlechterungsverbot)[231]. Dies gilt uneingeschränkt für die nach der Vogelschutz-Richtlinie geschützten Vogelarten[232]. Lediglich bei Arten nach Anhang IV der FFH-RL dürfen nach § 45 Abs. 7 S. 2 a. E. BNatSchG[233] Ausnahmen grundsätzlich nur bei Populationen mit günstigem Erhaltungszustand zugelassen werden[234]. Bei Fehlen gesicherter Erkenntnisse wird im Zweifel von einem ungünstigen Erhaltungszustand ausgegangen[235]. Aber selbst bei den FFH-Arten sind nach der Rechtsprechung des EuGH auch bei einem ungünstigen Erhaltungszustand Ausnahmen zulässig, wenn sachgemäß nachgewiesen ist, dass sich dieser Zustand der Populationen der betroffenen Art nicht weiter verschlechtert und die Wiederherstellung ihres günstigen Erhaltungszustands nicht behindert wird[236]. Es könne nämlich nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Tötung einer begrenzten Zahl von Individuen auf das in Art. 16 Abs. 1 der FFH-Richtlinie genannte Ziel der Bewahrung eines günstigen Erhaltungszustands der Population innerhalb ihres natürlichen Verbreitungsgebiets nicht auswirkt und die Ausnahme damit für die betreffende Art neutral ist[237]. Darüber hinaus müssten für eine solche Ausnahmeerteilung auch keine „außergewöhnlichen Umstände" vorliegen[238]. In der Behördenpraxis wird aber dennoch – selbst bei Vogelarten, wo es beim

---

[228] [Vgl. Erwägungsgründe 2, 3, 44, und 45 der EE-Richtlinie (EU) 2018]
[229] [Dagegen VG Gießen, Urt. v. 22.01.2020 – 1 K 6019/18.GI, juris Rn. 117]
[230] [Die Anforderung geht auf Art. 16 Abs. 1 der FFH-Richtlinie und Art. 13 der Vogelschutz-Richtlinie zurück, vgl. Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 45, Rn. 36; LANA 2006 S. 7; speziell zu Art. 13 der Vogelschutz–Richtlinie BVerwG, Urt. v. 16.03.2006 – 4 A 1075/04, juris Rn. 570; VGH Kassel, Urt. v. 21.08.2009 – 11 C 318/08.T, juris Rn. 775; Lau 2018 S. 729, 733]
[231] [Gellermann, in: Landmann & Rohmer 2011 § 45 BNatSchG, Rn. 26 f.]
[232] [Lau 2018 S. 729, 733]
[233] [§ 45 Abs. 7 S. 2 a. E. BNatSchG: „soweit nicht Artikel 16 Absatz 1 der Richtlinie 92/43/EWG weiter gehende Anforderungen enthält" und hierzu Lütkes, in: Lütkes & Ewer 2018 § 45, Rn. 62: „Angstklausel"]
[234] [EuGH, Urt. v. 10.10.2019 – C–674/17 Rn. 55; EuGH, Urt. v. 10.05.2007 – C–508/04 Rn. 114 f.]
[235] [BVerwG, Urt. v. 14.04.2010 – 9 A 5/08, juris Rn. 140; Lau 2011 S. 461, 466]
[236] [EuGH, Urt. v. 10.10.2019 – C–674/17 Rn. 68; EuGH, Urt. v. 14.06.2007 – C–342/05 Rn. 29; BVerwG, Urt. v. 28.03.2013 – 9 A 22/11, juris Rn. 135; BVerwG, Urt. v. 14.04.2010 – 9 A 5/08, juris Rn. 141 f.; Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 45, Rn. 36; Lau 2011 S. 461, 466; Gellermann, in: Landmann & Rohmer 2011 § 45 BNatSchG, Rn. 27 f.]
[237] [EuGH, Urt. v. 10.10.2019 – C–674/17 Rn. 68]
[238] [BVerwG, Beschl. v. 17.04.2010 – 9 B 5/10, juris Rn. 8; unter Bezugnahme auf EuGH, Urt. v. 14.06.2007 – C–342/05; BVerwG, Urt. v. 28.03.2013 – 9 A 22/11, juris Rn. 135]

bloßen Verschlechterungsverbot bleibt[239] – zuweilen gefordert, im Falle eines ungünstigen Erhaltungszustands keine Ausnahmen zu erteilen. Die Rechtsprechung des EuGH könnte daher zur Klarstellung für Arten nach Anhang IV der FFH-RL im Gesetz verankert werden.

6.8.5. Einschränkung des Ermessens

Nach § 45 Abs. 7 S. 1 BNatSchG „können" die zuständigen Behörden von den artenschutzrechtlichen Verboten Ausnahmen zulassen. Die Erteilung der Ausnahme steht daher im Ermessen der Behörde. Allerdings wird aufgrund der detaillierten und engen Ausnahmevoraussetzungen vielfach von einem sog. intendierten Ermessen ausgegangen[240], wonach bei Vorliegen der Voraussetzungen die Ausnahme regelmäßig zu erteilen ist und nur in besonderen atypischen Fallkonstellationen eine Versagung in Betracht kommt[241]. Die Gerichte beschränken sich daher bei ihrer Überprüfung auf die Frage, ob eine solche besondere atypische Fallkonstellation vorliegt[242]. Der Gesetzgeber könnte dies im Wortlaut nachzeichnen und statt einem „können" ein „sollen" regeln[243].

Die europäischen Vorgaben der beiden Artenschutz-Richtlinien stünden dem nicht entgegen, da sich diese allein auf die Tatbestandsseite beziehen. Die Rechtsfolgenseite und damit auch die Frage eines Ermessens bei der Ausnahmeerteilung ist dort nicht Regelungsgegenstand, so dass die Mitgliedstaaten und damit auch der deutsche Gesetzgeber diesbezüglich einen Spielraum hätte.

---

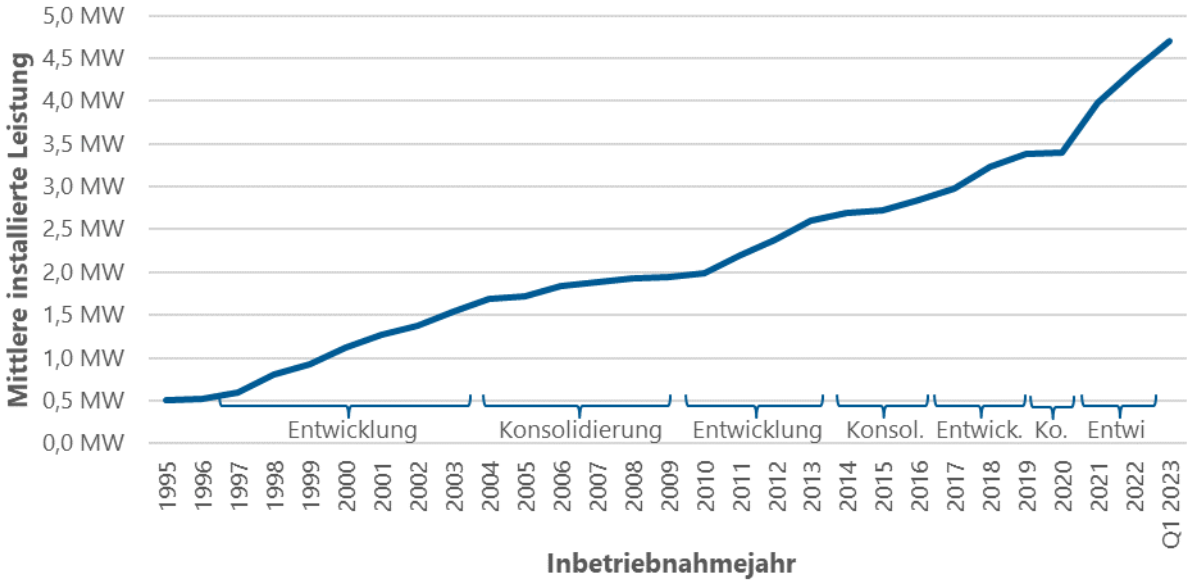
[239] [Lau 2018 S. 729, 733]
[240] [So etwa OVG Koblenz, Urt. v. 06.11.2019 – 8 C 10240/18, juris Rn. 280; VGH Mannheim, Urt. v. 13.09.2013 – 3 S 284/11, juris Rn. 394; Lau, in: Frenz & Müggenborg 2020 § 45, Rn. 16; Grothe & Frey 2016 S. 316, 322 f.; a. A. etwa Gellermann, in: Landmann & Rohmer 2011 § 45 BNatSchG, Rn. 19]
[241] [VGH Mannheim, Urt. v. 13.09.2013 – 3 S 284/11, juris Rn. 394; Grothe & Frey 2016 S. 316, 323; Lau, in: Frenz & Müggenborg 2016 § 45, Rn. 13]
[242] [Vgl. VGH Mannheim, Urt. v. 13.09.2013 – 3 S 284/11, juris Rn. 394]
[243] [Zur Vergleichbarkeit einer Soll-Vorschrift mit dem intendierten Ermessen etwa Schenke, in: Kopp & Schenke 2019 § 114, Rn. 21, 21b]

7. Weitere Aspekte

In diesem Teilabschnitt des Berichtes werden ergänzende Themenbereiche mit Bezug zur Windenergie an Land betrachtet, die sich nicht direkt in die übrigen großen Kapitel einordnen lassen. Die einzelnen Themenbereiche stehen nicht in direktem Zusammenhang miteinander, können aber jeweils teils erheblichen Einfluss auf die übrigen betrachteten Felder haben. So beeinflussen beispielsweise Technologietrends den künftigen Zubau, Flächenverfügbarkeit hat direkten Einfluss auf den möglichen Zubau sowie die Zielerreichung und Abstandsregelung können wiederum zum Beispiel die Flächenverfügbarkeit beeinflussen.

7.1. Technologietrends

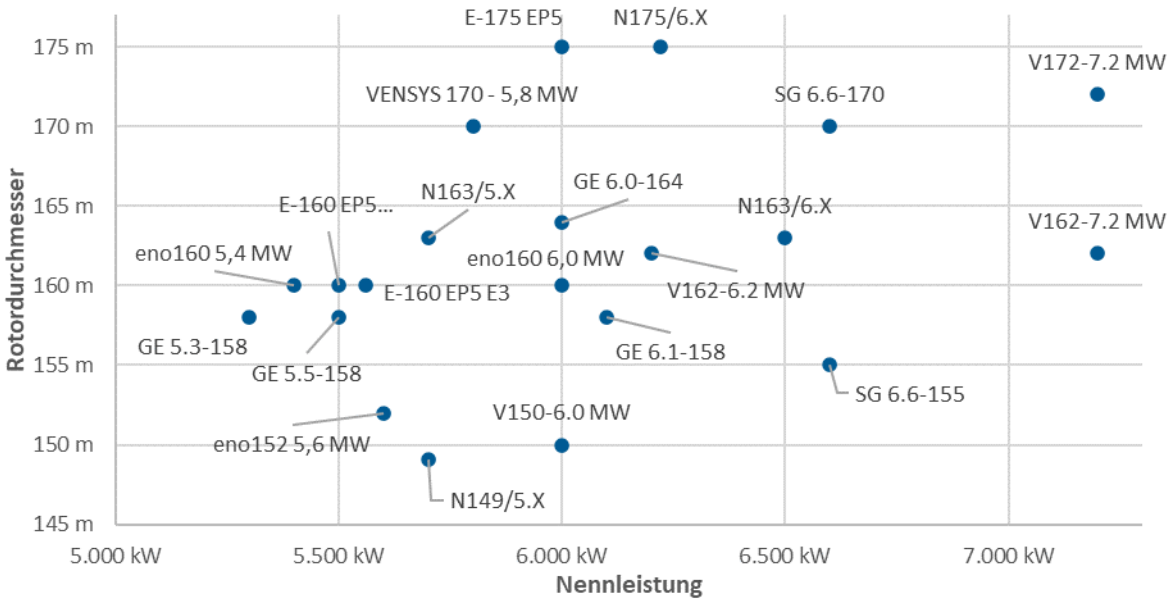
Die Technologie der Windenergie an Land hat sich, wie bereits in Abschnitt 2.2 gezeigt, seit dem Beginn des Ausbaus in Deutschland erheblich weiterentwickelt Neben stetigen, nicht sichtbaren technischen Fortschritten ist die Steigerung der Anlagengröße, insbesondere der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers sichtbar. Einher damit geht die Steigerung der Nennleistung, die in den Zubau-Statistiken der offensichtlichste Gradmesser für die Weiterentwicklung ist. Seit den Neunzigern wurden immer wieder Phasen der Entwicklung sowie Phasen der Konsolidierung der in Deutschland installierten durchschnittlichen Nennleistung der Anlagen beobachtet. Vor einer Phase der Entwicklung, die sich im Zubau niederschlägt, waren Anlagenhersteller aktiv und haben neue Anlagentypen mit gesteigerter Leistung auf den Markt gebracht. Die Zeiträume der Entwicklung und Konsolidierung in der Installation sind seit den Neunzigern immer kürzer geworden. Im Berichtszeitraum ist in den Jahren minimalen Zubaus (2019 und 2020) kaum eine Weiterentwicklung der installierten Nennleistung zu beobachten. Seit 2021 steigt die durchschnittliche installierte Leistung der Anlagen jedoch stark an. Der Übergang von der 3 bis 4 MW-Klasse zu Anlagen von 4 bis 5 MW und 5 bis 6 MW läuft fließend. In Abbildung 92 wird die Entwicklung der mittleren Nennleistung der jährlich installierten Anlagen sowie die Phasen der Entwicklung und Konsolidierung einer üblichen Leistungsklasse dargestellt.



Datengrundlage: [MaStR 2023]. Quelle: Eigene Darstellung.
Meldestand: 02.05.2023, Mindestleistung: > 100 kW

Abbildung 92: Mittlere Nennleistung im Zeitverlauf und Entwicklungs- und Konsolidierungsphasen

Erwartungsgemäß müsste auf die Phase der Entwicklung erneut eine Konsolidierungsperiode folgen. Allerdings bringen Anlagenhersteller bereits heute vermehrt Anlagen-Typen mit 6 MW oder sogar über 7 MW Leistung auf den Markt. Einige der neuen Typen werden bereits in neu erteilten Genehmigungen als ausgewählte Anlagentechnologie angegeben. Andere, später angekündigte Typen wurden aktuell noch nicht genehmigt, werden aber von Projektentwicklern in der Projektplanung berücksichtigt. In Abbildung 93 sind die jeweilige Nennleistung und der Rotordurchmesser der aktuell am Markt verfügbaren oder angekündigten Windenergieanlagen ab 5 MW Nennleistung für den Betrieb an Land in Deutschland dargestellt. Alle auf dem deutschen Markt relevanten Hersteller bieten entsprechende Anlagenkonfigurationen an. Mit einer Nennleistung von 7,2 MW stellt Vestas die leistungsstärksten Typen, während Enercon und Nordex mit einem Rotordurchmesser von jeweils 175 m die Onshore-Anlagen mit der größten überstrichenen Rotorfläche auf den Markt gebracht haben.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung. Erfassungsstand: Juni 2023, Mindestleistung: > 15MW

Abbildung 93: Nennleistung und Rotordurchmesser der aktuell am Markt verfügbaren oder angekündigten Windenergieanlagen ab 5 MW

Wie in Abschnitt 5.2.3 gezeigt, bringt die Steigerung der Anlagenkonfiguration Vorteile mit sich. Die Skaleneffekte der größeren Generatoren wirken sich positiv auf die Anlagenpreise aus und zunehmende Rotordurchmesser und Nabenhöhen erhöhen den Energieertrag der Anlagen. Im Bereich der Genehmigungsverfahren, die teilweise langwierig sind, kommt entsprechend immer wieder die Forderung auf, Genehmigungen typenoffen zu gestalten, um kurzfristiger Planungen anzupassen und neu auf den Markt kommende, besser geeignete Typen nutzen zu können, wenn diese keine nachteiligen Eigenschaften im Sinne des BImSchG aufweisen. Besonders relevant gestaltet sich dies, wenn der ursprünglich geplante Anlagentyp im Verlauf des Genehmigungsverfahrens vom Markt genommen wird oder, wie im Fall Senvion geschehen, ein Hersteller insolvent geht und keinen seiner Anlagentypen mehr liefern kann.

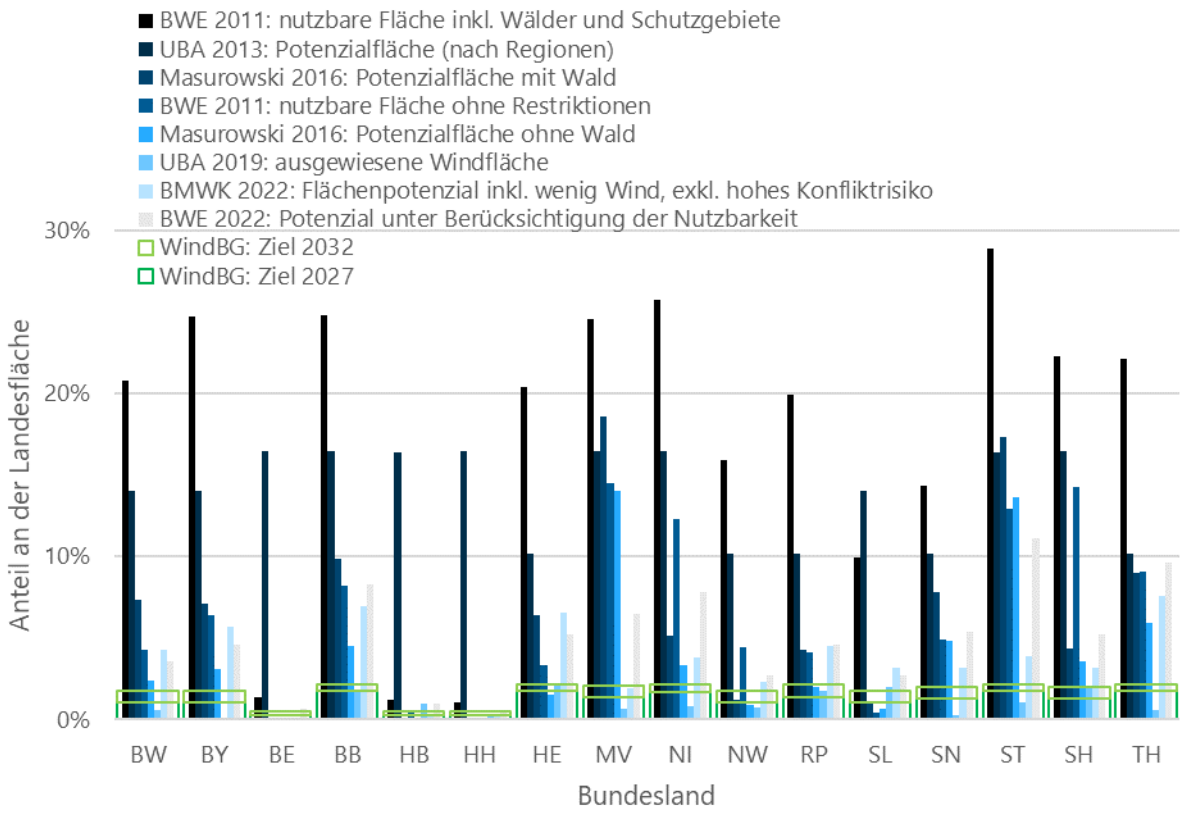
Die Kehrseite der Konfigurationssteigerung ist, dass kleinere Anlagentypen zunehmend vom Markt verschwinden. Die neuen großen Anlagen sind für Standorte geeignet, an denen ausreichend Fläche vorhanden ist und keine Höhenrestriktionen herrschen. Standorte, die diese Eigenschaften nicht aufweisen und Windenergieausbau nur in gewissen Grenzen zulassen, können zunehmend in Schwierigkeiten geraten, passende Anlagentypen zu finden. Somit ist nicht nur die Wirtschaftlichkeit problematisch für kleinere Anlagen, sondern bereits die eingeschränkte Verfügbarkeit von geeigneten Typen kann den Zubau auf restriktions-belasteten Flächen, zum Beispiel innerhalb von Gewerbegebieten, erschweren.

7.2. Flächenziel und -potential

Da der Potenzialbegriff kein exakt definierter Begriff ist, gilt es bei der Erfassung und vor allem bei der Gegenüberstellung von ermittelten Potenzialen klar abzugrenzen, was der jeweilige

Potenzialbegriff ausdrücken soll und auf welchen Annahmen dieser basiert. Welche Potenzialdefinition herangezogen werden sollte, hängt vom entsprechenden Fokus einer Analyse ab. Weiterhin differenziert das in verschiedenen Studien ermittelte Potenzial oftmals nicht, ob die Flächen bereits mit Windenergieanlagen bebaut sind oder ob die Flächen noch frei sind. Somit wird häufig nicht zwischen bereits realisiertem und noch freiem Potenzial unterschieden. Darüber hinaus ist zwischen Flächenpotenzial, Leistungspotenzial und Ertragspotenzial zu unterscheiden. Während das Flächenpotenzial anhand der Definition von Tabuzonen und Restriktionen ermittelt werden kann, müssen zur Ermittlung der Leistungs- und Ertragspotenziale weitere entscheidende Annahmen getroffen werden. Für das Leistungspotenzial ist vor allem die Technologieauswahl und der erforderliche Abstand zwischen Anlagen (bzw. die sich daraus ergebende Leistungsdichte) entscheidend. Zur Ermittlung eines Ertragspotenzials sind darüber hinaus z. B. Annahmen zur Windhöffigkeit in Abhängigkeit von den realisierbaren Nabenhöhen, Annahmen zu den Leistungskurven der installierten Technologie und verfügbare oder pauschale Annahmen zu den Volllaststunden erforderlich.

Insgesamt sind die Ergebnisse verschiedener Potenzialanalysen aufgrund der Unterschiede hinsichtlich der gewählten Potenzialdefinition und den zugrunde gelegten Annahmen und Vorgehensweisen daher nur bedingt vergleichbar. In Abbildung 94 werden die Ergebnisse verschiedener Potentialanalysen unter der Berücksichtigung unterschiedlicher Grundannahmen dargestellt. Abhängig vom Analysezeitpunkt, der zugrundeliegenden Datenqualität und vor allem den getroffenen Annahmen zur Definition des Potentials ergeben sich erheblich unterschiedliche für die Windenergie an Land nutzbare Anteile an der Landesfläche. Besonders hoch ist folglich die nutzbare Fläche inklusive Wäldern und Schutzgebieten, die in einer Analyse aus 2011 ermittelt wurde. Besonders niedrig ist die 2019 in einer Studie des UBA ermittelte tatsächlich ausgewiesene Windfläche, die ein zu dem Zeitpunkt kurzfristig hebbares Potenzial darstellt, sofern die Flächen noch nicht bebaut waren.



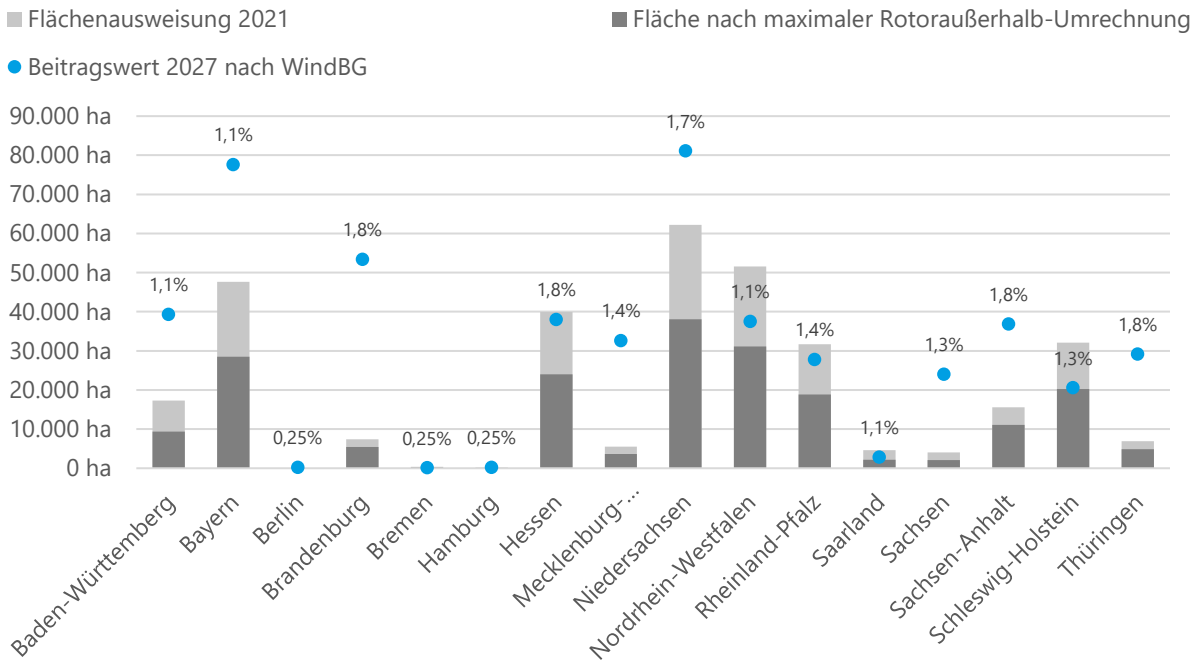
Datengrundlage:[Fraunhofer IEE & Bosch & Partner 2022; Guidehouse et al. 2022; Masurowski 2016; UBA 2019; Umweltbundesamt 2013; WindBG 2022]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 94: Flächenpotential gemäß verschiedener Studien und erforderliche Flächenbeiträge gemäß WindBG

Den unterschiedlichen Potentialannahmen stehen die Ziele für Flächenausweisungen für die Windenergie an Land gegenüber, die 2022 erstmals bundesgesetzlich festgelegt wurden. Mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) wurden fixe Flächenziele definiert, die von jedem Bundesland bis 2032 erreicht werden müssen. Ergänzend sind Zwischenziele für 2027 definiert. Da die Bundesländer nicht selbstständig Flächen ausweisen, wird diese Aufgabe an die regionale oder kommunale Ebene übergeben. Können die Ziele nicht im Rahmen der vorgegebenen Fristen erreicht werden, gilt das Privileg der Windenergie im Außenbereich.

Die verpflichtende Flächenausweisung ist grundsätzlich ein adäquates Mittel zur Erreichung der Ziele in der Zukunft. Auch die regionale Steuerung wird durch Ausweisung von Flächen im Süden des Landes, wo bisher deutlich weniger Windenergie zugebaut wurde, verbessert. Einzig ein Abgleich der Zeitschiene der Flächenziele, die bis 2027 bzw. 2032 zu erfüllen sind, zeigt auf, dass die benötigten Flächen zur Erfüllung der hohen Ausbauziele nicht in Gänze rechtzeitig bereitstehen werden. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die angestrebte Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren nicht erzielt werden kann. Zur Erfüllung der Ziele stehen aktuell deutlich geringere Flächen bereit. Neben den bereits ausgewiesenen, noch nicht bebauten Flächen können seit 2023 auch nicht ausgewiesene Flächen, auf denen alte Bestandsanlagen stehen und repowert werden können, genutzt werden, sofern dem keine dringlichen Gründe entgegenstehen.

Zur Zielerreichung nach dem WindBG müssen ausgewiesene Flächen bestimmte Anforderungen erfüllen, um vollständig im Sinne der Zielerreichung angerechnet zu werden. So ist eine „Rotor-außerhalb"-Bebauung der Flächen zuzulassen und die Fläche muss frei von Bauhöhenbeschränkungen sein. Die Auswertung des Bund-Länder-Kooperationsausschusses, die in Abbildung 95 dargestellt sind, zeigen die aktuell rechtskräftig ausgewiesenen Windflächen mit und ohne Umrechnung hinsichtlich der Rotor-außerhalb-Regelung im Verhältnis zu den Zielen der Flächenbeitragswerte für 2027. Selbst unter der Annahme, dass alle Flächen nach dem Rotor-außerhalb-Prinzip geplant sind, erreichen nur wenige Länder schon heute die Ziele für 2027. Davon ausgehend, dass zumindest ein Anteil der Flächen nach dem Rotor-innerhalb-Prinzip geplant wurde und eine entsprechende Umrechnung der Flächen erforderlich ist, sinkt die auf die Ziele anzurechnende Fläche teils erheblich. Viele Bundesländer müssen somit noch erhebliche Flächen ausweisen, um die Anteile an der Landesfläche zu erreichen, die für die Erfüllung der Ausbauziele erforderlich sind.



Quelle: [UBA in Bund-Länder-Kooperationsausschuss 2022].
Annahme: alle Flächen sind Rotor-innerhalb und werden entsprechend umgerechnet. Für Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen ist der obere Wert der Spanne dargestellt.

Abbildung 95: Rechtswirksam ausgewiesene Flächen mit und ohne maximaler Umrechnung nach Rotor-außerhalb im Verhältnis zum Flächenziel 2027

7.3. Bebauungsdichte

Im Folgenden wird das Thema der Bebauungsdichte von Windenergieanlagen aus planungs- und genehmigungsrechtlicher Sicht kurz betrachtet. Hintergrund ist, dass aufgrund verschiedener Umstände, die zu einer Flächenknappheit für Windenergieanlagen führen, die vorhandenen Flächen immer besser ausgenutzt werden und in der Folge Anlagen in immer

geringeren Abständen zueinander errichtet werden sollen.[244] Überblicksartig in den Blick genommen wurden die aktuelle sowie die künftig mögliche Bebauungsdichte von Windparks.

Für die hierdurch aufgeworfenen rechtlichen Fragestellungen ist grundlegend zwischen einer Mehrzahl an Anlagen zu unterscheiden, die einen identischen Betreiber haben und solchen mit unterschiedlichen Betreibern. Während bei ersteren der Erhöhung der Bebauungsdichte allein solche Normen entgegenstehen können, die den Schutz öffentlicher Interessen bezwecken und von den Behörden von Amts wegen zu vollziehen sind, können in den Fällen verschiedener Betreiber diese ggf. subjektiv-rechtliche Abwehransprüche geltend machen, um ein Heranrücken einer neuen Windenergieanlage und damit einhergehende Beeinträchtigungen zu unterbinden. Ein weiterer grundlegender Unterschied besteht insoweit zwischen Windenergieanlagen im planerischen Außenbereich (planungsrechtliche Zulassung nach § 35 BauGB) einerseits und solchen im beplanten Innenbereich (planungsrechtliche Zulassung nach § 30 BauGB). Während bei Außenbereichsvorhaben das Nachbarschaftsverhältnis zwischen verschiedenen Windenergieanlagen im Genehmigungsverfahren in den Blick genommen wird, ist dieses bei Vorhaben im beplanten Innenbereich bereits im Rahmen der Aufstellung des Bebauungsplans zu adressieren und ggf. abweichend von den im Außenbereich anwendbaren Regelungen auszugestalten.[245]

7.3.1. Planungsrechtliche Vorgaben für Abstände zwischen Windenergieanlagen

Die planungsrechtliche räumliche Steuerung von Windenergievorhaben findet im derzeitigen Rechtsrahmen auf den verschiedenen Ebenen der raumordnerischen und bauleitplanerischen Gesamtplanungen statt. Entsprechend können sich auf den verschiedenen Ebenen auch Vorgaben für Abstände zwischen Windenergieanlagen finden. Teils beziehen diese sich jedoch nicht auf Abstände zwischen Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks, sondern auf Abstände zwischen den Windparks selbst. Neben Vorgaben zu solchen Mindestabständen finden sich zudem auch Vorgaben für maximale Abstände zwischen einzelnen Windenergieanlagen sowie die hier im Vordergrund stehenden Mindestabstände zwischen einzelnen Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks.

Mindestabstände zwischen verschiedenen Windparks in der Raumordnung

Auf raumordnerischer Ebene erfolgt eine räumliche Steuerung in den Ländern sowohl auf Ebene der Landesentwicklungsplanung als auch in den Regionalplänen. Der Planungshierarchie entspricht es, dass auf Ebene der Landesentwicklungsplanung allein bestimmte Grundsätze und Ziele festgelegt werden, die dann in der Regionalplanung, insbesondere bei der Ausweisung von Gebieten für die Windenergie, zu beachten sind. Die hier erfolgende Festlegung von Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebieten für die Windenergie beschränkt

[244] [Zu diesem Phänomen siehe Albrecht & Zschiegner 2019; Luther 2019 S. 556 (556)]
[245] So etwa hinsichtlich der bauordnungsrechtlichen Abstandsflächen.

sich dann aber auf die Festlegung von Gebieten. Konkrete Standorte werden hier hingegen nicht festgelegt. Auch die Vorgaben hinsichtlich Mindestabständen beziehen sich hier dementsprechend noch nicht auf konkrete Windenergiestandorte, sondern auf den Abstand zwischen den festzulegenden Gebieten. Solche Mindestabstände sollen in erster Linie eine Überfrachtung der Landschaft, d.h. des Landschaftsbildes verhindern und die Auswirkungen von Windparks etwa auf bestimmte Tierarten (bspw. Zugvögel) begrenzen. Für die Genehmigungsebene wirken die Abstandsvorgaben, die in der Festlegung entsprechend platzierter Gebiete für die Windenergie zum Ausdruck kommen, über die Konzentrationswirkung des § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB. Diese führt dazu, dass zwischen den einzelnen Gebieten eine Ausschlusswirkung gilt, die eine Zulassung einzelner Windenergieanlagen zwischen den festgelegten Gebieten verhindert.

Maximale Abstände zwischen Windenergieanlagen innerhalb von Windparks

Neben Mindestabständen für die Ausweisung von Gebieten für die Windenergie finden sich im Einzelfall aber auch auf Raumordnungsebene Vorgaben zu den maximal zulässigen Abständen zwischen Windenergieanlagen. So fand sich in Z 163g LEP IV Rheinland-Pfalz (inzwischen auf einen Grundsatz heruntergestuft) die Vorgabe, dass „einzelne Windenergieanlagen […] nur an solchen Standorten errichtet werden" dürfen, „an denen der Bau von mindestens drei Anlagen *im räumlichen Verbund* planungsrechtlich möglich ist". Sinn dieser Vorgabe ist die Sicherstellung einer Konzentrationswirkung um zu verhindern, dass an zahlreichen Standorten vereinzelte Windenergieanlagen errichtet werden. Mit dem Begriff des räumlichen Verbunds wird eine unbezifferte Vorgabe für den maximalen Abstand zwischen Anlagen auf einer Fläche normiert. Nur wenn dieser maximale Abstand eingehalten wird, können verschiedene Standorte unter Z 163g LEP IV Rheinland-Pfalz noch als ein einheitliches Gebiet zusammengefasst werden.

Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen in der Bauleitplanung

Während die beiden vorgenannten Abstandsvorgaben auf Raumordnungsebene für eine Steigerung der Bebauungsdichte innerhalb von Windparks keine Relevanz besitzen dürften finden sich auf Ebene der Bauleitplanung und dort in den Bebauungsplänen konkrete räumliche Vorgaben für die Standorte von Windenergieanlagen. Ist ein Windpark mit einem Bebauungsplan unterlegt und enthält dieser zeichnerische Vorgaben zu den konkreten Standorten bspw. durch die Festsetzung von Baufenstern, so ist außerhalb der so festgesetzten Standorte Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen ausgeschlossen, § 30 Abs. 1 BauGB. Auf diese Weise wird ein Mindestabstand zwischen den Windenergieanlagen hergestellt, der eine weitere Verdichtung ohne vorangehende Planänderung ausschließt. Eine Planänderung ist aber durchaus möglich. Hierbei dürften allerdings im Rahmen der Abwägung die Interessen der Betreiber der Bestandsanlagen zu berücksichtigen sein.

7.3.2. Immissionsschutz- und weitere baurechtliche Vorgaben

Vorgaben zu den einzuhaltenden Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen ergeben sich aber nicht allein aus den Planwerken der Gesamtplanung, insbesondere der

Bebauungsplanung. Vorgaben finden sich vielmehr auch in den Vorgaben des Immissionsschutzrechts sowie weiteren bauplanungs- und bauordnungsrechtlichen Vorschriften.

Turbulenzwirkungen heranrückender Windenergieanlagen

Bei modernen Windenergieanlagen handelt es sich um ortsfeste Betriebsstätten i. S. d. § 3 Abs. 5 BImSchG, deren Genehmigungsbedürftigkeit nach Bundesimmissionsschutzrecht sich aus § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG i. V. m. § 1 Abs. 1 S. 1 4. BImSchV, Ziff. 1.6.2 des Anhangs 1 4. BImSchV ergibt.

Die Anforderungen an ihre Zulässigkeit ergeben sich aus § 6 Abs. 1 BImSchG. Nach deren Nr. 1 müssen die Pflichten des § 5 BImSchG, die sog. Betreiberpflichten, erfüllt sein. Nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 dürfen dem Betrieb zudem auch andere öffentlich-rechtliche Vorschriften nicht entgegenstehen. Ein Verstoß gegen § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG aber kann im Einzelfall aufgrund von im Nachlauf heranrückender Windenergieanlagen ausgelösten Turbulenzen zum Nachteil von Bestandsanlagen ausgelöst werden.

Bei Turbulenzen im Nachlauf von Windenergieanlagen handelt es sich um auf Sachgüter einwirkende Erschütterungen.[246] Diese gehen in ihrer Turbulenzintensität über diejenige unbeeinflusster Luftströmungen deutlich hinaus, was sich auch an ihrem Einfluss auf die Lebensdauer und die Wartungsbedürftigkeit ausgesetzter Anlagen zeigt. Rechtlich handelt es sich bei Ihnen demnach um Immissionen i. S. v. § 3 Abs. 2 BImSchG.[247] Diese wiederum können schädliche Umwelteinwirkungen nach § 3 Abs. 1 BImSchG darstellen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen u. a. für die Nachbarschaft herbeizuführen.[248] Nach der einschlägigen technischen Baubestimmung[249] sind bei einer Unterschreitung des Abstands von acht bzw. fünf Rotordurchmessern standsicherheitsrelevante Auswirkungen möglich, ihr Ausbleiben daher mittels eines Standsicherheitsgutachtens im Zulassungsverfahren nachzuweisen.

Wo genau bei solchen Einwirkungen die Grenze zur schädlichen Umwelteinwirkung liegt, die sog. Erheblichkeitsschwelle, ist im Immissionsschutzrecht nicht ausdrücklich geregelt. Die Rechtsprechung nimmt mangels Normierung eine wertende Betrachtung der Gesamtumstände zur Abgrenzung der Verantwortungsbereiche der Betreiber benachbarter Windenergieanlagen vor.[250] Eine pauschale Bezifferung des resultierenden Mindestabstands ist demnach nicht möglich. So liegt der Schutz der Standsicherheit einer Anlage im

[246] [Zu diesem Phänomen siehe Albrecht & Zschiegner 2019]
[247] [OVG Koblenz, EnWZ 2019, 421 Rn. 36 m.w.N. ; OVG Münster, Beschl. v. 01.02.2000 – 10 B 1831/99 Rn. 40; vgl. zudem Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (94); Rolshoven 2006 S. 516 (518)]
[248] [Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (93) m. w. N. aus der Rspr.]
[249] [Siehe Richtlinien für Windenergieanlagen „Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung", DIBt 2015]
[250] [OVG Koblenz, EnWZ 2018, 421 Rn. 37; OVG Münster, Beschl. v. 24.1.2000 – 7 B 2180/99]

Ausgangspunkt in der Eigenverantwortlichkeit des Vorhabenträgers der Bestandsanlage.[251] Er hat Vorsorge auch vor Veränderungen durch an sich baurechtskonforme Vorhaben in der Umgebung der Anlage zu treffen. Sein Verantwortungsbereich endet jedoch dort, wo es zu baulichen Veränderungen in der Umgebung kommt, die außerhalb des typischerweise Vorhersehbaren sind. Hier beginnt dann der Verantwortungsbereich der für die baulichen Veränderungen zuständigen Dritten, d. h. der Vorhabenträger der Neuanlagen.[252] Abwehrfähig sind in diesen Fällen danach solche Veränderungen, welche die Lebensdauer der zuerst bestehenden Anlage erheblich vermindern oder an dieser über den Regelfall deutlich hinausgehende Sicherungs- und Wartungsarbeiten nötig machen.[253] Sofern durch die Turbulenzen weder akut noch innerhalb der Entwurfslebensdauer von WEA von 20 Jahren Gefahren für die Standsicherheit zu erwarten sind, ist die durch die Turbulenzwirkungen prognostizierte Verminderung der Gesamtlebensdauer der betroffenen Windenergieanlage in den Blick zu nehmen. Zwar ist es nicht ausgeschlossen, dass allein eine Verminderung der Gesamtlebensdauer oberhalb der Entwurfslebensdauer und damit auch jenseits der Dauer der Förderung einer WEA nach dem EEG überhaupt beachtlich ist. Damit unter diesem Gesichtspunkt von einer erheblichen Beeinträchtigung auszugehen ist, dürfen dem Betroffenen jedoch einerseits keine zumutbaren Möglichkeiten zur Verfügung stehen, eine Beeinträchtigung abzuwehren, und zum anderen muss die resultierende Minderung der Gesamtlebensdauer und ein damit ggf. verbundener entgangener Gewinn auch für sich ein gewisses Gewicht besitzen.

Genehmigungsrechtlich kann in geeigneten Fällen, in denen die hinzutretende Anlage nicht genehmigungsfähig wäre, jedoch mittels sektoriell ausgerichteten Abschaltauflagen für den Fall bestimmter Luftströmungen bzw. turbulenzmindernden Betriebsweisen gem. § 12 Abs. 1 S. 1 BImSchG die Zulässigkeit der Anlagen sichergestellt werden.[254] Eine Grenze ist dieser Genehmigungspraxis wiederum dort gesetzt, wo der Umfang solcher Auflagen letztlich die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs ausschließen würde. Zwar könnte der hier bestehende Konflikt auch dadurch gelöst werden, dass die Bestands- und nicht die hinzukommende Anlage ihrerseits in ihrem Betrieb beschränkt wird. Normativ steht dem jedoch der im Rechtsstaatsprinzip wurzelnde Grundsatz des Vertrauensschutzes entgegen, der in diesem Fall durch die bestandskräftige Genehmigung der Bestandsanlage vermittelt wird.[255] Hier käme

[251] [Rolshoven 2006 S. 516 (517 f.)]
[252] [Siehe Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (95)]
[253] [OVG Koblenz, EnWZ 2018, 421 Rn. 39; vgl. auch OVG Münster, Beschl. v. 01.02.2000 – 10 B 1831/99 Rn. 50; Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (95) m. w. N. aus der Rechtsprechung; Rolshoven 2006 S. 516 (518)]
[254] [Agatz 2019 S. 175; Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (96)]
[255] [Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (98) Siehe dort auch zur grundsätzlichen Geltung des Prioritätsprinzips zwischen zwei noch im Zulassungsverfahren befindlichen Genehmigungsanträgen sowie zu Ausnahmen von diesem Grundsatz.]

mithin nur eine privatrechtliche Lösung zwischen den unterschiedlichen Vorhabenträgern in Frage.

Keine weitergehenden, sondern inhaltlich identische Anforderungen ergeben sich insoweit aus dem bauplanungsrechtlichen Rücksichtnahmegebot in § 35 Abs. 3 Nr. 3 BauGB[256] sowie dem Bauordnungsrecht, und den dortigen Maßgaben zum Schutz der Standsicherheit von baulichen Anlagen,[257] die auch im immissionsschutzrechtlichen Verfahren nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG zu prüfen sind.[258]

Im Rahmen der weiteren Untersuchung wird der Frage nachzugehen sein, inwieweit die vorstehenden Vorgaben auch in Fallgestaltungen relevant sind, in denen unterschiedliche Windenergieanlagen denselben Betreiber haben.

Windabschattungen/"Windklau"

Neben Turbulenzwirkungen sind bei der Unterschreitung von Mindestabständen durch eine Erhöhung der Bebauungsdichte von Windenergieanlagen weiterhin sog. Windabschattungen, der sog. „Windklau", problematisch. Bei Windabschattungen durch eine Windenergieanlage zulasten einer benachbarten Anlage handelt es sich aber nicht um Immissionen i. S. v. § 3 Abs. 2 BImSchG. Anders als die dort genannten Regelbeispiele wirken Verschattungen rein negativ und fallen deshalb auch nicht unter den Auffangbegriff der „ähnlichen Umwelteinwirkungen".[259] Windabschattungen stören allein die Anströmung der benachbarten Anlagen.[260] Insofern stellen sie auch keine sonstige physikalische Einwirkung i. S. v. § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG dar. Insoweit unterliegen sie einer anderen rechtlichen Behandlung als Turbulenzwirkungen.

Windabschattungen sind allerdings bauplanungsrechtlich unter dem Gesichtspunkt des Rücksichtnahmegebots relevant,[261] wie es für Windenergieanlagen als Außenbereichsvorhaben in § 35 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 BauGB seinen Ausdruck findet. Darüber hinaus findet es als unbenannter Belang des § 35 Abs. 3 S. 1 BauGB allgemein auf Fälle Anwendung, in denen die schutzwürdigen Interessen Dritter durch Außenbereichsvorhaben beeinträchtigt werden.[262]

---

[256] [Zu dessen Anwendbarkeit auf Turbulenzwirkungen Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (94)]
[257] [Siehe etwa Art. 10 S. 3, 13 III BayBO, § 12 Abs. 1 S. 1 und 2 BbgBO sowie §§ 15 Abs. 1 S. 2, 18 Abs. 3 BauO NRW und zu deren Abgrenzung exemplarisch OVG Münster, Beschl. v. 01.02.2000 – 10 B 1831/99 Rn. 45]
[258] [Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (93 f.)]
[259] [Zuletzt BVerwG, NVwZ 2019, 1520 Rn. 7; OVG Koblenz, EnWZ 2018, 421 Rn. 68; OVG Münster, Beschl. v. 01.02.2000 – 10 B 1831/99 Rn. 36; Gatz 2019 Rn. 374; Luther 2019 S. 556 (556)]
[260][Luther 2019 S. 556 (556); vgl. auch Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (91)]
[261] [BVerwG, Urt. v. 13.3.2019 – 4 B 39/18, juris Rn. 8; OVG Koblenz, EnWZ 2018, 421 Rn. 68; Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (91 f.) m. N. zur älteren Rspr., die die Relevanz von Abschattungen im immissionsschutzrechtlichen Verfahren regelmäßig verneinte.]
[262] [BVerwG, Urt. v. 13.3.2019 – 4 B 39/18, juris Rn. 8; Albrecht & Zschiegner 2019 S. 90 (93)]

Das Rücksichtnahmegebot soll einen Interessenausgleich bei verschiedenen, an sich berechtigten benachbarten Nutzungen schaffen. Dabei kann einerseits umso mehr an Rücksichtnahme verlangt werden, je empfindlicher und schutzwürdiger die Stellung dessen ist, dem die Rücksichtnahme im gegebenen Zusammenhang zugutekommt. Umgekehrt braucht derjenige, der ein Vorhaben verwirklichen will, umso weniger Rücksicht zu nehmen, je verständlicher und unabweisbarer die mit dem Vorhaben verfolgten Interessen sind. Derjenige, der sein eigenes Grundstück in einer sonst zulässigen Weise baulich nutzen will, braucht berechtigte Interessen nicht deshalb zurückzustellen, um gleichwertige fremde Interessen zu schonen.[263]

Beim Heranrücken einer Windenergieanlage an eine andere kann es danach etwa darauf ankommen, inwieweit das Vertrauen des Betreibers der Bestandsanlage schutzwürdig ist, dass keine weitere Anlage in seiner Nähe angesiedelt wird. Da mit der erteilten Genehmigung jedoch kein öffentlich-rechtliches Schutzversprechen hinsichtlich der wirtschaftlichen Eignung des Standortes verbunden ist, besteht eine Schutzwürdigkeit insoweit allenfalls eingeschränkt.[264] Vor diesem Hintergrund stellen sich laut Rechtsprechung durch eine Windabschattung verursachte Umsatzeinbußen in Höhe von 7,6 % p.a. grundsätzlich als nicht unzumutbar dar.[265] Hier kommt zum Ausdruck, dass selbst nicht ganz unwesentliche Ertragseinbußen nicht zu einer Verletzung des Rücksichtnahmegebotes führen müssen, die Grenze vielmehr erst bei erheblichen Einbußen[266] oder gar zur Unwirtschaftlichkeit der betroffenen Anlage führenden Minderungen zu ziehen sein könnte.[267]

Abstandsflächenrecht

Für die Zulässigkeit der Erhöhung der Bebauungsdichte ist schließlich von Bedeutung, dass Windenergieanlagen als bauliche Anlagen dem bauordnungsrechtlichen Abstandsflächenrecht der Länder unterliegen und insoweit im Ausgangspunkt nicht anders behandelt werden als andere Gebäude.[268] Einige Bundesländer haben allerdings Sonderregelungen hinsichtlich der erforderlichen Abstandsflächentiefe[269] oder der Bemessung von Abstandsflächen[270] bei Windenergieanlagen eingeführt.[271] Mecklenburg-Vorpommern hat jüngst für

---

[263] [Vgl. BVerwG, NVwZ 2019, 1520 Rn. 8 ff.]
[264] [Vgl. Luther 2019 S. 556 (557)]
[265]. [BVerwG, NVwZ 2019, 1520 Rn. 10; OVG Koblenz, EnWZ 2018, 421 Rn. 73 f. m. w. N.]
[266] [So Söfker, in: Ernst et al. 2019 § 35 Rn. 58j.]
[267] [Offen lassend BVerwG, Urt. v. 13.3.2019 – 4 B 39/18, juris Rn. 10]
[268] [Hinsch, in: Schulz 2015 Kap. 3 Rn. 168]
[269] [siehe § 6 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 Hessische Bauordnung; § 5 Abs. 2 S. 4 Niedersächsische Bauordnung; § 8 Abs. 13 Landesbauordnung Rheinland-Pfalz; § 7 Abs. 8 Landesbauordnung Saarland; § 6 Abs. 5 S. 3 Sächsische Bauordnung]
[270] [siehe § 5 Abs. 5 S. 1 Nr. 3 Landesbauordnung für Baden-Württemberg; § 6 Abs. 13 Bauordnung für das Land Nordrhein-Westfalen; § 8 Abs. 13 Landesbauordnung Rheinland-Pfalz; § 7 Abs. 8 Landesbauordnung Saarland; § 6 Abs. 8 Bauordnung des Landes Sachsen-Anhalt]
[271] [Agatz 2019 S. 181]

Windenergieanlagen, die im Außenbereich errichtet werden, das Abstandsflächenerfordernis sogar gänzlich gestrichen,[272] in Schleswig-Holstein sind vor Windenergieanlagen Abstandsflächen nur noch gegenüber Grundstücksgrenzen und Gebäuden mit Aufenthaltsräumen freizuhalten, ferner gegenüber Anlagen im Sinne des § 2 Absatz 9 der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen vom 18. April 2017.[273] Anders als die vorstehend thematisierten immissionsschutz- und bauplanungsrechtlichen Vorgaben, dient das bauordnungsrechtliche Abstandsflächenrecht nicht etwa auch der Verhinderung von Turbulenzwirkungen heranrückender Windenergieanlagen. Zweck ist vielmehr die Sicherung ausreichender Belichtung, Belüftung und Besonnung benachbarter Grundstücke.[274]

Nicht abschließend untersucht wurde, inwieweit das Abstandsflächenrecht einer Erhöhung der Bebauungsdichte tatsächlich entgegenstehen kann. Sollte dies der Fall sein, weil in Einzelfällen die Abmessungen des Standortgrundstücks der Windenergieanlage eine Lage der Abstandsflächen auf diesem nicht zulassen, wäre in Zukunft weiterhin zu untersuchen, wie entsprechende Konflikte gelöst werden können. Dies kann etwa durch die Eintragung einer Baulast auf dem Nachbargrundstück geschehen. Soweit ein Bebauungsplan im konkreten Fall vorliegt, können zudem auch hier abweichende Anforderungen an die Abstandsflächen geregelt werden. Schließlich kommt eine Abweichung von den Vorgaben des Abstandsflächenrechts im Einzelfall in Betracht. Hierfür ist regelmäßig eine Abwägung der öffentlich-rechtlich geschützten nachbarlichen Belange mit den öffentlichen Belangen im Einzelfall vorzunehmen[275], im Rahmen derer auch an das öffentliche Interesse an der Ausnutzung von Flächen einer ausgewiesenen Konzentrationszone angeknüpft werden kann.[276] Künftig ist bei dieser Abwägungsentscheidung zudem § 2 EEG 2023 zu berücksichtigen. Nach § 2 S. 1 EEG 2023 liegen Errichtung und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, sollen die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden, § 2 S. 2 EEG 2023.

Aufgrund der bestehenden Probleme bei der Einhaltung der Abstandsflächen einerseits und der Fragwürdigkeit, inwieweit dadurch überhaupt den Zwecken des Abstandsflächenrechts gedient wird andererseits, wird in der Literatur und in der aktuellen Diskussion um die Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auch eine generelle Abschaffung der

[272] [siehe § 6 Abs. 1 S. 4 Landesbauordnung Mecklenburg-Vorpommern]
[273] [siehe § 6 Abs. 1 S. 4 Landesbauordnung Schleswig-Holstein]
[274] [OVG Berlin-Brandenburg, Beschl. v. 21.11.2012 – 11 S 38/12]
[275] [Vgl. etwa Art. 63 Abs. 1 S. 1 BayBO]
[276] [VGH München – 22 BV 08.3427; Agatz 2019 S. 183; Ruppel, in: Maslaton 2018 Kap. 2 Rn. 231]

Abstandsflächenpflichten für Windenergieanlagen angeregt.[277] Das Bauordnungsrecht unterliegt als sogenanntes Baupolizeirecht der Gesetzgebungskompetenz der Bundesländer[278], sodass eine derartige Abschaffung oder Nichtanwendung primär Ländersache wäre. Mecklenburg-Vorpommern und in Teilen auch Schleswig-Holstein haben dies, wie bereits dargelegt, umgesetzt. Auch die Bauministerkonferenz – also die zuständigen Minister und Senatoren der 16 Bundesländer – könnte eine entsprechende Regelung in der Musterbauordnung[279] treffen[280]. Die Bundesländer könnten sich diese dann zum Vorbild nehmen; sie wären jedoch hiernach nicht zur Schaffung einer solchen Regelung verpflichtet[281].

7.4. Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung

Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von über 100 m müssen als Luftfahrthindernis gekennzeichnet werden. Insbesondere die Nachtkennzeichnung wird dabei von Anwohnern als störend empfunden und beeinflusst die Akzeptanz von Windenergie-Projekten negativ. Seit einigen Jahren ist eine sogenannte Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) zugelassen, mit der die Befeuerung der Anlagen ausgeschaltet wird, wenn sich kein Flugkörper in der Nähe befindet. So wurden durch die Deutsche Flugsicherung (DFS) bereits verschiedene Systeme zur BNK zugelassen. Diese basieren auf Transponderlösungen (z. B. Dark Sky, Lanthan, light:guard, LightManager), Passivradarkonzepten (z. B. Parasol) oder Aktivradar (z. B. Quantec). Durch die bedarfsgerechte Befeuerung soll die Akzeptanz von modernen Windenergieanlagen, die überwiegend eine befeuerungspflichtige Gesamthöhe aufweisen, gesteigert werden.

Im Energiesammelgesetz von 2018 wurde in § 9 Abs. 8 EEG 2017 festgelegt, dass Windenergieanlagen (WEA), die nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts zur Nachtkennzeichnung verpflichtet sind, mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen (BNK-Systeme) ausgestattet sein müssen. Daraufhin erfolgte eine entsprechende Anpassung des luftfahrtrechtlichen Rahmens durch eine Neufassung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV), die am 01.05.2020 in Kraft trat. Darin wurden neue technische Voraussetzungen für die BNK festgelegt, insbesondere ist seitdem eine auf Transpondern beruhende Steuerung der Befeuerung zulässig. Hierdurch konnte eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit der BNK für eine sehr viel größere Anzahl an Windenergieanlagen führte.

---

[277] [Agora Energiewende 2020, S. 14; Bringewat & Scharfenstein 2021, § 5 Abs. 3 Wind-anLand-G-E (S. 5); Maslaton 2018 S. Ruppel in Kap. 2 Rn. 231; dies zumindest als für den Gesetzgeber erwägenswert bezeichnend Gatz 2019, Rn. 441]
[278] [Grundlegend hierzu BVerfG, Gutachten v. 16.06.1954 - 1 PBvV; siehe auch Uhle, in: Maunz & Dürig 2020 Art. 70 Rn. 88; Wittreck, in: Dreier (Hrsg.) 2015 Art. 70 Rn. 15]
[279] [Die Musterbauordnung ist kein Gesetz, sondern vielmehr eine rechtspolitische Orientierungshilfe für die Bundesländer im Bereich des Bauordnungsrechts (Kraus, in: J. Busse & Kraus 2021 Teil A Nr. 7)]
[280] [Vgl. BWE 2021, S. 15; Agatz 2020, 584, 589]
[281] [Vgl. Kraus, in: J. Busse & Kraus 2021, Teil A Nr. 7]

Gemäß EEG besteht somit eine Umrüstungspflicht mit BNK auch für Bestandsanlagen. Die entsprechenden Verpflichtungen wurden in § 9 Absatz 8 EEG 2023 beibehalten, aufgrund vielfältiger Verzögerungen und Herausforderungen im Hinblick auf die Implementierung und Einhaltung dieses Ziels, wurden die Fristen für die Umsetzung aber zwischenzeitlich wiederholt durch die BNetzA verlängert mit dem EEG 2023 der Beginn der Ausstattungspflicht auf den 1. Januar 2024 festgelegt. Kann die Frist durch Betreiber nicht eingehalten werden, so besteht gemäß §52 Abs. 1 EEG 2023 eine Zahlungsverpflichtung gegen den Netzbetreiber. Diese beträgt 10 Euro/kW und Monat, in dem der Pflichtverstoß vorliegt, dies reduziert sich (auch rückwirkend) auf 2 Euro/kW und Monat, sobald die Pflichterfüllung gegeben ist.

Um den neuen Anforderungen der AVV gerecht zu werden, sind die BNK-Systeme durch eine vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) benannte Stelle gemäß eines festgelegten Prüfkonzepts zu prüfen und zuzulassen. Neben den bereits nach alter AVV zugelassenen Systemen (s.o., zumeist auf Aktivradar basierend) wurden mehrere weitere, vordergründig Transpondersysteme zugelassen.

Ausnahmen im Hinblick auf die Umrüstung bestehen nur in Fällen, in denen die Verwendung einer Einrichtung zur BNK luftverkehrsrechtlich grundsätzlich ausgeschlossen ist. Außerdem kann die BNetzA auf Antrag im Einzelfall Ausnahmen von der Ausstattungspflicht zulassen, wenn die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist. So besteht keine Ausstattungsverpflichtung, wenn der Zahlungsanspruch nach dem EEG für die Windenergieanlage innerhalb von drei Jahren ab Beginn der Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung endet oder die voraussichtlichen Kosten der Ausstattung mit einem BNK-System 3 % der voraussichtlichen Umsatzerlöse bis zum Ende der Förderdauer der Windenergieanlage übersteigen [BNetzA 2020]. Durch die genannte Ausnahmeregelung (Ende des Zahlungsanspruches nach dem EEG innerhalb von drei Jahren ab Beginn der BNK-Pflicht) sind Windenergieanlagen mit einem Inbetriebnahmedatum ab 2006 und einer Anlagenhöhe ab 100 m in der Regel kennzeichnungspflichtig. Laut Analysen der Fachagentur Wind an Land, die Ende 2021 sowie im Januar 2022 durchgeführt wurden, bestand zum Zeitpunkt der Analyse für etwas über 14.000 Windenergieanlagen eine Kennzeichnungspflicht. Zum damaligen Zeitpunkt war für mehr als ein Drittel der mit BNK auszustattenden Windenergieanlagen die Umrüstung bereits erfolgt bzw. stand kurz bevor (Genehmigung vorliegend). Etwa die Hälfte der BNK-pflichtigen Anlagen war im Genehmigungsverfahren. Im Rahmen der Umfrage wurden für 13.970 Anlagen Informationen zum Umsetzungsstand ermittelt, die Autoren gehen davon aus, dass damit für etwa 90% der betroffenen Anlagen entsprechende Informationen ermittelt werden konnten. Der Anteil der Transpondertechnik lag bei den bis Anfang 2022 umgesetzten BNK-Vorhaben bei über 80 %und hat sich im weiteren Verlauf vermutlich noch weiter erhöht. Die Studie sagt allerdings nur etwas über die Ausstattung der Anlagen mit BNK-Systemen aus, nicht über die Inbetriebnahmen, die oft nicht unmittelbar erfolgen können. Zum Teil kann die Ausstattung bereits vor der Genehmigung erfolgen, oder aber die Umrüstung der Lampensysteme muss noch nachgelagert vorgenommen werden, wobei sich dieser Schritt als

zeitkritisch hinsichtlich des Erreichens des Umrüstziels erwiesen hat. Auch hier sind das Fehlen und Ausfallen von Arbeitskräften ein Thema. [FA Wind 2021, 2023b]

Behindert wurde die Einführung krisenbedingt durch Lieferkettenprobleme sowie Personal- und Kapazitätsengpässe sowie sich teils lange hinziehenden Genehmigungsverfahren. Uneinheitliche und zunächst oft unklare Verfahrensabläufe (insbesondere zur standortbezogenen Prüfung) führen in mehreren Bundesländern zu Verunsicherungen, die 2023 angestrebte erneute AVV-Änderung führte erneut zu Unsicherheiten. Der am 13. Juli 2023 vom Bundestag beschlossene Änderung des AVV sieht vor, dass zusätzlich zur weiterhin bestehenden Baumusterprüfung der Standortnachweis nicht wie bisher durch die Hersteller oder Anlagenbetreiber, sondern ausschließlich durch eine Baumusterprüfstelle zu erfolgen hat. Dies gilt für die Installation aller BNK-Systeme, bei denen die Anzeige bei der zu-ständigen Landesluftfahrtbehörde ab dem 01. Januar 2024 erfolgt.

Mit Stand April 2023 geht bspw. der BDEW davon aus, dass ca. 3.000 bis 4.000 Windenergieanlagen an Land nicht fristgerecht mit einem durch die Luftfahrtbehörde genehmigten BNK-System ausgestattet werden können. Die Gründe sind vielschichtig, insbesondere wird eine herstellerseitige Materialknappheit benannt. [BDEW 2023] Eine Verlängerung der Frist, für Projekte bei denen der Antrag bis Ende 2023 gestellt wurde, wird zum Berichtszeitpunkt politisch diskutiert.

7.5. Flugbetriebliche Funknavigationsanlagen

Sogenannte Drehfunkfeuer (VOR (Very High Frequency Omnidirectional Radio Range) und DVOR (Doppler-VOR)) dienen der Luftfahrtnavigation. Es handelt sich dabei um Bodenstationen, die ein spezielles UKW-Funksignal aussenden, anhand dessen Empfangsgeräte in Flugzeugen die Richtung zum Drehfunkfeuer bestimmen können. Windenergieanlagen können die Ausbreitung der Signale durch Ablenkung beeinflussen, und damit die Funktionsfähigkeit der Drehfunkfeuer beeinträchtigen. Die Vorgaben der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation sehen vor, dass Windenergieanlagen im Umkreis von drei Kilometern um ein VOR/DVOR generell unzulässig sind. Jenseits dessen bemisst sich die Zulässigkeit anhand einer Einzelfallprüfung, wobei sich der Prüfbereich bei VOR-Anlagen in einem Radius von 15 km um das Drehfunkfeuer erstreckt, bei DVOR-Anlagen beschränkt sich der Prüfradius auf 10 km [FA Wind 2019]. In Deutschland wurde bis 2022 allerdings für alle VOR- und DVOR-Anlagen ein erweiterter Prüfradius von 15 km angesetzt. Windkraftanlagen dürfen darin nur mit Zustimmung des Bundesaufsichtsamts für Flugsicherung errichtet werden, welches auf Grundlage einer Stellungnahme der Deutschen Flugsicherung entscheidet.

Diverse Erhebungen zu den Hemmnissen für den Ausbau der Windenergie zeigten auf, dass die Genehmigungen bei einer Vielzahl von Projekten in unterschiedlichen Entwicklungsstadien durch Drehfunkfeuer blockiert werden. So zeigte die FA Wind in einer Erhebung Im Jahr 2019, dass insgesamt 1.140 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 4.789 MW innerhalb des 15 km Prüfradius Genehmigungsanträge vorbereiten oder gestellt haben. Knapp die Hälfte befand sich dabei im äußeren Prüfbereich mit 10 bis 15 km Abstand zu den Drehfunkfeuern [FA Wind

2019]. In einer erneuten Umfrage von 2021 speziell zu Genehmigungshemmnissen im Zusammenhang mit dem Luftverkehr weist der BWE im Gegensatz zur Erhebung 2019 nur noch 2.223 MW nichtrealisierbare Windenergieprojekte aufgrund von Genehmigungshemmnissen durch Drehfunkfeuer aus. Auch in dieser Erhebung befindet sich knapp die Hälfte der Anlagen im Abstand von 10 bis 15 km zu den Drehfunkfeuern [BWE 2022].

Das Problem, dass die großzügigen Prüfbereiche um die Drehfunkfeuer zu einem Hemmnis der Windenergie gehören, ist hinreichend bekannt. Entsprechend wurde das Thema bereits im Koalitionsvertrag der aktuellen Regierung adressiert. Ein entsprechendes Maßnahmenpapier wurde Anfang 2022 veröffentlicht [vgl. BMWK & BMDV 2022a].

Folgende Maßnahmen sind Ende Dezember 2022 bereits umgesetzt bzw. beschlossen [BMWK & BMDV 2022b]:

- Die Anlagenschutzbereiche um 36 sog. DVOR-Drehfunkfeuer sind von 15 km auf 7 km mehr als halbiert worden. Bezogen auf die Fläche reduziert sich damit der Anlagenschutzbereich um rund 19.000 km² bzw. um rund 75 Prozent. Bis Juli 2023 hat sich die Anzahl reduzierter Schutzbereiche auf 39 erhöht [BAF 2023]
- Bis 2025 werden acht moderne Drehfunkfeuer störanfällige ältere Drehfunkfeuer ersetzen.
- Bis 2030 werden 19 von aktuell 52 Drehfunkfeuern abgebaut.
- Zum 1. August 2022 wurde die zulässige Störung (technisch: „Winkelfehler“) von 3 auf 3,6 erhöht und das für externe Beeinflussung verfügbare Fehlerbudget um 0,5 auf 1,1 erhöht, was die Genehmigungsfähigkeit von Windprojekten innerhalb der nun schon größtenteils verkleinerten Anlagenschutzbereichen sehr deutlich erhöhen wird.
- Seit dem 10. Oktober 2022 wendet die Deutsche Flugsicherung (DFS) eine neue Formel zur Berechnung von Störungen an CVOR-Anlagen an, die die Genehmigungsfähigkeit von Windprojekten erhöhen wird.

7.6. Finanzielle Beteiligung von Kommunen

Zur Steigerung der Akzeptanz von Windenergieprojekten, die insbesondere vor dem Hintergrund der erhöhten Zubauziele unabdinglich ist, ist die Beteiligung der Akteure vor Ort ein Mittel. Neben der planerischen Einbindung der lokalen Akteure kann eine Beteiligung durch finanzielle Teilhabe erreicht werden. Bereits im Jahr 2020 wurden in diesem Zuge im Rahmen des Vorhabens FinBEE verschiedene Instrumente zur finanziellen Beteiligung ausgearbeitet und bewertet [vgl. IÖW et al. 2020].

Mit der EEG-Novelle 2021 wurde in der Folge erstmals eine Möglichkeit geschaffen, Gemeinden oder Landkreise (in Folgenden Kommunen) am Windenergieausbau auf ihren Gebieten finanziell zu beteiligen. Die zunächst im § 37k EEG 2021 festgeschriebene Regelung wurde bereits im Sommer 2021 in den § 6 EEG 2021 übertragen, der die Möglichkeit der finanziellen Beteiligung der Kommunen auch für Photovoltaik-Freiflächenanlagen zulässt. Im

EEG 2023 wurde die Regelung weiterentwickelt und unter anderem für Bestandsanlagen mit Zuschlag in der Ausschreibung oder Pilotanlagen geöffnet.

Auf Basis der neuen Regelungen können Windparkbetreiber den betroffenen Kommunen im Umfeld ihres Windparks die finanzielle Beteiligung ohne Gegenleistung anbieten. Eine Verpflichtung, ein entsprechendes Angebot den Kommunen zu unterbreiten, gibt es nicht. Allerdings wird durch das EEG 2023 und die neue Formulierung, dass Anlagenbetreiber die Kommunen finanziell beteiligen sollen, der Wille des Gesetzgebers hierzu bekräftigt. Kommunen dürfen diese annehmen. Als betroffen gelten jene Kommunen, die im Umkreis von 2,5 km um die Turmmitte einer Windenergieanlage mit mehr als 1 MW Leistung (vormals 750 kW in Anlehnung an die Grenze zur Beteiligung an der Ausschreibung) liegen. Sind mehrere Kommunen betroffen, wird die finanzielle Beteiligung anteilig verteilt. Lehnt eine Kommune die finanzielle Beteiligung ab, kann der Betrag anteilig auf die zustimmenden Kommunen übertragen werden. Kommunen im Ausland können nicht berücksichtigt werden. Die Höhe der Beteiligung der Kommunen ist auf 0,2 ct/kWh gedeckelt. Die Zahlung wird zunächst durch den Anlagenbetreiber an die Kommunen gerichtet, jedoch kann der Anlagenbetreiber, sofern er die finanzielle Förderung durch das EEG in Anspruch genommen hat, eine Erstattung des im Vorjahr an die Kommunen geleisteten Betrages im Rahmen der Abrechnung vom Netzbetreiber verlangen. Für die standardisierte Anwendung der im EEG verankerten finanziellen Beteiligung der Kommunen wurden unter Federführung der FA Wind unter Beteiligung kommunaler Spitzenverbände, den Verbänden der Energiewirtschaft von einer Kanzlei Musterverträge zu den jeweiligen Gesetzesversionen und Konstellationsmöglichkeiten entwickelt [FA Wind 2022c].

Statistische Auswertungen zur Nutzung der Möglichkeit zur finanziellen Beteiligung gemäß EEG können zum Zeitpunkt noch nicht durchgeführt werden. Die Möglichkeit zur finanziellen Beteiligung bestand erst ab 2021, somit erfolgt die Erstattung der Beträge über die Netzbetreiber erst im Jahr 2022 mit der Endabrechnung. Diese wird erst im Herbst 2023 veröffentlicht. Entsprechende Vergütungskategorien wurden bereits 2021 in den Katalog der EEG-Vergütungskategorien der Übertragungsnetzbetreiber aufgenommen [Netztransparenz.de 2023b].

Neben der direkten finanziellen Beteiligung der Kommunen durch die Windparkbetreiber erfolgte 2021 eine weitere Änderung, die die jeweiligen Standortgemeinden finanziell stärkt. Durch eine Anpassung des Gewerbesteuergesetzes [FoStoG 2021] gilt für 90 % des Messbetrags die Verteilung der installierte Leistung im Verhältnis zur Summe der installierten Leistung in allen Betriebsstätten der Betreibergesellschaft und für 10 % das Verhältnis der Arbeitslöhne, die üblicherweise nicht am Anlagenstandort gezahlt werden. Zuvor war 30 % des Messbetrags der Standortgemeinde (unter Bezug auf die Sachanlagenwerte, welche im Laufe der Zeit abgeschrieben werden) und 30 % im Verhältnis der gezahlten Arbeitslöhne der Betreibergesellschaft zuzuordnen. Grundsätzlich wird durch diese Regelung die finanzielle Beteiligung der Standortgemeinden gestärkt, jedoch wirkt sie ausschließlich, wenn der Unternehmensgewinn der Betreibergesellschaft positiv ist und entsprechend

Gewerbesteuerpflicht besteht. Dies ist in der Regel nicht direkt nach der Inbetriebnahme einer neuen Windenergieanlage der Fall. Die Regelung gilt rückwirkend für das Steuerjahr 2021, aufgrund der Bearbeitungszeiten durch Steuerpflichtige und Finanzämter werden die Neuregelungen voraussichtlich erst 2023 kassenwirksam.

Zusätzlich zu den bundesgesetzlich geregelten Maßnahmen der finanziellen Beteiligung liegen in Mecklenburg-Vorpommern, Hessen und Brandenburg weitere verpflichtende Regelungen zur finanziellen Beteiligung vor. In Mecklenburg-Vorpommern gilt seit 2016 das Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz, das Betreiber von genehmigungsbedürftigen Windenergieanlagen zur finanziellen Beteiligung zum Beispiel durch Abgabe von Anteilen an Kommunen und Anwohner*innen, durch vergünstigte Strompreise oder jährliche Ausgleichszahlungen an Kommunen und Sparprodukten für Anwohner*innen verpflichtet. in Hessen gilt ebenfalls seit 2016 die Windenergiedividende, die allerdings nur Kommunen zugutekommt, deren Windenergieanlagen im hessischen Staatswald errichtet wurden. Diese werden zu 20% am wirtschaftlichen Ertrag des Verpächters (Hessen-Forst) aus den Windenergieanlagen beteiligt.[282] in Brandenburg gilt das Windenergieanlagenabgabengesetz seit 2019, das mittels einer jährlichen pauschalen Sonderabgabe Kommunen im Umkreis von 3 km beteiligt. Die zweckgebundenen Einnahmen sollen für Maßnahmen verwendet werden, die die Akzeptanz der Windenergie steigern [FÖS 2023].

7.7. Gründe der ausbleibenden Teilnahme von genehmigten Projekten an der Ausschreibung

Die jährlichen Ausschreibungsmengen wurden mit dem EEG 2023 erheblich erhöht. Im Jahr 2023 hätten über 12,8 GW ausgeschrieben werden sollen. Die Bundesnetzagentur hat diese Mengen aufgrund erwarteter Unterzeichnungen bereits reduziert. Grundsätzlich sind dem Marktstammdatenregister noch erhebliche Mengen genehmigte Anlagen gemeldet, die bisher nicht an Ausschreibungen teilgenommen und daher noch keinen Zuschlag in der Ausschreibung[283] erlangt haben. Unklar ist, aus welchen Gründen auf die Teilnahme an der Ausschreibung verzichtet wird. Aus diesem Grund wurde eine Abfrage der Gründe bei den Inhabern der Genehmigungen durchgeführt. Die Erhebung wurde im Herbst 2023 durchgeführt und stellt die Ergebnisse sowie einige Hintergrundinformationen zum Alter der in den Ausschreibungen bezuschlagten Genehmigungen dar.

7.7.1. Alter der in den Ausschreibungen bezuschlagten Genehmigungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse einer Auswertung des Marktstammdatenregisters (MaStR) und der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Zuschlagsdaten zu der

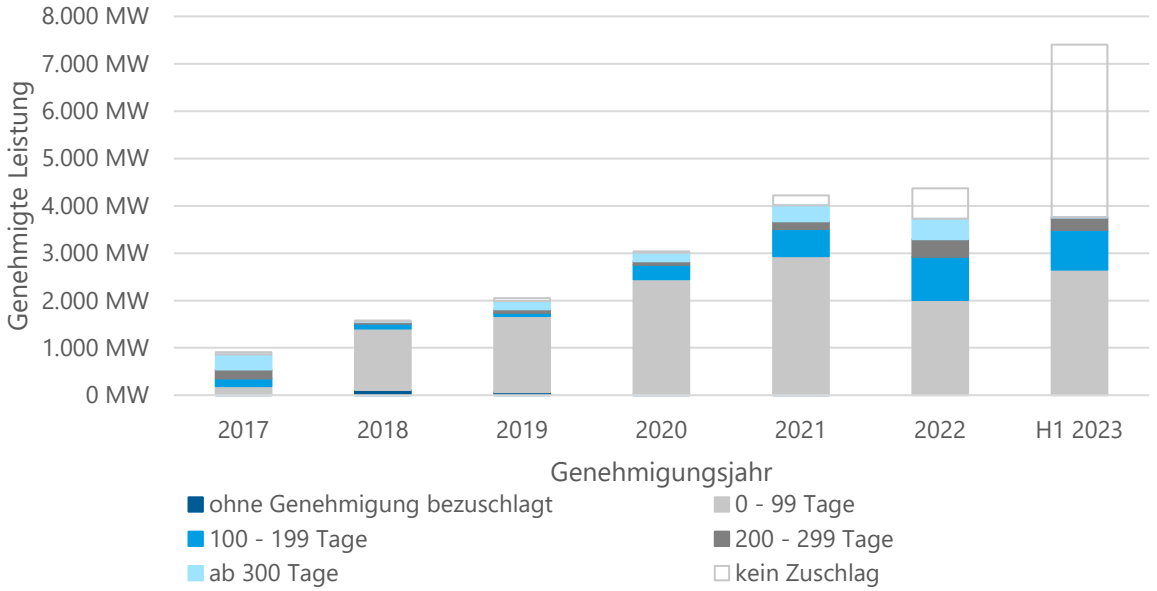
[282] Eine ähnliche, aber nicht verpflichtende Maßnahme gibt es in Rheinland-Pfalz mit dem Solidarpakt für die Windenergie [FÖS 2023].

[283] Es wird angekommen, dass Anlagen, die an der Ausschreibung teilgenommen haben auch bezuschlagt wurden. Wenige Ausnahmen könnten trotz einer Teilnahme ohne Zuschlag geblieben sein, wenn sie vom Verfahren ausgeschlossen wurden.

Ausschreibung für Windenergie an Land dargestellt. Fokus liegt dabei auf dem Alter der in den Ausschreibungen bezuschlagten Genehmigungen. Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung ist die erfolgte Genehmigung und Registrierung im MaStR. Für die Auswertungen wird die Annahme zugrunde gelegt, dass das jeweils zuerst gemeldete Genehmigungsdatum einer Anlage der entscheidende Zeitpunkt ist, da der Zeitpunkt der Registrierung in der Hand des Genehmigungsinhabers liegt und eventuelle Änderungsgenehmigungen das Recht zur Ausschreibungsteilnahme nicht einschränken.

In Abbildung 96 ist das Alter der genehmigten Leistung zum Zeitpunkt der Bezuschlagung in der Ausschreibung nach Genehmigungsjahren dargestellt. Die im Jahr 2017 genehmigten Anlagen wurden verhältnismäßig spät bezuschlagt, dies ist auf die im Jahr 2017 geltende Bürgerenergieregelung zur Teilnahme ohne Genehmigung an der Ausschreibung zurückzuführen. Die nicht genehmigten Projekte der Bürgerenergiegesellschaften haben in den Ausschreibungsrunden 2023 die in diesem Jahr[284] genehmigten Anlagen bei insgesamt hoher Wettbewerbsintensität verdrängt. Ab 2018 wurde diese Regelung ausgesetzt und die 2017 genehmigten Anlagen haben entsprechend später einen Zuschlag erhalten. Von den 2018 und 2019 genehmigten Windenergieanlagen wurden nur wenige den im Jahr 2017 vergebenen Bürgerenergiezuschlägen zugeordnet. Von den 2018 bis 2020 genehmigten Windenergieanlagen erlangten jeweils rund 80 % den Zuschlag bevor die Genehmigung 100 Tage alt war. 2021 sinkt der Anteil auf knapp 70 %, 2022 konnten nur 46 % den Zuschlag in einer Ausschreibungsrunde mit Ausschreibungsdatum in den ersten 99 Tagen ab der Genehmigung erzielen. Die Ergebnisse für das erste Halbjahr 2023 sind noch nicht aussagekräftig, da zum Analysezeitpunkt noch keine Ergebnisse für die Ausschreibungsrunde im August 2023 vorliegen, in der für viele der im ersten Halbjahr genehmigten Windenergieanlagen erstmals die Gelegenheit bestand, an einer Ausschreibungsrunde teilzunehmen. Der Anteil an Anlagen, die erst 100 oder mehr Tage nach der Genehmigung bezuschlagt wurden, ist seit 2018 von 9 % auf 30 % im Jahr 2022 angestiegen (ohne Berücksichtigung der noch nicht bezuschlagten Anlagen, die diesen Anteil bei noch folgender Bezuschlagung erhöhen werden).

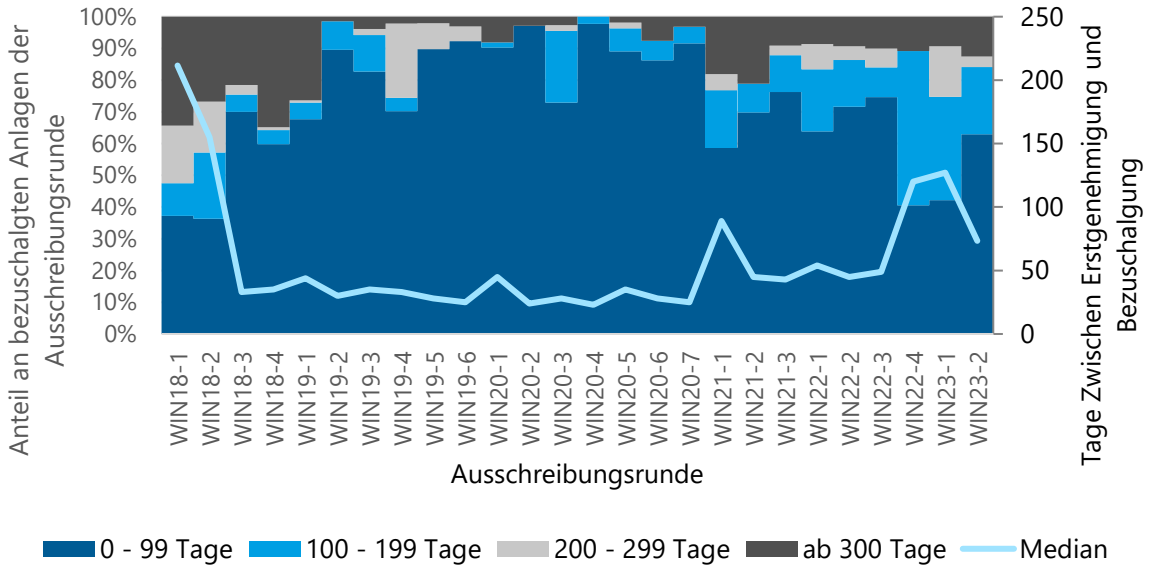
[284] Früher genehmigte Anlagen konnten durch eine Übergangsregelung trotz späterer Inbetriebnahme einen Vergütungsanspruch ohne Teilnahme an der Ausschreibung gelten machen.



Quelle: [BNetzA 2023b; Eigene Berechnung; MaStR 2023]

Abbildung 96: Alter der Genehmigungen zum Zeitpunkt der Bezuschlagung in der Ausschreibung

In Abbildung 97 ist das Alter der bezuschlagten Genehmigungen nach Ausschreibungsrunden dargestellt. Neben der Einteilung der bezuschlagten Mengen in Gruppen nach dem jeweiligen Alter ist auch der Median des Alters zum Zeitpunkt der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibungsrunde dargestellt. An der Entwicklung des Medianwerts zeigen sich insbesondere die verzögerten Beaufschlagungen der im Jahr 2017 genehmigten Anlagen (hoher Median in den Ausschreibungsrunden 2018) und die Erhöhung des zeitlichen Abstands zwischen den Ausschreibungsrunden (Anstieg des Medians vom Ausschreibungszeitraum 2019-2020 auf 2021- Mitte 2022). Die Ende 2022 und Anfang 2023 erhöhten Zeiträume zwischen Genehmigung und Bezuschlagung lassen sich auf die ausbleibende Teilnahme an der Ausschreibung in den Runden 2022 zurückführen. Ursächlich dafür waren wiederum gestiegene Kosten und die Erhöhung der Höchstwerte für das Jahr 2023. Nach der sehr geringen Teilnahme in Runde WIN22-4 nahmen im Jahr 2023 wieder ältere Genehmigungen an den Ausschreibungen teil, die bisher aus wirtschaftlichen Gründen gezögert hatten.



Quelle: [BNetzA 2023b; Eigene Berechnung; MaStR 2023]

Abbildung 97: Alter der Genehmigungen zum Zeitpunkt der Bezuschlagung in der Ausschreibung

Aufgrund des insgesamt geringen Wettbewerbs in den Ausschreibungsrunden ist im Hinblick auf die dargestellten Analysen keine starke Verzerrung durch nicht-erfolgreiche Teilnahmen anzunehmen. In einigen Fällen kann ein erhöhtes Alter einer Genehmigung allerdings durch wettbewerbsbedingte oder anderweitig begründete Ausschlüsse von einer Ausschreibungsrunde begründet sein.

7.7.2. Akteursbefragung

Die Befragung der Projektentwickler und Betreiber von Windenergieanlagen wurde Anfang August 2023 durchgeführt. Befragt wurden knapp 100 Unternehmen, die zufolge der Analyse des Marktstammdatenregisters Bezug zu mindestens einem der genehmigten Projekte haben, die trotz vorliegender Genehmigung und Registrierung im Marktstammdatenregister nicht an den Ausschreibungsrunden im Februar und Mai 2023 teilgenommen haben. Zum Zeitpunkt der Befragung war der Stichtag für die Ausschreibungsrunde im August 2023 bereits verstrichen, allerdings war noch nicht bekannt, welche Projekte bezuschlagt wurden. Somit ist es möglich, dass einige der ausgewählten Befragungsteilnehmer zum Befragungszeitpunkt bereits an der dritten Ausschreibungsrunde 2023 teilgenommen hatten.

Bis zum Ende des Befragungszeitraums sind Rückmeldungen von 30 Akteuren zu 45 Windenergieprojekten eingegangen. Einige Akteure haben sich dabei nicht auf ein Projekt bezogen, sondern allgemein geantwortet – in die statistische Auswertung der Rückmeldungen sind diese allgemeinen Rückmeldungen nicht eingeflossen. Die Projekte repräsentieren zusammen eine Kapazität von circa 832 MW. Einige weitere Unternehmen haben explizit auf die Teilnahme verzichtet oder angegeben, dass kein entsprechendes Projekt vorhanden sei.

Im Rahmen der Erhebung werden neben der Größe der Projekte zur Einordnung der Relevanz einer Rückmeldung insbesondere die Gründe für die Nicht-Teilnahme und die Voraussetzung

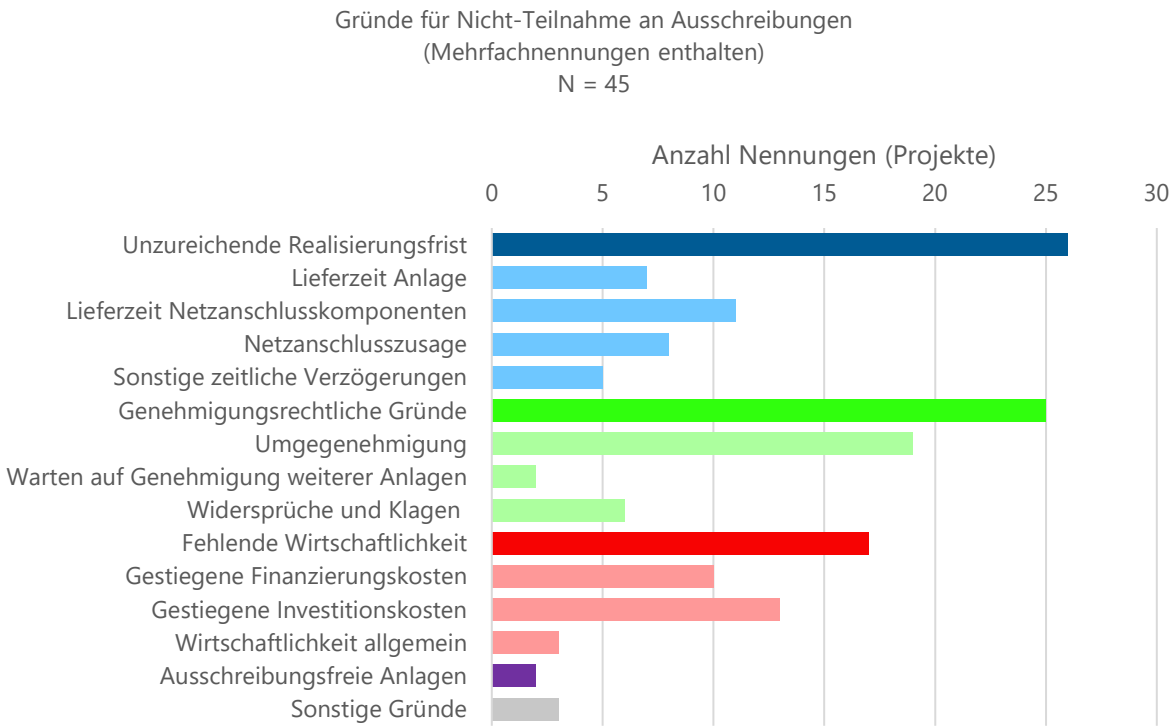
für eine Teilnahme abgefragt. Alle Rückmeldungen werden anonymisiert dargestellt, Rückschlüsse auf einzelne Projekte sollen nicht getroffen werden können. Im Folgenden sind die Ergebnisse dargestellt.

Frage 1 - Warum haben Sie auf eine Ausschreibungsteilnahme verzichtet?

Die von den Befragten genannten Gründe für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen lassen sich in fünf Kategorien gliedern:

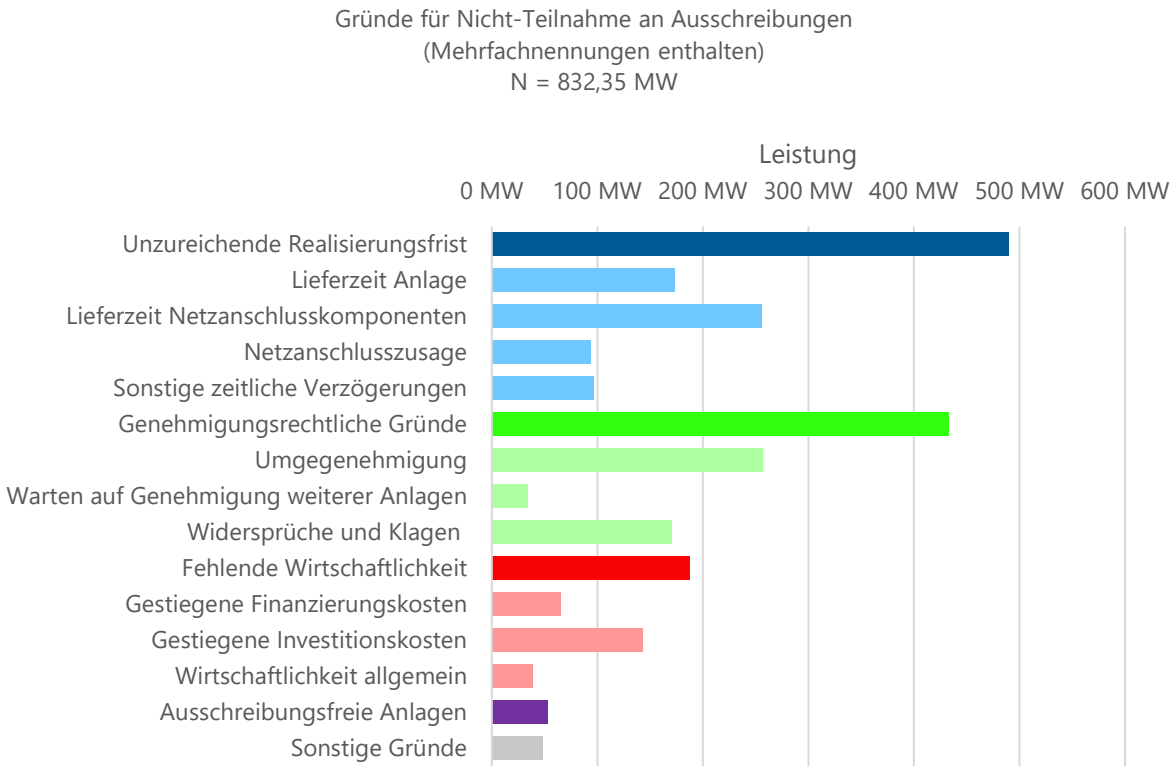
1. Unzureichende Realisierungsfrist,
2. Genehmigungsrechtliche Gründe,
3. Fehlende Wirtschaftlichkeit,
4. Ausschreibungsfreie Anlagen und
5. Sonstige Gründe.

In vielen Fällen gaben die teilnehmenden Akteure mehrere Gründe an, die sich zum Teil gegenseitig bedingen. Die nachfolgenden Abbildungen geben einen Überblick zur Relevanz bzw. Häufigkeit der genannten Gründe: Abbildung 98 zeigt die Anzahl der Nennungen bzw. Projekte, für die die Nicht-Teilnahme entsprechend begründet wurde. In Abbildung 99 sind die Antworten mit der elektrischen Leistung der Projekte gewichtet.



Quelle: [Befragung 2023, Eigene Auswertung und Darstellung]

Abbildung 98: Gründe für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Februar und Mai 2023 nach Anzahl der Nennungen (Projekte)



Quelle: [Befragung 2023, Eigene Auswertung und Darstellung]

Abbildung 99: Gründe für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Februar und Mai 2023 nach Leistung.

Unzureichende Realisierungsfrist

Am häufigsten wurde die Realisierungsfrist als Grund für die Nicht-Teilnahme angegeben (26 Nennungen; 490 MW). Mit 24 Monaten für eine pönalfreie Realisierung bzw. 30 Monaten bis zum Erlöschen des Zuschlags sei diese unter den aktuellen Rahmenbedingungen unzureichend bemessen. In elf Fällen (256 MW) ist die Realisierungsfrist nicht mit den Lieferzeiten für Netzanschlusskomponenten (Transformator, Umspannwerk) vereinbar, in weiteren acht Fällen (94 MW) fehlt noch die Netzanschlusszusage oder der zugesagte Anschlusstermin liegt so weit in der Zukunft, dass eine fristgerechte Realisierung gefährdet bzw. ausgeschlossen ist. Sieben Teilnehmer (173 MW) gaben zudem an, dass die Lieferzeit der Windenergieanlagen nicht mit den Fristen kompatibel sei. In fünf Fällen (97 MW) wurden verschiedene andere Gründe genannt, die eine fristgerechte Realisierung verhindern oder gefährden.

Genehmigungsrechtliche Gründe

An zweiter Stelle stehen genehmigungsrechtliche Gründe (25 Nennungen, 433 MW). So wird für 19 Projekte mit einer Leistung von 256 MW eine Änderung der Genehmigung angestrebt – zumeist, um auf einen moderneren Anlagentyp zu wechseln. Motiviert wird der Wechsel durch die fehlende Wirtschaftlichkeit älterer Anlagentypen bzw. den Umstand, dass der genehmigte Anlagentyp inzwischen nicht mehr vom Hersteller angeboten wird. In zwei Fällen (34 MW) wird auf die Genehmigung zugehöriger bzw. umliegender Anlagen gewartet. Bei sechs Projekten

(171 MW) steht die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen ferner in Verbindung mit Widersprüchen bzw. Klagen gegen die Genehmigung.

Fehlende Wirtschaftlichkeit

Dritthäufigster Grund für die ausbleibende Teilnahme ist eine fehlende Wirtschaftlichkeit der Projekte (17 Nennungen, 187 MW). Die Teilnehmer verwiesen diesbezüglich auf stark gestiegene Finanzierungs- (10 Nennungen, 187 MW) und Investitionskosten (13 Nennungen, 143 MW). In drei Fällen (38 MW) wurde lediglich allgemein darauf verwiesen, dass die Projekte unter den aktuellen Bedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar seien. Die fehlende Wirtschaftlichkeit steht bei den meisten Projekten in Verbindung mit älteren Anlagentypen und / oder einer kleinen Projektgröße. Die mittlere Leistung der Projekte, für die wirtschaftliche Gründe angeben wurden, liegt mit 11 MW deutlich unter der mittleren Leistung (23 MW) der Projekte, für die keine wirtschaftlichen Gründe aufgeführt wurden (vgl. hierzu auch die unterschiedliche Relevanz der Kategorie in den Abbildungen 1 und 2). Zehn der betreffenden Projekte befinden sich bereits in einem Prozess zur Umplanung bzw. -genehmigung. Bei zwei Projekten wird die Genehmigung weiterer Anlagen abgewartet (s. o.), um Synergien zu heben.

Ausschreibungsfreie Anlagen

Zwei der Befragten gaben an, nicht an den Ausschreibungen teilnehmen zu müssen (2 Projekte, 53 MW). In einem Fall handelt es sich um Pilotwindenergieanlagen an Land, die vorwiegend zu Zwecken der Forschung und Entwicklung errichtet werden. Im anderen Fall soll das Projekt überwiegend der Eigenversorgung dienen.

Sonstige Gründe

Unter sonstige Gründe wurden vereinzelte Nennungen subsummiert, die sich keiner der übrigen Kategorien zuordnen ließen (3 Nennungen, 48 MW). Dazu zählen die Flächensicherung für Kabeltrassen und Zuwegung, der bürokratische Aufwand zur Prospekterstellung sowie die Einhaltung landesspezifischer Vorgaben (BüGemBeteilG, Mecklenburg-Vorpommern). In allen drei Fällen wurden die „sonstigen Gründe" in Verbindung mit anderen Gründen genannt – sind also nicht allein für die ausbleibende Teilnahme ausschlaggebend.

Kombination von Gründen

In knapp der Hälfte der Rückmeldungen haben die Befragungsteilnehmer nur einen einzigen Grund für die ausbleibende Teilnahme an der Ausschreibung angegeben. In den meisten Fällen wurden wenigstens zwei Gründe, oftmals aus unterschiedlichen Bereichen, benannt. In Tabelle 27 sind die in der Erhebung gemeinsam bekannten Kategorien aufgeführt. Besonders häufig wurden genehmigungs-rechtliche Gründe mit unzureichender Realisierungsfrist und/oder fehlender Wirtschaftlichkeit zusammen genannt. Auch fehlende Wirtschaftlichkeit und unzureichende Realisierungsfrist wurden vermehrt zusammen für ein Projekt genannt.

Tabelle 27: Kombination von Gründen (Leistung und Anzahl der Nennungen)

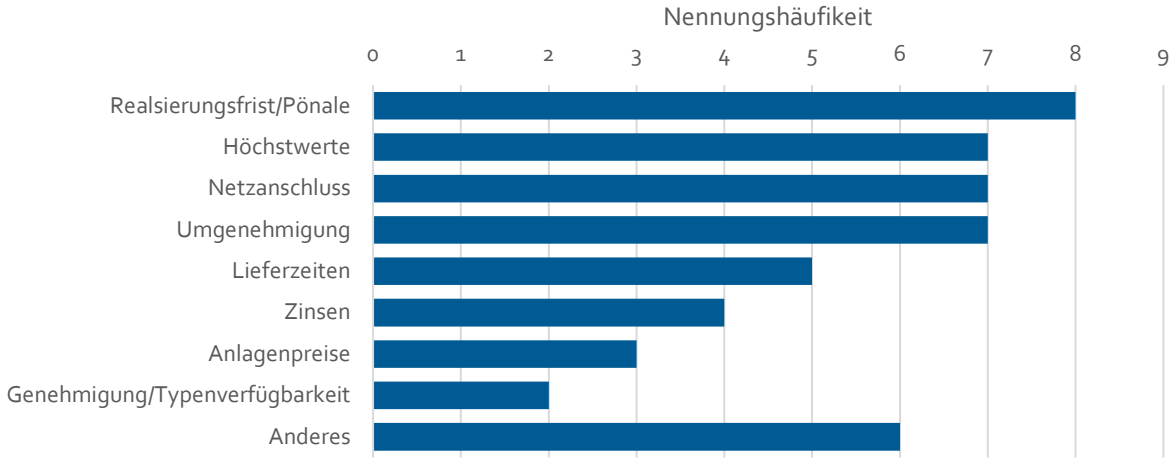
	Unzureichende Realisierungsfrist	Genehmigungs-rechtliche Gründe	Fehlende Wirtschaftlichkeit	Ausschreibungs-freie Anlagen	Sonstige Gründe
Unzureichende Realisierungsfrist	**490 MW** **26 Projekte**				
Genehmigungsrechtliche Gründe	148 MW 10 Projekte	**332 MW** **24 Projekte**			
Fehlende Wirtschaftlichkeit	110 MW 8 Projekte	145 MW 13 Projekte	**187 MW** **17 Projekte**		
Ausschreibungsfreie Anlagen	0 MW 0 Projekte	0 MW 0 Projekte	0 MW 0 Projekte	**53 MW** **2 Projekte**	
Sonstige Gründe	48 MW 3 Projekte	18 MW 2 Projekte	44 MW 2 Projekte	0 MW 0 Projekte	**48 MW** **3 Projekte**

Quelle: [Befragung 2023, Eigene Auswertung und Darstellung]

Frage 2 - Welche Voraussetzungen müssten erfüllt sein, damit Sie mit dem Projekt an der Ausschreibung teilnehmen können?

Im Rahmen der Erhebung wurde bei den teilnehmenden Akteuren zudem abgefragt, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssten, damit sie an der Ausschreibung teilnehmen können. Die Auswertung erfolgt hier nicht projektspezifisch, sondern nach von den jeweiligen Akteuren aufgeworfenen Themen. Rückmeldungen liegen zu dieser Frage von 24 Akteuren vor. Die einzelnen Akteure nennen dabei teilweise mehrere Voraussetzungen. In Abbildung 100 sind

die genannten Themen mit jeweiliger Nennungshäufigkeit aufgeführt. Im Folgenden werden die Themen kurz erläutert.



Quelle: [Befragung 2023, Eigene Auswertung und Darstellung]

Abbildung 100: Nennungshäufigkeit von Voraussetzungen, die zur Ausschreibungsteilnahme erfüllt sein müssen

Realisierungsfrist/Pönale

Der Themenblock Realisierungsfrist/Pönale wurde durch die Befragungsteilnehmer achtmal benannt. Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung ist eine ausreichend hohe Wahrscheinlichkeit, dass ein Vorhaben innerhalb der Umsetzungsfristen ohne Pönalen umgesetzt werden kann. Die Akteure mahnen an, dass die Frist von 24 Monaten bis zur Pönalisierung bzw. 30 Monaten bis zum Verfall des Zuschlags nicht ausreichen. Einige Teilnehmer merken an, dass die diskutierte Verlängerung der Realisierungszeit um 3 Monate nicht ausreicht. Die Teilnehmer sehen Verlängerungen um mindestens 6 Monate – besser 12 Monate – als geeigneter an, den langen Lieferzeiten gerecht zu werden. Auch temporäre Verlängerungen z. B. für Zuschläge von 2023 bis 2025 werden als hilfreich erachtet. Einige Teilnehmer regen zudem an, eine Verlängerung projektspezifisch zu gewähren, wenn nachgewiesen wird, dass die Verzögerung auf lange Lieferzeiten von Komponenten zurückzuführen ist. Zusammen mit den Realisierungsfristen werden von den Teilnehmern auch die Pönalfristen angesprochen, die als zu kurz eingestuft werden. Neben der Verlängerung der Pönalfrist wird auch eine Aufhebung der Pönale bzw. Reduzierung der Pönale vorgeschlagen.

Höchstwerte

Ebenfalls häufig genannt wird der Themenblock Höchstwerte. Die Rückmeldungen lassen sich hier generell in zwei Gruppen spalten. Einige Befragungsteilnehmer mit Projekten, die wirtschaftliche Hürden bei der Realisierung haben, sehen als Voraussetzung für die Teilnahme eine Erhöhung der Höchstwerte. Andere Befragungsteilnehmer sehen es als wichtig für eine Ausschreibungsteilnahme, dass die Höchstwerte, die bisher nur für das Zuschlagsjahr 2023 erhöht wurden, auch für kommende Jahre (ggf. dynamisch an die Inflation angepasst) angehoben werden, da Investitionsnebenkosten und Finanzierungskosten nicht zurück gegangenen sind. Es wird darauf hingewiesen, dass die Unklarheit über Höchstwerte in den

Ausschreibungen des Jahres 2024, Vorhaben in die Ausschreibung drängen könnte, die ein erhöhtes Risiko aufweisen, bei zeitnaher Bezuschlagung die Pönal- oder Realisierungsfristen nicht einhalten zu können.

Netzanschluss

Voraussetzung für eine Teilnahme an der Ausschreibung ist die zeitlich und rechtlich sichergestellte Herstellung des Netzanschlusses. Befragungsteilnehmer verweisen darauf, dass die Netzanschlüsse nicht innerhalb der Realisierungsfristen geschaffen werden könne. Einige Befragungsteilnehmer verweisen auf Engpässe bei der Beschaffung von Transformatoren für die Umspannwerke. Andere sehen Probleme bei der Erteilung von verbindlichen Netzanschlusszusagen durch die Netzbetreiber oder schlagen vor, Erneuerbare-Energien-Projekte koordiniert durch den Netzbetreiber besser zusammenfassen und über Meldestellen transparent zu machen.

Umgenehmigung

Eine weitere Voraussetzung zur Ausschreibungsteilnahme ist der Abschluss der erforderlichen Um- und Änderungsgenehmigungsverfahren. Mehrere Befragungsteilnehmer geben an, ohne die entsprechenden Änderungen in der Projektrealisierung nicht weiter fortfahren zu können.

Lieferzeiten

Als weitere Voraussetzung für eine Ausschreibungsteilnahme werden Lieferzeiten von Anlagen und Komponenten innerhalb der Realisierungsfrist des Zuschlags angegeben. Diese Voraussetzung hängt somit eng mit den bereits oben genannten Realisierungszeiten zusammen. Ebenso wie eine Verlängerung der Realisierungsfristen könnten verkürzte Lieferzeiten die Teilnahme an der Ausschreibung erleichtern.

Zinsen und Investitionskosten

Voraussetzung für einige Befragungsteilnehmer sind niedrigere Zinsen. Die Wirtschaftlichkeit der Projekte leidet unter den schnell und stark gestiegenen Zinsen. Diese Voraussetzung hängt somit eng mit den bereits oben genannten Höchstwerten zusammen. Vorgeschlagen werden Zinserleichterungen z. B. über die KfW. In die gleiche Richtung geht die Voraussetzung, niedrigere Investitionskosten für die Windenergieprojekte zu schaffen bzw. weitere Kostensteigerungen zu vermeiden.

Typenverfügbarkeit

Voraussetzung für die Ausschreibungsteilnahme ist eine anwendbare Genehmigung. Bei langen bisher üblichen Genehmigungszeiträumen kommt es vor, dass der genehmigte Anlagentyp zum Genehmigungszeitpunkt nicht mehr verfügbar ist. Somit werden eigentlich bereits genehmigte Projekte in die Umgenehmigung gezwungen (siehe oben). Mit beschleunigten Genehmigungsverfahren ließe sich diese verhindern. Weiterhin muss die Information, dass ein Typ nicht weiter verfügbar ist, schnellstmöglich bei den Projektentwicklern ankommen, die damit planen.

Anderes

Andere Voraussetzungen wurden einfach genannt und im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen der Kurzanalyse wurden rund 100 Unternehmen per E-Mail befragt, warum sie sich nicht bzw. nicht mit all ihren genehmigten Projekten an den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Februar und Mai 2023 beteiligt haben. Bis zum Ende des Befragungszeitraums sind Rückmeldungen von 30 Akteuren zu 45 Windenergieprojekten mit einer Gesamtleistung von rund 732 MW eingegangen. Die genannten Gründe lassen sich in fünf Kategorien gliedern: Unzureichende Realisierungsfrist (26 Nennungen, 490 MW), genehmigungsrechtliche Gründe (24 Nennungen, 332 MW), fehlende Wirtschaftlichkeit (17 Nennungen, 187 MW), ausschreibungsfreie Anlagen (2 Nennungen, 53 MW) und Sonstiges (3 Nennungen, 48 MW). Bezüglich der Realisierungsfrist verwiesen die Akteure vor allem auf lange Lieferzeiten für Netzanschlusskomponenten bzw. auf Netzanschlusszusagen des Netzbetreibers, die entweder noch nicht erteilt wurden oder bei denen der Netzanschlusstermin nicht mit den Fristen vereinbar ist. Ein großer Teil der Befragten gab ferner an, dass für die betreffenden Projekte eine Um- bzw. Änderungsgenehmigung angestrebt wird. Der Wechsel auf einen modernen Anlagentyp ist dabei zumeist wirtschaftlich begründet oder dem Umstand geschuldet, dass der genehmigte Anlagentyp – infolge des langen Genehmigungsverfahrens – inzwischen nicht mehr angeboten wird.

Die Akteure wurden zudem danach befragt, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit sie sich zukünftig an den Ausschreibungen beteiligen können. Aus den Rückmeldungen zu beiden Fragen lassen sich drei zentrale Handlungsfelder ableiten:

1. **Anpassung der Realisierungsfristen:** Die Frist für eine pönalfreie Realisierung von 24 Monaten bzw. die Dauer von 30 Monaten bis zum Erlöschen des Zuschlags sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen unzureichend. Neben einer grundsätzlichen Verlängerung der Realisierungsfristen könnte eine Verlängerung auf Antrag unter Nachweis der langen Lieferzeiten eine entsprechende Erleichterung für die davon betroffenen Akteure bringen.
2. **Beschleunigung der Genehmigungsverfahren:** Durch eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren können nachträgliche Umplanungen/-genehmigungen, die zu weiteren Verzögerungen führen, vermieden werden. So laufen Projekte, die eine lange Genehmigung durchlaufen, Gefahr, dass ihr Projekt entweder nicht mehr konkurrenzfähig/wirtschaftlich oder der genehmigte Anlagentyp nicht mehr verfügbar ist.
3. **Festlegung des Höchstwerts:** Die Festlegung des Höchstwerts ist weiterhin eine wichtige Stellschraube – zu hoch angesetzt resultieren Mitnahmeeffekte, zu niedrig angesetzt werden Standortpotenziale vergeben. Die Befragung hat diesbezüglich ergeben, dass der aktuelle Höchstwert (7,35 ct/kWh) kleinere Projekte und solche mit

älteren Anlagentypen zum Teil ausschließt. Zudem sollten Unsicherheiten bzgl. der Festlegung für 2024 zeitnah beseitigt werden. Auslöser für die erforderliche Festlegung auskömmlicher Höchstwerte sind die gestiegenen Kosten. Insbesondere bei der Fixierung der Zinsen für Windenergieprojekte werden Potenziale zur Stabilisierung der Kosten insbesondere in der Stabilisierung der Zinsen gesehen.

8. Handlungsempfehlungen

Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichtes wurden bereits einige Gesetzesänderungen, die die Situation der Windenergie an Land verbessern und den Zubau beschleunigen sollen, verabschiedet. Weitere Anpassungen der gesetzlichen Grundlagen des Windenergieausbaus (z. B. BImSchG, EEG und WindBG, sowie StromPBG) sind in Arbeit. Zudem hat das BMWK mit der Wind-an-Land-Strategie [vgl. BMWK 2023] ein umfangreiches Paket mit bereits durchgeführten sowie umzusetzenden Maßnahmen zur Auflösung von Hemmnissen des Windenergieausbaus in 12 zentralen Handlungsfeldern vorgelegt. Diese adressieren diverse Ansatzpunkte zur Verbesserung der Situation der Windenergie an Land und der Schaffung einer Grundlage zur Erreichung der Zubauziele. Hierzu gehören beispielsweise die Vereinfachung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, die Erleichterung der Flächensicherung, die Stärkung von Wertschöpfung und Produktionskapazitäten in Deutschland, Transport und Logistik, Fachkräftemangel und weitere. Insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Ausbauziele, die nach aktuellen Analysen mit den heute erreichten Zubau- und Genehmigungsraten nicht erreicht werden, ist eine erhebliche Steigerung des Zubaus erforderlich. Die bisher identifizierten Maßnahmen können dazu beitragen, dies zu erreichen. Die Wirksamkeit der Maßnahmen ist zu überprüfen. Im vorliegenden Bericht wird im Folgenden vorrangig auf die im Zusammenhang mit dem EEG und den im Vorhaben bearbeiteten Themenfeldern stehenden Handlungsfelder eingegangen.

Angemessenheit der Höchstwerte fortlaufend evaluieren

Die Kostensituation der Windenergie an Land hat sich seit 2021 erheblich verändert. Zur Berücksichtigung der deutlichen Kostensteigerungen, die die Branche erfahren hat, sind die im EEG verankerten Automatismen zur Anpassung des Höchstwerts nicht geeignet. Aufgrund der Ermächtigung der BNetzA zu entsprechenden weiteren Anpassungen der Höchstwerte konnte reagiert und der höchste Wert für 2023 angepasst werden. Die Anpassung erfolgte auf Basis von Zwischenergebnissen der Kostendatenerhebung im Rahmen des vorliegenden Vorhabens im Dezember 2022. Die Finalisierung der Kostendatenerhebung bestätigt, dass der Höchstwert für 2023 in Höhe von 7,35 ct/kWh geeignet ist, um wirtschaftliche Gebote für die in der Entwicklung befindlichen Projekte zu gewährleisten. Allerdings gebietet die dynamische Kostenentwicklung eine weitere Nachverfolgung der Kosten. Es wird empfohlen die Kostensituation im Bereich Windenergie engmaschig zu evaluieren, um sicherzustellen, dass keine weiteren Kostensteigerungen dem Zubau entgegenstehen bzw. Kostensenkungen die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen reduzieren. Die Prüfung zur Auskömmlichkeit der Höchstwerte in den Ausschreibungen ab 2024 ist bereits Bestandteil der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vorgelegten Wind-an-Land-Strategie.

Planungssicherheit schaffen – Höchstwert festlegen

Damit der Höchstwert im Jahr 2024 nicht auf den ursprünglich im EEG 2023 verankerten Wert von 5,88 ct/kWh zurückfällt, bedarf es entweder einer Anpassung des EEG oder einer erneuten Festlegung durch die Bundesnetzagentur. Die Einleitung eines Festlegungsverfahrens ist

gemäß § 85a EEG 2023 allerdings an bestimmte Voraussetzungen geknüpft, die den vorliegenden Fall nach Lesart der Autoren nicht bzw. nur eingeschränkt abdecken. Um Planungssicherheit für die Inverstoren zu schaffen, wird daher eine zeitnahe Anpassung des in § 36b Abs. 1 EEG 2023 verankerten Höchstwerts auf 7,35 ct/kWh empfohlen.

Realisierung bezuschlagter Projekte sicherstellen

Mit der Anhebung des Höchstwerts um 25 % für die Ausschreibungen des Jahres 2023 hat die Bundesnetzagentur auf die deutlich gestiegenen Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten reagiert. Die Kostensteigerungen belasten jedoch potenziell auch jene Projekte, die in den Vorjahren einen Zuschlag erhalten haben. So sind zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe oftmals noch nicht alle Verträge bindend geschlossen oder unterliegen Preisanpassungsklauseln. Wird ein Vorhaben infolge der Kostensteigerung unwirtschaftlich, stehen die Investoren vor der Entscheidung, ob sie das Vorhaben dennoch realisieren oder so lange verzögern, bis die Bindung des Zuschlags nach der 30-monatigen Realisierungsfrist aufgehoben ist. Wie viele der bezuschlagten Projekte in welchem Umfang von den Kostensteigerungen betroffen sind und bei wie vielen infolgedessen eine zeitnahe Realisierung in Frage steht, ist nicht bekannt. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbauziele sowie der klima- und energiepolitischen Dringlichkeit des Ausbaus erscheint es jedoch geboten, die zeitnahe Realisierung der bereits genehmigten und bezuschlagten Projekte durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen.

Im Rahmen des Vorhabens wurden diesbezüglich drei Handlungsoptionen entwickelt und diskutiert: Die Gewährung einer Rückgabeoption sowie eine wettbewerbliche oder administrativ bestimmte Aufwertung der Zuschläge. Jede der Option bringt individuelle Vor- und Nachteile mit sich, die es im Gesamtkontext gegeneinander abzuwägen gilt.

Anpassung der Realisierungs- und Pönalisierungsfristen

Die Realisierungszeiträume, die für Windenergieanlagen ab der Bezuschlagung eingeräumt werden, betragen regulär pönalfrei 24 Monate und insgesamt 30 Monate, diese wurden auf der Basis der vor 2017 beobachteten Realisierungszeiten festgelegt (vgl. Abschnitt 4.1.7). Analysen zeigen (vgl. Abschnitt 3.1.3), dass sich die Zeiträume zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme seither erheblich verlängert haben. Insbesondere in den letzten Jahren wird über lange Lieferzeiten (zum Beispiel für Umspannwerke) berichtet. Die im EEG verankerten Realisierungsfristen sind daher nicht mehr geeignet.

Eine Verlängerung der Realisierungsfristen kann beispielsweise über eine grundsätzliche Anpassung des Realisierungszeitraums oder über eine einfache, pönalfreie Verlängerungsoption realisiert werden. Die grundsätzliche Anpassung des Realisierungszeitraums, erhöht dabei die Bindungsdauer an ein Gebot, die gleichzeitige Anpassung des Beginns der Pönalisierung sollte berücksichtigt werden. Verlängerungen auf Antrag erhöhen den administrativen Aufwand.

Die Verlängerung der Realisierungsfristen in zukünftigen Ausschreibungen bereits Bestandteil der Wind-an-Land Strategie. Umfang und Umsetzung der Verlängerung sind zu prüfen.

Anpassung der gesetzlich festgelegten anzulegenden Werte

Bei den gesetzlich festgelegten Höchstwerten sind die gestiegenen Stromgestehungskosten ab Inbetriebnahme im Jahr 2022 nicht berücksichtigt. Durch die Kopplung der gesetzlich festgelegten anzulegenden Werte an die Zuschlagswerte des Vorvorjahres wirkt die Erhöhung der zulässigen Höchstwerte für Pilot-, Bürgerenergie- und Kleinwindenergieanlagen erst ab 2025. Pilot- und Bürgerenergieanlagen können statt der Inanspruchnahme des gesetzlich festgelegten anzulegenden Werts freiwillig an der Ausschreibung teilnehmen und somit einen auskömmlichen anzulegenden Wert erreichen. Für kleine Windenergieanlagen bis zu 1 MW Leistung besteht diese Option nicht, für sie ist eine Ausschreibungsteilnahme nicht zulässig. Entsprechend gilt für diese Anlagen bei Inbetriebnahme im Jahr 2023 noch der auf Basis des Jahres 2021 festgelegte anzulegende Wert (vgl. Abschnitt 5.3.2). Erlittene Kostensteigerungen werden hierdurch nicht abgedeckt und folglich kann über das EEG allein gegebenenfalls kein wirtschaftlicher Betrieb erzielt werden. Das Segment der Anlagen bis 1 MW ist verhältnismäßig klein (vgl. Abschnitt 2.1.1), dennoch kann der Gesamtzubau unterstützt werden, wenn die außerordentlichen Anpassungen der Höchstwerte kurzfristig auf die gesetzlich festzulegen anzulegenden Werte übertragen werden.

Artenschutzrechtliche Aspekte

Artenschutzrechtliche Erfassungen, Bewertungen und Berichtserstellung einschließlich der Abstimmung mit den Behörden und ggf. öffentlichen Beteiligungsrunden sind einer von vielen Gründen, warum sich die Genehmigungsverfahren für Windenergievorhaben schwierig gestalten und die zu langen Verfahrensdauern führen. Angesichts dieser Situation wäre vor der BNatSchG-Novelle 2022 die Empfehlung gewesen, dass eine bundeseinheitliche Standardisierung der Prüfanforderungen im besonderen Artenschutzrecht umgesetzt wird. Im Zuge der BNatSchG-Novelle ist dies zumindest hinsichtlich der Bewertungen des Tötungsverbots bei kollisionsgefährdeten Brutvogelarten beim Betrieb von Windenergieanlagen erfolgt, während es in den übrigen Bereichen des Artenschutzrechts keine Standardisierung und damit Vereinheitlichung gab (z. B. hinsichtlich Bestandserfassung, Störungs-/Beschädigungs-/Zerstörungsverbot, Ansammlungen, Vogelzug, Fledermäuse und andere FFH-Arten, nachträgliche Ansiedlung, Anlagenerrichtung). Auch diesbezüglich sollte eine bundeseinheitliche Standardisierung erwogen werden, insbesondere hinsichtlich der Bestandserfassung, des Störungsverbots und bzgl. Fledermäuse. Zudem sollte – auch mit Blick auf die Entwicklungen auf EU-Ebene – an einer Art „Standard"-Maßnahmenpaket gearbeitet werden, über das ein Großteil der Projekte unter den neuen EU-Vorgaben zum Artenschutzrecht zur Genehmigungsfähigkeit geführt werden kann (z. B. Fledermausabschaltung, ereignis- oder begrenzte phänologiebedingte Abschaltungen für Vögel und ökologische Baubegleitung für FFH-Arten).[285] Darüber hinaus sollte eine

[285] [Agatz 2023 S. 38]

Wiedereinführung des Absichtlichkeitsmerkmals und eine Umsetzung der FFH- und der Vogelschutz-Richtlinie in getrennten Vorschriften erwogen werden.[286]

Im Verlauf dieses Projekts sind vor allem seit 2022 durch die bereits erwähnten Änderungen im BNatSchG und das Inkrafttreten der EU-Notfallverordnung (und deren Umsetzung im WindBG) in einem kurzen Zeitraum zwei wesentliche Neuerungen bezüglich des Umgangs mit dem Artenschutz bei Windenergieplanungen in Kraft getreten, welche grundsätzlich in der Lage sind, identifizierte Hemmnisse aus der Umsetzung des besonderen Artenschutzes zu mindern und somit die Genehmigung von Windenergieanlagen zu beschleunigen. Allerdings sind diese Änderungen erst seit knapp einem Jahr (BNatSchG Juli 2022) bzw. seit wenigen Monaten (WindBG, März 2023) in Kraft.

BNatSchG: Im Grundsatz scheint eine Vorgehensweise nach den neuen BNatSchG-Regelungen geeignet, Verfahren zu vereinheitlichen und zu vereinfachen. Es entfallen bestimmte aufwändige Erfassungen (z. B. außerhalb des erweiterten Prüfbereichs oder hinsichtlich einer RNA), es gibt eine abschließende Liste von kollisionsgefährdeten Brutvogelarten sowie hierzu Regelvermutungen zu den artspezifischen Prüfbereichen. Weiterhin gibt es eine Liste von fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen; es wurden Zumutbarkeitsgrenzen bestimmt und der Weg in die artenschutzrechtliche Ausnahme vereinheitlicht. Auf der anderen Seite fehlen wesentliche Umsetzungs-Hilfen, so z. B. die angekündigte Rechtsverordnung für die Habitatpotentialanalyse, welche ein zentrales Instrument der Bewertung des Risikos im zentralen Prüfbereich darstellt (§ 54 Abs. 10c S. 7 BNatSchG: „*Eine Rechtsverordnung zur Konkretisierung der Anforderungen an die Habitatpotentialanalyse nach Satz 1 Nummer 1 ist dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2022 zuzuleiten*.“). Ebenso fehlt es noch an einer Entscheidung/Umsetzung hinsichtlich probabilistischer Prüfungsmethoden (§ 74 Abs. 6 BNatSchG: „*Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz prüft gemeinsam mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter Einbeziehung der maßgeblich betroffenen Verbände die Einführung einer probabilistischen Methode zur Berechnung der Kollisionswahrscheinlichkeit und legt dem Bundeskabinett hierzu bis zum 30. Juni 2023 einen Bericht zur Einführung der Methode oder einen Vorschlag zur Anpassung dieses Gesetzes oder eine Rechtsverordnung zur Einführung der Methode nach Maßgabe von § 54 Absatz 10c Satz 1 Nummer 1 vor.*“)

Somit wird empfohlen, konkrete Handlungsanweisungen, wie sie in Hessen kürzlich veröffentlicht wurden [HMUKLV/HMWEVW 2023], zu formulieren ebenso wie die Erweiterung des BNatSchG oder entsprechender folgender Verordnungen in Hinsicht auf weitere Artengruppen wie Fledermäuse, und FFH Anhang IV Arten vorzunehmen.

[286] [Zum Ganzen Schmidt & Sailer 2021 S. 154 (161)]

WindBG: Ein Vorgehen nach § 6 WindBG verzichtet auf eine Artenschutzprüfung in Windenergiegebieten nach § 2 WindBG. Allerdings müssen Genehmigungsbehörden, sofern notwendig, geeignete und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen auf der Grundlage vorhandener Daten oder, wenn Maßnahmen nicht verfügbar oder Daten nicht vorhanden sind, Zahlungen veranlassen; das kann die zuständigen Behörden zukünftig vor gewisse Herausforderungen stellen, da etliche Auslegungs- und Vollzugsfragen zu klären sind (z. B. ausreichende räumliche Genauigkeit der Daten etc.). Diese Fragen zu klären, ist zwar die Aufgabe von Vollzugsbehörden und insofern keine Sondersituation, dennoch gilt angesichts dieser Situation die Empfehlung, diese Neuerungen so mit Anleitungen, Arbeitshilfen bzw. Konkretisierungen zu untersetzen, dass sie tatsächlich als Verfahrenserleichterung mit einer soliden Rechtssicherheit wahrgenommen werden.

Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
a	Jahre
Abs.	Absatz
AnlReg	Anlagenregister nach § 6 Absatz 2 Satz 1 EEG 2017 (aufgehoben)
Apr	April
Aug	August
AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
BB	Brandenburg
BDB	Betreiber-Datenbasis
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BE	Berlin
BEG	Bürgerenergiegesellschaften
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur
BNK	Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
bzgl.	bezüglich
COVID-19	Coronavirus-Erkrankung
ct	Cent (Eurocent)
DE	Deutschland
Dez	Dezember
DFS	Deutsche Flugsicherung
DVOR	Doppler Very High Frequency Omnidirectional Radio Range
DWG	Deutsche WindGuard
EEAV	Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUR	Euro
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
EZB	Europäische Zentralbank
FA Wind	Fachagentur Windenergie an Land
Feb	Februar
FFH	Fauna-Flora-Habitatrichtlinie
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen)
GH	Gesamthöhe
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden

H1	Erstes Halbjahr
HB	Bremen
HH	Hamburg
HKN	Herkunftsnachweis
HPA	Habitatpotenzialanalyse
IBN	Inbetriebnahme
i.d.R.	in der Regel
InnAusV	Innovationsausschreibungsverordnung
Jan	Januar
Jul	Juli
Jun	Juni
km	Kilometer
km^2	Quadratkilometer
KNE	Kompetenzzentrum für Naturschutz und Energiewende
kW	Kilowatt
KWEA	Kleinwindenergieanlage
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAG VSW	Länderarbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarten
LEP	Landesentwicklungsplan oder Landesentwicklungsprogramm
LFU BB	Landesamt für Umwelt Brandenburg
LLUR	Landesamt für Landwirtschaft und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein
m	Meter
m^2	Quadratmeter
MaStR	Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes
Max	Maximum
MELUND	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein
MELUR	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein
Min	Minimum
Mrz	März
MULESA	Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt
MULNV	Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen
MV	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NH	Nabenhöhe
NI	Niedersachsen
NLWKN	Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz
Nov	November
Nr.	Nummer
NW	Nordrhein-Westfalen
Okt	Oktober
PLZ	Postleitzahl
PPA	Power Purchase Agreements (Stromkaufvereinbarung)

Q1	Erstes Quartal / Quartil
Q1-4	Erstes bis viertes Quartal / Quartil
Q2	Zweites Quartal / Quartil
Q3	Drittes Quartal / Quartil
Q4	Viertes Quartal / Quartil
RD	Rotordurchmesser
RNA	Raumnutzungsanalyse
RNR	Regionalnachweisregister
RP	Rheinland-Pfalz
Sep	September
SFL	Spezifische Flächenleistung
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SUER	Stiftung Umweltenergierecht
T€	Tausend Euro
TH	Thüringen
TWh	Terrawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
vgl.	vergleiche
vMGI	vorhabensbezogenen Mortalitätsgefährdungsindex
VNK	Verteilernetzkomponente
VOR	Very High Frequency Omnidirectional Radio Range
W	Watt
WEA	Windenergieanlage
z.B.	zum Beispiel
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
BWE	Bundesverband Windenergie e. V.

Literaturverzeichnis

Agatz, Monika. (2019). *Windenergie-Handbuch - 16. Ausgabe* (S. 432). http://windenergie-handbuch.de/wp-content/uploads/2020/03/Windenergie-Handbuch-2019.pdf

Agatz, Monika. (2020). *Ein Rechtsrahmen für den Windenergieausbau*.

Agatz, Monika. (2023). *Arbeitshilfe BNatSchG-Änderung 2022 / EU-NotfallVO*. https://windenergie-handbuch.de/wp-content/uploads/2023/02/Arbeitshilfe-BNatSchG-WEA-Regelung-Rev-2.pdf

AGEE-Stat, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. (2022). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

Agora Energiewende. (2020). *Sofortprogramm Windenergie an Land*. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020-01_DE-RE-Boost-2030/A-EW_198_OnshoreSofort_WEB.pdf

Albrecht, Eike, & Zschiegner, André. (2019). *Viel Wirbel um nichts? - Zur Bedeutung der von Windkraftanlagen hervorgerufenen Turbulenzen im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren, Umwelt- und Planungsrecht*. 90–102.

anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2019a). *Wind- und Ertragsindex Report für das Windjahr 2018*. https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2018.pdf

anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2019b). *Wind- und Ertragsindex Report für das Windjahr 2019*. https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2019.pdf

anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2021). *Wind- und Ertragsindex Report für das Windjahr 2020* (Rev.01). https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2020.pdf

anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2022). *Wind- und Ertragsindex Report für das Windjahr 2021*. https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2021.pdf

Backes, Chris W. (2018). Erneuerbare Energien und Artenschutz - Konflikt oder Koexistenz? *Zeitschrift für Umweltrecht*, 587 ff. https://www.zur.nomos.de/fileadmin/zur/doc/Aufsatz_ZUR_18_11.pdf

BAF, Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung. (2023, Juli 19). *Anlagenschutz - DFS reduziert die Anlagenschutzbereiche*. https://www.baf.bund.de/DE/Themen/Flugsicherungstechnik/Anlagenschutz/anlagenschutz_aktuelleThemen.html

BDEW, Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (2023). *Stellungnahme zur Änderung der AVV-Kennzeichnung*. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20230428_AVV_Kennzeichnung.pdf

BEE, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2021a). *Das „BEE-Szenario 2030". 65 Prozent Treibhausgasminderung bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE). Version 2021* (Version 2021; S. 38). https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210416_BEE-Szenario_2030_final.pdf

BEE, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2021b). *Kurzanalyse der Langfristszenarien des BMWi*. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210824_Kurzanalyse_zu_den_Langfristszenarien_des_BMWI.pdf

Befragung. (2023). *Akteursbefragung zu Gründen für die Nicht-Teilnahme an den Ausschreibungen, durchgeführt im August 2023 durch Deutsche WindGuard*.

Behr, Oliver, Barré, Kévin, Bontadina, Fabio, Brinkmann, Robert, Dietz, Markus, Disca, Thierry, Froidevaux, Jérémy SP, Ghanem, Simon, Huemer, Senta, Hurst, Johanna, Kaminsky, Stefan K, Kelm, Volker, Korner-Nievergelt, Fränzi, Lauper, Mirco, Lintott, Paul, Newman, Christian, Peterson, Trevor, Proksch, Jasmin, Roemer, Charlotte, Schorcht, Wigbert, & Nagy, Martina. (2023). Standardised and referenced acoustic monitoring reliably estimates bat fatalities at wind turbines: comments on 'Limitations of acoustic monitoring at wind turbines to evaluate fatality risk of bats'. *Mammal Review*.

Behr, Oliver, Brinkmann, R, Hochradel, K, Mages, J, Korner-Nievergelt, F, Reinhard, H, Simon, R, Stiller, F, Weber, N, & Nagy, M. (2018). *Bestimmung des Kollisionsrisikos von Fledermäusen an Onshore-Windenergieanlagen in der Planungspraxis - Endbericht (RENEBAT III)*.

Behr, Oliver, Brinkmann, Robert, Korner-Nievergelt, Fränzi, Nagy, Martina, Niermann, Ivo, Reich, Michael, & Simon, Ralph. (2015). *Reduktion des Kollisionsrisikos von Fledermäusen an Onshore-Windenergieanlagen (RENEBAT II)* (Nr. 7; Umwelt und Raum, S. 368). Institut für Umweltplanung - Leibniz Universität Hannover.

Bernotat, Dirk, & Dierschke, Volker. (2021). *Übergeordnete Kriterien zur Bewertung der Mortalität wildlebender Tiere im Rahmen von Projekten und Eingriffen – Teil II.3: Arbeitshilfe zur Bewertung der Kollisionsgefährdung von Vögeln an Windenergieanlagen (an Land), 4. Fassung, Stand 31.08.2021* (S. 107).

BfN, Bundesamt für Naturschutz. (2020). *Methodenvorschlag des Bundes zur Prüfung und Bewertung eines signifikant erhöhten Tötungsrisikos von Vögeln an WEA*. Bundesamt für Naturschutz (BfN). https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/04/BfN_methodenvorschlag_signifikanz_bei-voegeln_2020.pdf

BfN, Bundesamt für Naturschutz, & KNE, Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende. (2020). *Hinweise zu den rechtlichen und fachlichen Ausnahmevoraussetzungen nach §45 Abs. 17 BNatSchG bei der Zulassung von Windenergievorhaben*. https://www.umweltministerkonferenz.de/documents/anlage-zu-top-4,-ziff-4_1591168257.pdf

BfN, KNE & FA Wind. (2020). *Technische Systeme zur Minderung von Vogelkollisionen an Windenergieanlagen – Entwicklungsstand und Fragestellungen –*. https://www.bfn.de/sites/default/files/BfN/service/Dokumente/skripten/skript571.pdf

BGBl. (2016). *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 49 Seite 2258ff - Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien*. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27943664%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=0BC57B77

BGBl. (2017). *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 57 Seite 3167ff - Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen*. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27942864%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=0BC57B77

BGBl. (2018). *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2018 Teil I Nr. 47 Seite 2549ff - Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften*. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27942128%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=0BC57B77

BGBl. (2021). *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil I Nr. 4 Seite 3026ff - Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht*.

Bick, Ulrike, & Wulfert, Katrin. (2020). Artenschutzrechtliche Ausnahme für Vogelarten, Anmerkung zu VG. *Natur und Recht*, *42*(4), 250–252. https://doi.org/10.1007/s10357-020-3669-2

BKG, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. (2017). *Verwaltungsgebiete 1:250 000* (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Hrsg.). https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/verwaltungsgebiete.html?___store=default

BKG, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. (2018). *Verwaltungsgebiete 1:250 000* (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Hrsg.). https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/verwaltungsgebiete.html?___store=default

BKG, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. (2021). *Verwaltungsgebiete 1:250 000* (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Hrsg.). https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/verwaltungsgebiete.html?___store=default

Blew, Jan, Albrecht, Klaus, Reichenbach, Marc, Bußler, Stefanie, Grünkorn, Thomas, Menke, Kerstin, & Middeke, Oliver. (2018). *Wirksamkeit von Maßnahmen gegen Vogelkollisionen an Windenergieanlagen - Methodenentwicklung für artenschutzrechtliche Untersuchungen zur Wirksamkeit von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen zur Reduzierung der Auswirkungen von Windenergieanlagen auf die Avifauna* (BfN-Skripten 518 2018). Bundesamt für Naturschutz. https://www.bfn.de/sites/default/files/BfN/service/Dokumente/skripten/skript518.pdf

BMWK, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). *Eröffnungsbilanz Klimaschutz*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=8

BMWK, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2023). *Eckpunkte einer Windenergie-an-Land-Strategie*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/eckpunkte-einer-windenergie-an-land-strategie.pdf

BMWK, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, & BMDV, Bundesministerium für Digitales und Verkehr. (2022a). *Gemeinsam für die Energiewende: Wie Windenergie an Land und Belange von Funknavigationsanlagen und Wetterradaren miteinander vereinbart werden - Maßnahmenpapier vom 5. April 2022*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/gemeinsam-fuer-die-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=8?

BMWK, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, & BMDV, Bundesministerium für Digitales und Verkehr. (2022b). *Funknavigation und Windenergie an Land - Bericht der Bundesregierung an den Bundestag über Maßnahmen zur besseren Vereinbarkeit von Windenergieanlagen an Land und dem Betrieb von Drehfunkfeuern gemäß § 99a Erneuerbare-Energien-Gesetz (2021)*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/funknavigation-und-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2019). *Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten (8175-06-00-19/1)*. Bundesnetzagentur (BNetzA). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/GemeinsAusschr/FestlegungVNAusbaugebiet.pdf

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2020). *Anträge auf Befreiung von der Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung – Hinweise zur Antragstellung –*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-059/BK6-19-059_Hinweispapier_inkl_Geb%C3%BChrenhinweis.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2021a). *Statistiken zum gemeinsamen Ausschreibungsverfahren von Windenergie an Land- und Solaranlagen nach der GemAV*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_GemAV.xlsx

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2021b, Juni 15). *Ausschreibung Wind an Land: Gebotstermin 1. Mai 2021*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2021/Gebotstermin_01_05_2021/Gebotstermin_01_05_21_node.html

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2021c). *Statistiken zur Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Onshore.xlsx

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2022a). *Statistiken: Innovationsausschreibungen*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2022b). *Statistiken zur Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Onshore.xlsx

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2022c). *Festlegung Höchstwert 2023 AZ 4.08.01.01/1#6*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Onshore/FestlegungOnshore.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2023a). *EEG-Registerdaten und -Fördersätze*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2023b). *Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge verschiedener Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land*. Bundesnetzagentur (BNetzA). verlinkt zu jeweiliger Ausschreibungsrunde unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2023c, März 6). *Statistiken: Windenergieanlagen an Land – Ausschreibungen*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Onshore.xlsx

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2023d). *Festlegung Höchstwert Innovationsausschreibung AZ 4.08.01.01/1#12*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovations/Festlegung12InnAusV.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, & Bundeskartellamt. (2023). *Monitoringbericht 2022*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Böttcher, Leif, & Faßbender, Kurt. (2014). *Erneuerbare Energien in der Notar- und Gestaltungspraxis*. C.H.Beck.

Brandt, Edmund. (2016). *Gutachterliche Stellungnahme zu den rechtlichen Konsequenzen der behördlichen Anwendung des Helgoländer Papiers* (S. 41).

Brandt, Edmund. (2019). Anmerkungen zum Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 23. 10. 2018 betr. Naturschutzfachliche Einschätzungsprärogativer. *Zeitschrift für Neues Energierecht, 2019, Heft 2*, 92–95.

Brandt, Edmund. (2020). Entscheidungsverantwortung des Gesetzgebers und die Folgen: der BfN-Methodenvorschlag aus verfassungsrechtlicher und wissenschaftstheoretischer Sicht. *Zeitschrift für Neues Energierecht*, *2020*(Heft 03), 181–185.

Bringewat, Jörn, & Scharfenstein, Clara. (2021). *Entwurf für ein Windenergie-an-Land-Gesetz - Ein Vorschlag der Stiftung Klimaneutralität*. https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021-05-06-Gesetzentwurf-Wind-an-Land-Gesetz-vBVH.pdf

Brinkmann, R., Behr, O., Niermann, I., & Reich, M. (Hrsg.). (2011). *Entwicklung von Methoden zur Untersuchung und Reduktion des Kollisionsrisikos von Fledermäusen an Onshore-Windenergieanlagen*. (Bd. 4). Cuvillier Verlag.

Brunken, Gerd. (2004). Amphibienwanderungen - Zwischen Land und Wasser. *NVN/BSH Merkblatt*, *69*. https://www.bsh-natur.de/uploads/Merkbl%C3%A4tter/069%20-%20Amphibienwanderungen.pdf

Buchheim, Johannes. (2019). Anmerkung: BVerfG, Beschluss v. 23. 10. 2018 – 1 BvR 2523/13, 595/14. *JuristenZeitung*, *Jahrgang 74*(Heft 2), 92-96 (5). https://www.mohrsiebeck.com/artikel/anmerkung-101628jz-2019-0029?no_cache=1

Büchner, Sven, & Lang, Johannes. (2014). Die Haselmaus (Muscardinus avellanarius) in Deutschland – Lebensräume, Schutzmaßnahmen und Forschungsbedarf. *Säugetierkundliche Informationen*, *9*, 367–377. https://www.researchgate.net/publication/269335282_Die_Haselmaus_Muscardinus_avellanarius_in_Deutschland_-_Lebensraume_Schutzmassnahmen_und_Forschungsbedarf

Bundesnetzagentur | SMARD.de. (2023). *Marktdaten zur Realisierten Erzeugung in Deutschland*. https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten

Bundesregierung. (2022). *Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor*. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-04/04_EEG_2023.pdf

Bund-Länder-Kooperationsausschuss. (2022). *Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land an die Bundesregierung gemäß § 98 EEG - Berichtsjahr 2022*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2022/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=16

Busse, Jürgen, & Kraus, Stefan. (2021). *Bayerische Bauordnung* (144. EL 09/2021).

Busse, Verena. (2016, September 7). Fachbeitrag - Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen bei Windenergievorhaben. *Blog ErneuerbareEnergien.NRW*. https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/ausgleichs-und-ersatzmassnahmen-bei-windenergievorhaben/

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2017). *Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch* (S. 24) [Leitfaden]. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/beiraete/juristischer-beirat/Anspru__che_aus_dem_EEG_fu__r_Windenergieanlagen_ohne_Fo__rderanspruch_web.pdf

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2018a). *Erlöseoptionen außerhalb des EEG: Eigenversorgung - Direktlieferung - Power-to-X und Regelleistung - Leitfaden* (S. 1–32). Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20180115-erloesoptionen-ausserhalb-des-eeg.pdf

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2018b). *Rückbauverpflichtung bei Windenergieanlagen* (S. 8) [Hintergrundpapier]. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/hintergrundpapiere-oeffentlich/themen/Technik/20180611_bwe_hintergrundpapier_rueckbau.pdf

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2021). *Aktionsprogramm für die 20. Legislaturperiode*. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/BWE_Aktionsprogramm_fuer_die_20._Legislaturperiode.pdf

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2022). *Umfrage: Luftverkehr und Windenergie - Ergebnisse der BWE-Umfrage 2021 zu Genehmigungshemmnissen durch Drehfunkfeuer und militärische Belange der Luftraumnutzung in Kooperation mit der FA Wind*. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/arbeitskreise/luftverkehr/20220111_BWE_Umfrage_Luftverkehr_2021_Final.pdf

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2023a). *BWE-Forderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel* [Positionspapier]. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20230313_BWE_Forderungskatalog_zum_Windgipfel_2022.pdf

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2023b). *Positionspapier zu den Zuschlägen von 2022*. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/02-auschreibungen/20230525_BWE_Position_Zuschlaege_2022.pdf

Calliess, Christian, & Ruffert, Matthias. (2016). *EUV/AEUV: das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta: Kommentar* (5. Auflage). C.H. Beck.

Dalla Riva, Alberto, Hethey, Janos, Borre Eriksen, Peter, Luers, Silke, Mak, Forest, Kalash, Shadi, Wold, Magnus, Bjarnstedt, Jonas, Telsnig, Thomas, Stehly, Tyler, Rand, Joe, Wiser, Ryan, & Kikuchi, Yuka. (2023). *IEA Wind TCP Task 26: Wind Technology, Cost, and Performance Trends for Denmark, Germany, Ireland, Japan, Norway, Sweden, the European Union, and the United States 2016-2019* (NREL/TP-5000-81246, 1925165, MainId:82019; S. NREL/TP-5000-81246, 1925165, MainId:82019). https://doi.org/10.2172/1925165

DESTATIS, Statistisches Bundesamt. (2021). *Bundesländer mit Hauptstädten nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte am 31.12.2020*. https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/02-bundeslaender.html

Deutscher Bundestag. (2016). *Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien - Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD*. https://dserver.bundestag.de/btd/18/088/1808860.pdf

Deutscher Bundestag. (2020). *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften*. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2020-10/20201019_BT-Drs_19-23482.pdf

Di Fabio, U. (1992). *Verwaltungsvorschrift als ausgeübte Beurteilungsermächtigung, Deutsches Verwaltungsblatt* (S. 1339 ff.).

DIBt, Deutsches Institut für Bautechnik, Referat I8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit. (2015). *Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015*. https://www.dibt.de/fileadmin/dibt-website/Dokumente/Referat/I8/Windenergieanlagen_Richtlinie_korrigiert.pdf

Dolde, KP. (2008). Artenschutz in der Planung - Die „kleine" Novelle zum Bundesnaturschutzgesetz. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*, 121 ff.

Dreier (Hrsg.), Horst. (2015). *Grundgesetz Kommentar: Bd. Band 2-Art. 20-82 GG* (3. Aufl.). Mohr Siebeck.

Dreier (Hrsg.), Horst. (2018). *Grundgesetz Kommentar: Bd. Band 3-Art. 83-146 GG* (3. Auflage). Mohr Siebeck.

DWG, Deutsche WindGuard. (2008). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6: Stromerzeugung aus Windenergie*.

DWG, Deutsche WindGuard. (2011). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG*. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2011/Vorbereitung%20und%20Begleitung%20der%20Erstellung%20des%20Erfahrungsberichtes%202011%20gem%C3%A4%C3%9F%20%C2%A7%2065%20EEG.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2013). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems*. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2013/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2016). *Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020* (S. 44). https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Weiterbetrieb%20von%20Windenergieanlagen%20nach%202020.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2017). *Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020* (S. 1–87). https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2020). *Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen*. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Volllaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2022). *Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kurzfristanalyse-zur-kostensituation-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=8

DWG, Deutsche WindGuard, & ZSW, Zentrum für Sonnenenergie-und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land* (S. 421) [Wissenschaftlicher Bericht]. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf;jsessionid=149C09595388E0A84583D9F90C0AC1D7?__blob=publicationFile&v=7

EE-Richtlinie (EU). (2018). *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen* (Bd. 328). http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/deu

Ehlers, Dirk, & Pünder, Hermann. (2016). *Allgemeines Verwaltungsrecht* (15. Auflage). De Gruyter.

Ehrhart, Karl-Martin, Hanke, Ann-Katrin, & Ott, Marion. (2019). *Endogene Rationierung in Ausschreibungen für erneuerbare Energien: Verdrängung von Angebot statt Schaffung von Wettbewerb* (S. 14). https://games.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhartHankeOtt190517.pdf

Eichberger, M. (2013). Die Rechtsschutzgarantie vor Bundesverwaltungs- und Bundesverfassungsgericht, Aspekte eines Kooperationsverhältnisses anhand der Beispiele von Beurteilungsspielraum und Vollprüfungsanspruch. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht - Beilage*, 18 ff.

Elgeti, Till, & Hilkenbach, Nina. (2017). Aufsatz | Das Verschlechterungsverbot - eine Standortbestimmung. *Zeitschrift für Wasserrecht*, *Vol. 56, No. 2*, 58–73.

Energy Brainpool. (2020, März). *PPA-Preismonitor*. https://www.energybrainpool.com/services/ppa-preismonitor.html

enervis. (2019). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024*. https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-11_Endbericht_enervis.pdf

Epping, Volker (Hrsg), & Hillgruber, Christian (Hrsg). (2020). *BeckOK Grundgesetz* (43. Edition). C.H. Beck. https://beck-online.beck.de/Dokument?vpath=bibdata%2Fkomm%2Fbeckokgg_43%2Fcont%2Fbeckokgg.htm

Erbguth, Wilfried. (2020). Faktische Kontrollrestriktion der Judikative versus Einschätzungsprärogative der Verwaltung - Anmerkung zu BVerfG, Beschl. v. 23.10.2018 - 1 BvR 2523/13. *Deutsches Verwaltungsblatt*, 1050 ff.

Ernst, Werner, Zinkahn, Willy, Bielenberg†, Walter, & Krautzberger, Michael. (2019). *Baugesetzbuch: Kommentar* (136. Ergänzungslieferung). C.H. Beck. https://www.beck-shop.de/ernst-zinkahn-bielenberg-krautzberger-baugesetzbuch/product/422

EU-Kommission. (2012). *Leitfaden - Entwicklung der Windenergie und Natura 2000*.

EU-Kommission. (2018). *Natura 2000 - Gebietsmanagement, Die Vorgaben des Artikels 6 bei Habitat-Richtlinie 92/43/EWG*. https://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/art6/DE_art_6_guide_jun_2019.pdf

Europäische Kommission. (2022). *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, REPowerEU: Gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie*.

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2015). *Abstandsempfehlungen für Windenergie-anlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten Gutachterliche Stellungnahme zur rechtlichen Bedeutung des Helgoländer Papiers der Länderarbeitsgemeinschaft der Staatlichen Vogelschutzwarten (LAG VSW 2015)*.

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2016). *Kompensation von Eingriffen in das Landschaftsbild durch Windenergieanlagen im Genehmigungsverfahren und in der Bauleitplanung* (S. 20). Fachagentur Windenergie an Land. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Hintergrundpapier_Kompensation_Eingriffe_Landschaftsbild_durch_WEA_06-2016.pdf

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2018). *Was tun nach 20 Jahren? – Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende* (S. 54). Fachagentur Windenergie an Land. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2019). *Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland* (S. 31).

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2021). *Umsetzung der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung*. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Befeuerung/FA_Wind_Umfrage_Umsetzung_der_bedarfsgesteuerten_Nachtkennzeichnung_12-2021.pdf

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2022a). *Verwaltungsvorschriften / Empfehlungen der Bundesländer zum Umgang mit natur- und artenschutzrechtlichen Aspekten bei der Planung und Genehmigung sowie dem Betrieb von Windenergieanlagen (WEA)*. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Naturschutz/FA_Wind_UEbersicht_Umgang_mit_Artenschutz_Bundeslaender.pdf

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2022b). *Dauer förmliche Genehmigungsverfahren (mit UVP-Pflicht) für Windenergieanlagen an Land*. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Genehmigung/FA_Wind_Dauer_Genehmigungsverfahren_Wind_an_Land.pdf

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2022c, November 21). *Mustervertrag für kommunale Teilnahme nach EEG 2023*. https://www.fachagentur-windenergie.de/themen/akzeptanz/mustervertrag/

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2023a). *Rechtskräftige Flächenkulisse - Steuerung der Windenergienutzung in den Regionalplanungsräumen der Bundesländer* [Map]. https://www.fachagentur-windenergie.de/themen/planung/rechtskraeftige-flaechenkulisse/

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2023b). *Update: Umsetzung der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung*. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Befeuerung/FA_Wind_Update_Umfrage_zur_Umsetzung_der_BNK_3-2022.pdf

Fellenberg, Frank. (2019). Aufsatz | Kumulation, Kontrolldichte und Kohärenzsicherung - aktuelle Streitfragen im Habitatschutzrecht. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*, *38. Jahrg. (2019), Heft 4*, 177–185.

FGW, Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien eV. (2022). *Referenzertragsverfahren, verschiedene Abrufzeitpunke*. https://wind-fgw.de/themen/referenzertraege/

Fondsstandortgesetz, (2021). https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetzestexte/Gesetze_Gesetzesvorhaben/Abteilungen/Abteilung_VII/19_Legislaturperiode/2021-06-10-FoStoG/3-Verkuendetes-Gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2

FÖS, Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. (2023). *Akzeptanz durch Beteiligung von Kommunen und Bürger*innen: Wie finanzielle Anreize den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern voranbringen können*.

Fraunhofer IEE, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik & Bosch & Partner. (2022). *Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022*. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/02-planung/20220920_BWE_Flaechenpotentiale_Windenergie_an_Land.pdf

Fraunhofer IEE, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Fraunhofer ISE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, & bbh, Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbB. (2021). *Neues Strommarktdesign, Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.* (S. 247). https://klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf

Fraunhofer ISE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2020). *Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen* (S. 66). https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf

Fraunhofer ISI, Fraunhofer-Institut für System-und Innovationsforschung ISI, Consentec, Consentec GmbH, ifeu, Institut für Energie-und Umweltforschung Heidelberg, & TU Berlin, Technische Universität Berlin. (2021). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien* (S. 30). https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf

Frenz, Walter (Hrsg), & Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg). (2016). *BNatSchG: Bundesnaturschutzgesetz: Kommentar* (2., völlig neu bearbeitete Auflage). Erich Schmidt Verlag.

Frenz, Walter (Hrsg), & Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg). (2020). *BNatSchG: Bundesnaturschutzgesetz: Kommentar* (3. Auflage). Erich Schmidt Verlag.

Führ, (Hrsg.). (2019). *Gemeinschaftskommentar zum Bundes-Immissionsschutzgesetz* (2.). Carl Heymanns Verlag.

Gatz, Stephan. (2019). *Windenergieanlagen in der Verwaltungs- und Gerichtspraxis* (3. Auflage). https://www.vhw.de/publikationen/fachbuecher-fortbildung/details/windenergieanlagen-in-der-verwaltungs-und-gerichtspraxis/

Geiger, Rudolf, Khan, Daniel-Erasmus, & Kotzur, Markus. (2017). *EUV, AEUV: Vertrag über die Europäische Union: Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union: Kommentar* (6., überarbeitete Auflage). C.H. Beck.

Gellermann, Martin. (2016). *Niedersächsische Verwaltungsblätter - Windkraft und Artenschutz. 23. Jahrgang*.

Gellermann, Martin. (2020). Windkraftnutzung im Lichte der Vogelschutzrichtlinie 2009/147/EG. *Natur und Recht*, *42*(3), 178–181. https://doi.org/10.1007/s10357-020-3657-6

Giesberts, L., & Reinhardt, M. (Hrsg.). (2018). *Umweltrecht: BImSchG, KrWG, BBodSchG, WHG, BNatSchG: Kommentar* (2. Auflage). C.H. Beck.

Giesberts, Ludger, & Reinhardt, Michael. (2020). *BeckOK Umweltrecht* (55. Edition). https://beck-online.beck.de/Dokument?vpath=bibdata%2Fkomm%2Fbeckokumweltr_55%2Fcont%2Fbeckokumweltr.htm

Grothe, Silke, & Frey, Michael. (2016). Die Ausnahme von den Zugriffsverboten des §44 BNatSchG nach §45 Abs. 7 BNatSchG bei der Genehmigung von Windenergieanlagen. *Natur und Recht*, *38*(5), 316–324. https://doi.org/10.1007/s10357-016-3004-0

Guidehouse, IEE, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, SUER, Stiftung Umweltenergierecht, & Bosch & Partner. (2022). *Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/analyse-der-flachenverfugbarkeit-fur-windenergie-an-land-post-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Gusick, Will. (2023, März 23). Goldwind and Vestas in Photo Finish for Top Spot as Global Wind Power Additions Fall. *BloombergNEF*. https://about.bnef.com/blog/goldwind-and-vestas-in-photo-finish-for-top-spot-as-global-wind-power-additions-fall/

GWEC, Global Wind Energy Council. (2019). *GWEC Global Wind Report 2018*.

GWEC, Global Wind Energy Council. (2020). *GWEC Global Wind Report 2019*. https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/08/Annual-Wind-Report_2019_digital_final_2r.pdf

GWEC, Global Wind Energy Council. (2021). *GWEC Global Wind Report 2021*. https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf

GWEC, Global Wind Energy Council. (2022). *GWEC Global Wind Report 2022*. https://gwec.net/global-wind-report-2022/

GWEC, Global Wind Energy Council. (2023). *GWEC Global Wind Report 2023*. https://gwec.net/globalwindreport2023/

Hilpert, Johannes. (2018). *Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien - Würzburger Studien zum Umweltenergierecht* (Nr. 12). https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/02/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_12_PPA.pdf

HMUELV, Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, & HMWVL, Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung. (2012). *Leitfaden Berücksichtigung der Naturschutzbelange bei der Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA) in Hessen*. https://www.energieland.hessen.de/mm/WKA-Leitfaden.pdf

HMUKLV/HMWEVW. (2023). *Gemeinsamer Erlass Neurregelungen zur Beschleunigung des Windenergieausbaus (u.a. Oster- Sommerpaket, EU-Notfallverordnung)*. https://umwelt.hessen.de/sites/umwelt.hessen.de/files/2023-05/gemeinsamer_erlass_hmuklv-hmwevw_neuregelungen_zur_beschleunigung_wea_ausbau_aktualisiert_0.pdf

Hoffmann-Riem, Wolfgang, Schmidt-Assmann, Eberhard, & Voßkuhle, Andreas. (2012). *Grundlagen des Verwaltungsrechts* (2 Auflage). C. H. Beck.

Hoppe, Werner, Schlarmann, Hans, Buchner, Reimar, & Deutsch, Markus. (2011). *Rechtsschutz bei der Planung von Verkehrsanlagen und anderen Infrastrukturvorhaben* (4.). Erich Schmidt Verlag.

IEA wind TCP Task 53. (2023). *Task 53 Data Viewer*. IEA Wind TCP. https://iea-wind.org/task53/task-53-data-viewer/

Institut für Tierökologie und Naturbildung. (2015). *Arbeitshilfe zur Berücksichtigung des Fledermausschutzes bei der Genehmigung von Windenergieanlagen (WEA) in Thüringen*. Thüringer Landesanstalt für Umwelt und Geologie. https://tlubn.thueringen.de/fileadmin/00_tlubn/Naturschutz/Dokumente/1_zool_artenschutz/artenschutz_windenergie/arbeitshilfe_fledermause_und_windkraft_thuringen_20160121.pdf

IÖW, Institut für ökologische Wirtschafts-forschung, IKEM, Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität eV, BBH, Becker Büttner Held PartGmbB, & BBHC, Becker Büttner Held Consulting AG. (2020). *Finanzielle Beteiligung von betroffenen Kommunen bei Planung, Bau und Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen (FinBEE) - Ergebnisse für die Windenergie*. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/finanzielle-beteiligung-von-betroffenen-kommunen-bei-planung-bau-und-betrieb-von-erneuerbaren-energieanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Jacob, T, & Lau, Marcus. (2015). Beurteilungsspielraum und Einschätzungsprärogative - Zulässigkeit und Grenzen administrativer Letztentscheidungsmacht am Beispiel des Naturschutz- und Wasserrechts. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*. http://www.fuesser.de/fileadmin/dateien/publikationen/manuskripte/Beurteilungsspielraum_und_Einschaetzungspraerogative_2.pdf

Jarass, Hans D. (2020). *Bundes-Immissionsschutzgesetz* (13. Auflage).

Jarass, Hans D, & Pieroth, Bodo. (2020). *Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland* (16. Aufl.). C. H. Beck.

Jüttemann, Patrick. (2019). *Kleinwind-Marktreport – die besten Kleinwindkraftanlagen in Deutschland, Ausgabe 2020 | Version 6.0*.

KfW. (2022). *Konditionenübersicht für Endkreditnehmerin den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe (Stand: 02.05.2022)*. https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270

KfW. (2023). *Konditionenübersicht für Endkreditnehmer, diverse Stände, keine vollständige Erfassung alle Entwicklungsstufen*. https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270

Kluth, Stefan. (2017). *Arbeitshilfe Vogelschutz und Windenergienutzung. Fachfragen des bayrischen Windenergie-Erlasses*. https://www.landschaft-artenschutz.de/wp-content/uploads/2017-06_Vogelschutz-und-WEA_LfU.pdf

Kment, Martin. (2020). Faktische Grenzen judikativer Kontrolle und einge-forderte Maßstabsbildung in der (Nicht-)Wissensgesellschaft. *Zeitschrift für Europäisches Umwelt- und Planungsrecht*, *Jahrgang 18*(Ausgabe 3), 317–328.

Knack, Hans-Joachim, & Henneke, Hans-Günter. (2020). *Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG): Kommentar* (11. Auflage). Carl Heymanns Verlag.

KNE, Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende. (2021, Juli 7). *Anforderungen an technische Überwachungs- und Abschaltsysteme an Windenergieanlagen - Vortragsreihe*. Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende. https://www.naturschutz-energiewende.de/dialog/workshopreihe-technische-systeme/

Kopp, & Schenke, Wolf-Rüdiger (Hrsg). (2019). *Verwaltungsgerichtsordnung: Kommentar* (25., neubearbeitete Auflage). C.H.Beck.

LAG VSW, Länderarbeitsgemeinschaften der Vogelschutzwarten. (2015). *Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten*. https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/vogelschutz/150526-lag-vsw_-_abstandsempfehlungen.pdf

LAG VSW, Länderarbeitsgemeinschaften der Vogelschutzwarten. (2020). *Fachliche Empfehlung für avifaunistische Erfassung und Bewertung bei Windenergieanlagen - Genehmigungsverfahren - Brutvögel* (Lektorierte Fassung Beschluss 19/02; S. 1–28). Landesarbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarte (LAG VSW). http://www.vogelschutzwarten.de/downloads/2020_LAG%20VSW_19_2_WEA-Fachempfehlungen%20avifaunistische%20Erfassungsmethoden_FINAL_barrierefrei.pdf

Lammert, Sven. (2021, November 2). *Rückbau von Windenergieanlagen in der Praxis*. BWE-Seminar Rückbau, Verwertung und Recycling von Windenergieanlagen, digital.

LANA, Bund/Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz, Landschaftspflege und Erholung. (2006). *Hinweise der LANA zur Anwendung des europäischen Artenschutz-rechts bei der Zulassung von Vorhaben und bei Planungen*. Beschlossen auf der 93. LANA – Sitzung am 29.05.2006 und gemäß des Beschlusses der 67. UMK vom 26./27. Oktober im Hinblick auf die in Fn. 3 zitierten Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichts ergänzt. https://artenschutz.naturschutzinformationen.nrw.de/artenschutz/web/babel/media/lana_hinweise_artenschutz.pdf

Landmann, Robert von (Hrsg), & Rohmer, Gustav (Hrsg). (2011). *Umweltrecht: Kommentar* (M. Beckmann, Hrsg.; 63. Ergänzungslieferung, Bd. 1). Beck.

Langgemach, T, & Dürr, T. (2019). *Informationen über Einflüsse der Windenergienutzung auf Vögel*.

Lau, Marcus. (2011). Die Rechtsprechung des BVerwG zum europaeischen Naturschutzrecht im Jahr zwei und drei nach seiner Entscheidung zur Westumfahrung Halle. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*, *30*(8), 461 ff. https://trid.trb.org/view/1122671

Lau, Marcus. (2013). Neues aus Luxemburg zum Artenschutzrecht. *Natur und Recht*. https://doi.org/10.1007/S10357-013-2522-2

Lau, Marcus. (2016). Aktuelle Fragen des besonderen Artenschutzes im Immissionsschutzrecht. *Zeitschrift für Immissionsschutzrecht und Emissionshandel*, *Jahrgang 6, Ausgabe 2*, 50–60.

Lau, Marcus. (2018). Einwandern besonders geschützter Arten in den Gefahrenbereich genehmigter Vorhaben – gemeinsame Fragen. *Natur und Recht*, *40*(9). https://doi.org/10.1007/s10357-018-3396-0

Lau, Marcus, & Steeck, Sebastian. (2008). Das Erste Gesetz zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes – Ein Ende der Debatte um den europäischen Artenschutz? *Natur Und Recht*, *30*, 386–396. https://doi.org/10.1007/s10357-008-1479-z

LBV, (Hrsg.). (2011). *Fledermäuse und Straßenbau - Arbeitshilfe zur Beachtung der artenschutzrechtlichen Belange bei Straßenbauvorhaben in Schleswig-Holstein* (S. 63 + Anhang) [Arbeitshilfe]. Landesbetrieb Straßenbau und Verkehr Schleswig-Holstein (LBV). https://www.schleswig-holstein.de/mm/downloads/LBVSH/Aufgaben/Umwelt/fledermaeuse_072011.pdf

Lenz, Christofer. (2018). Die gerichtliche Kontrolldichte bei der Zulassung von Vorhaben. *Deutsches Verwaltungsblatt*, *133*(10), 605–612. https://doi.org/10.1515/dvbl-2018-1331003

LLUR, (Hrsg.). (2018). *Haselmaus (Muscardinus avellanarius) - Merkblatt zur Berücksichtigung der artenschutzrechtlichen Bestimmungen zum Schutz der Haselmaus bei Vorhaben in Schleswig-Holstein*. Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (LLUR) - Abteilung 5 Naturschutz und Forst. https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/A/artenschutz/Downloads/haselmauspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Lorz, Albert (Begründer), Konrad, Christian, Mühlbauer, Hermann, Müller-Walter, Markus H, & Stöckel, Heinz. (2013). *Naturschutzrecht: mit Artenschutz und Europarecht / Internationales Recht* (3. neubearbeitete und erweiterte Auflage des von Albert Lorz begründeten Werks). C.H. Beck.

LUBW, (Hrsg.). (2020). *Hinweise für den Untersuchungsumfang zur Erfassung von Vogelarten bei Bauleitplanung und Genehmigung für Windenergieanlagen*. Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW).

Luderer, Gunnar, Kost, Christoph, & Sörgel, Dominika. (2021). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich* (S. 359 pages). Potsdam Institute for Climate Impact Research. https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_26056

Ludwigs, Markus. (2020). Kontrolldichte der Verwaltungsgerichte. *Die Öffentliche Verwaltung*, 405 ff.

LUNG MV, Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern. (2016a). *Artenschutzrechtliche Arbeits- und Beurteilungshilfe für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen (AAB-WEA) Teil Fledermäuse*. Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern (LUNG MV). https://www.lung.mv-regierung.de/dateien/aab_wea_fled.pdf

LUNG MV, Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern. (2016b). *Artenschutzrechtliche Arbeits- und Beurteilungshilfe für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen (AAB-WEA) Teil Vögel*. https://www.lung.mv-regierung.de/dateien/aab_wea_voegel.pdf

Luther, K. (2019). Verletzung des Rücksichtsnahmegebots durch „Windklau". *Neue Juristische Wochenschrift - Spezial 2019*, 556 ff.

Lütkes, Stefan (Hrsg), & Ewer, Wolfgang (Hrsg). (2018). *Bundesnaturschutzgesetz: Kommentar* (2. Auflage). C.H. Beck.

Mann, Thomas (Hrsg), Sennekamp, Christoph (Hrsg), & Uechtritz, Michael (Hrsg). (2019). *Verwaltungsverfahrensgesetz: Grosskommentar* (2. Auflage). Nomos.

Maslaton, Martin. (2018). *Windenergieanlagen: ein Rechtshandbuch* (2. Auflage). C.H. Beck.

Maslaton, Martin. (2019). Die Auflösung des Spannungsverhältnisses zwischen Klimaschutz und Artenschutz durch eine TA Artenschutz/Wind. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*.

MaStR, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2022). *Marktstammdatenregister (MaStR) mit diversen eigenen Datenkorrekturen und Ergänzungen*. https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht

MaStR, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2023). *Marktstammdatenregister (MaStR) mit diversen eigenen Datenkorrekturen und Ergänzungen*. https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht

Masurowski, Frank. (2016). *Eine deutschlandweite Potenzialanalyse für die Onshore-Windenergie mittels GIS einschließlich der Bewertung von Siedlungsdistanzenänderungen* [Universität Osnabrück]. https://osnadocs.ub.uni-osnabrueck.de/handle/urn:nbn:de:gbv:700-2016071114613

Maunz, Theodor, & Dürig, Günter. (2014). *Grundgesetz: Kommentar* (72. Ergänzungslieferung). Beck.

Maunz, Theodor, & Dürig, Günter. (2020). *Grundgesetz: Kommentar* (90. Ergänzungslieferung). Beck.

Maurer, Hartmut, & Waldhoff, Christian. (2017). *Allgemeines Verwaltungsrecht* (19., überarbeitete und ergänzte Auflage). C. H. Beck.

MELUND, (Hrsg.), & LLUR, (Hrsg.). (2017). *Integration artenschutzrechtlicher Vorgaben in Windkraftgenehmigungen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)*. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein (MELUND), Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (LLUR).

MELUR, (Hrsg.), & LLUR, (Hrsg.). (2016). *Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) innerhalb des Potenziellen Beeinträchtigungsbereiches und des Prüfbereiches bei einigen sensiblen Großvogelarten - Empfehlungen für artenschutzfachliche Beiträge im Rahmen der Errichtung von WEA*. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (MELUR), Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und Ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (LLUR)).

Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt. (2018). *Leitfaden Artenschutz an Windenergieanlagen in Sachsen-Anhalt*.

MLUL. (2018). *Tierökologische Abstandskriterien für die Errichtung von Windenergieanlagen in Brandenburg (TAK)*.

MLUL, Abt. 4. (2018). *Tierökologische Abstandskriterien für die Errichtung von Windenergieanlagen in Brandenburg (TAK)* (Anlage 1 zum Erlass des Ministeriums für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz zur Beachtung naturschutzfachlicher Belande bei der Ausweisung von Windeignungsgebieten und bei der Genehmigung von Windenergieanlagen). https://mluk.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/Windkrafterlass_Anlage1.pdf

Möckel, Stefan. (2014). 35 Jahre Europäische Vogelschutzrichtlinie im Lichte des EuGH und BVerwG. *Natur und Recht*, *36*(6), 381–391. https://doi.org/10.1007/s10357-014-2650-3

MU NI, Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz. (2016). Leitfaden „Umsetzung des Artenschutzes bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen". *Niedersächsisches Ministerialblatt*, *66. (71.) Jahrgang Nummer 7*, Anlage 2.

Muckel, Stefan. (2019). Begrenzung gerichtlicher Kontrolle durch den Erkenntnisstand der Fachwissenschaft. *Juristische Arbeitsblätter*.

MULESA, (Hrsg.). (2018). *Leitfaden Artenschutz an Windenergieanlagen in Sachsen-Anhalt*. Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt (MULESA). https://mule.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLU/MLU/04_Energie/Erneuerbare_Energien/Windenergie/181126_Leitlinie_Artenschutz_Windenergieanlagen_barrierefrei.pdf

Müller-Mitschke, Sonja. (2015). Artenschutzrechtliche Ausnahmen vom Tötungsverbot für windenergieempfindliche Vogelarten bei Windenergieanlagen. *Natur und Recht*, *37*(11), 741–749. https://doi.org/10.1007/s10357-015-2912-8

MULNV NW, (Hrsg.), & LNUV NW, (Hrsg.). (2017). *Leitfaden „Umsetzung des Arten- und Habitatschutzes bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen in NRW"* (1. Änderung). Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MULNV NW), Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LNUV NW).

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2019a). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2018*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2019b). *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2020a). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2019*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2020b). *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2021a). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2020*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2021b). *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2020*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2022a). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2021*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2022b). *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2021*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2023a, Unterschiedliche Abrufzeitpunkte bis). *Marktwertübersicht*. https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpraemie/Marktwerte

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2023b, April 25). *EEG-Vergütungs- und Umlagekategorien*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Verguetungs-und-Umlagekategorien

Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2023c). *Direktvermarktung nach § 21b Absatz 1 EEG im Jahr 2023 inkl. EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (MPM) sowie sonstige monatliche Direktvermarktung (sDV)*. https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung

NLWKN, (Hrsg.). (2011). *Vollzugshinweis zum Schutz von Säugetierarten in Niedersachsen - Haselmaus (Muscardinus avellanarius)* (Niedersächsische Strategie zum Arten- und Biotopschutz). Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWKN).

Pfluger, Benjamin, Testeegen, Bernd, & Franke, Bernd. (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie).

Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal-Institut. (2021). *Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität* (195/03-S-2020/DE | 48-2020-DE Version 1.2; S. 180). https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf

Ramsauer, Ulrich. (2000). Die Ausnahmeregelung des Art. 6 Abs. 4 FFH-RL. *Natur und Recht*.

Ramsauer, Ulrich, & Kopp, Ferdinand O (Begründer). (2019). *Verwaltungsverfahrensgesetz: Kommentar* (20., vollständig überarbeitete Auflage). C.H. Beck.

Regionaldatenbank Deutschland, Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Deutschland. (2020). *11111-01-01-4: Gebietsfläche in qkm -regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte, Stichtag 31.12.2020*. https://www.regionalstatistik.de/genesis//online?operation=table&code=11111-01-01-4&bypass=true&levelindex=1&levelid=1659435516059#abreadcrumb

Reinhardt, M. (2019). Umweltschutz ist wesentlich - Verfassungsrechtliche Anforderungen an die Standardsetzung mit unbestimmten und unbestimmbaren Rechtsbegriffen. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*.

Rolshoven, Michael. (2006). Wer zuerst kommt, mahlt zuerst? - Zum Prioritätsprinzip bei konkurrierenden Genehmigungsanträge, Dargestellt anhand aktueller Windkraftfälle. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*.

Ruß, Sylvia. (2016). Das Neue Helgoländer Papier - ein weiterer Fachbeitrag. *Natur und Recht*.

Sachs, Michael. (2018). *Grundgesetz: Kommentar* (8. Auflage). C.H.Beck.

Sachs, Michael. (2019). Grundrechte: Grenzen des gerichtlichen Rechtsschutzes. *Juristische Schulung*, 184f.

Sailer, Frank. (2020a). Die artenschutzrechtliche Ausnahme bei Windenergieanlagen. *Zeitschrift für Neues Energierecht*, *2020, Heft 3*, 206–215.

Sailer, Frank. (2020b). *Gesetzgeberische Handlungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der artenschutzrechtlichen Ausnahmeregelung* (Hintergrundpapier Nr. 49; Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht). https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/03/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_49_Artenschutzrechtliche_Ausnahme_2020-03-11.pdf

Schlacke, Sabine. (2017). *GK-BNatSchG: Gemeinschaftskommentar zum Bundesnaturschutzgesetz* (2. Auflage). Carl Heymanns Verlag.

Schlacke, Sabine, & Schnittke, Daniel. (2015). *Abstandsempfehlungen für Windenergie-anlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten - Gutachterliche Stellungnahme zur rechtlichen Bedeutung des Helgoländer Papiers der Länderarbeitsgemeinschaft der Staatlichen Vogelschutzwarten (LAG VSW 2015)* (S. 44) [Rechtsgutachten]. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Rechtsgutachten_Abstandsempfehlungen_11-2015.pdf

Schmidt, Maximilian, & Sailer, Frank. (2019). Schallberechnungen bei Windenergieanlagen – Stand der Entwicklung in Sachen LAI-Hinweise. *Zeitschrift für Neues Energierecht, 2019, Heft 3*, S. 204-209.

Schmidt, Maximilian, & Sailer, Frank. (2021). Doch keine Erleichterungen im Artenschutzrecht? Anmerkung zu EuGH, Urt. v. 04.03.2021 - C-473/19, C-474/19. *Zeitschrift für Neues Energierecht, 2021, Heft 2*, S. 154-161.

Schoch, Friedrich, Schneider, Jens-Peter, & Bier, Wolfgang. (2019). *Verwaltungsrecht - VwGO: Kommentar* (37. Ergänzungslieferung). C.H. Beck.

Schröter, Henrike. (2017, Juli 14). *Haselmausvorkommen in Windparkprojekten - aus Planersicht*. 3. Runder Tisch Vermeidungsmaßnahmen, Kassel.

Schulz, Thomas (Hrsg). (2015). *Handbuch Windenergie*. Erich Schmidt Verlag.

Schumacher, Jochen, & Fischer-Hüftle, Peter. (2011). *Bundesnaturschutzgesetz: Kommentar* (2. Aufl). Kohlhammer.

Sobotta, Christoph. (2007). Artenschutz in der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs. *Natur und Recht, Laufener Spezialbeiträge 1/09*.

SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, & FDP. (2021). *Mehr Fortschritt wagen | Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit | Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90 / Die Grünen und FDP*. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf

Sprötge, Martin, Sellmann, Elke, & Reichenbach, Marc. (2018). *Windkraft Vögel Artenschutz: Ein Beitrag zu den rechtlichen und fachlichen Anforderungen in der Genehmigungspraxis* (1. Auflage).

SSIUL, (Hrsg.). (2011). *Gemeinsame Handlungsempfehlung des Sächsischen Staatsministeriums des Innern und des Sächsischen Staatsministeriums für Umwelt und Landwirtschaft zur Zulassung von Windenergieanlagen*. Sächsisches Staatsministerium des Innern, für Umwelt und Landwirtschaft (SSIUL).

Staatliche Vogelschutzwarte, (Hrsg.), LUWG, (Hrsg.), Wolf, Thomas, Störger, Ludwig, & Berberich, Walter. (2012). *Naturschutzfachlicher Rahmen zum Ausbau der Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz - Artenschutz (Vögel, Fledermäuse) und NATURA 2000-Gebiete* [Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft, Verbraucherschutz, Weinbau und Forsten Rheinland-Pfalz]. Staatliche Vogelschutzwarte für Hessen, Rheinland-Pfalz und das Saarland (Staatliche Vogelschutzwarte), Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG). https://lfu.rlp.de/fileadmin/lfu/Naturschutz/Dokumente/Erneuerbare_Energien/Naturschutzfachlicher-Rahmen-zum-Ausbau-der-Windenergienutzung-RLP_VSW-LUWG_2012.pdf.pdf

Stelkens, Paul, Bonk, Heinz Joachim, & Sachs, Michael. (2018). *Verwaltungsverfahrensgesetz: Kommentar* (9. Auflage). C.H. Beck.

UBA. (2023). *Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen zur Sicherung einer guten Praxis bei Rückbau und Recycling von Windenergieanlagen* (Nr. 48/2023; Texte).

UBA, Navigant Energy Germany GmbH und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE im Auftrag des Umweltbundesamt. (2019). *Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land* (Abschlussbericht CLIMATE CHANGE 38/2019; S. 167). Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_38_2019_flaechenanalyse_windenergie_an_land.pdf

Uerpmann. (2000). Abhandlungen - Normkonkretisierende Verwaltungsvorschriften im System staatlicher Handlungsformen. *Bayerische Verwaltungsblätter; Zeitschrift für öffentliches Recht und öffentliche Verwaltung*.

Umweltbundesamt. (2013). *Potenzial der Windenergie an Land*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf

v. Mangoldt, Hermann, Klein, Friedrich, & Starck, Christian. (2018). *Grundgesetz: Kommentar: Bd. Band 2: Art. 20-82* (P. M. Huber & A. Voßkuhle, Hrsg.; 7. Auflage). C.H. Beck.

Voßkuhle, Andreas, & Kaufhold, Ann-Kathrin. (2016). Aufsatz | Grundwissen - Öffentliches Recht: Verwaltungsvorschriften. *Juristische Schulung*, 314–316.

WindBG, (2022).

WindEurope. (2023). *Wind energy in Europe 2022 - Wind capacity figures 2022-2027 (Excel)*. https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/#downloads

Wulfert, Katrin. (2016). *FFH-Abweichungsverfahren und artenschutzrechtliches Ausnahmeverfahren: Bd. 2*. Kassel University Press.

Anhang

Tabelle 28: Übersicht über die Zuständigkeiten von Genehmigungsbehörden und der abschließenden Konzentrationszonenplanung bei Windenergieanlagen in den Bundesländern

(Stand Februar 2020) [287]

Bundesland	Genehmigungsbehörde	Zuständigkeit für abschließende Ausschlussplanung[288]
Baden-Württemberg	Landratsämter und kreisfreie Städte Anzahl: ca. 34	Gemeinden (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung auf gemeindlicher Ebene, vgl. § 11 Abs. 7 LPlG BW]
Bayern	Landratsämter und kreisfreie Städte Anzahl: ca. 94	Gemeinden (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Steuerung liegt derzeit trotz Ziff. 6.2.2 LEP Bayern faktisch bei den Gemeinden[289]]
Berlin	Senatsverwaltung für Stadtentwicklung	Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung auf Ebene der Bauleitplanung, vgl. Ziffer 8.2 LEP[290]]
Brandenburg	Landesamt für Umwelt, Abteilungen für Technischen Umweltschutz (T 1)	Regionale Planungsgemeinschaften (als Träger der Regionalplanung) Anzahl: 5 [Abschließende Planung für raumbedeutsame WEA durch Regionalplanung, vgl. Ziffer 8.2 LEP[291] i.V.m. § 2c Abs. 1 Gesetz zur Regionalplanung und zur Braunkohlen- und Sanierungsplanung (RegBkPlG)]
Bremen	Gewerbeaufsicht des Landes Bremen	Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung auf Ebene der Bauleitplanung, vgl. 4.11 Begründung FNP[292]

[287] Ohne Anspruch auf Vollständigkeit (Stand Februar 2020).

[288] Die Entscheidung über die Zuständigkeit zur Erfüllung der Vorgaben des Windenergieflächenbedarfsgesetzes wird aktuell durch die Länder getroffen. Eine aktuelle Übersicht findet sich unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Planung/FA_Wind_Umsetzung_WindBG_Laender_2023.pdf.

[289] Hinweis: trotz Festlegung von Vorranggebieten und Ausschlussgebieten auf Raumordnungsebene werden die Gemeinden nicht zu einer Anpassung ihrer Bauleitpläne gem. § 1 Abs. 4 BauGB angehalten, eine hieraus folgende Anpassungspflicht offensichtlich nicht angenommen.

[290] LEP abrufbar unter: https://www.landesrecht.brandenburg.de/dislservice/public/gvbldetail.jsp?id=8141.

[291] LEP abrufbar unter: https://www.landesrecht.brandenburg.de/dislservice/public/gvbldetail.jsp?id=8141.

[292] Begründung des FNP abrufbar unter: http://downloads.fnp-bremen.de/20141204/2014_12_04_Begruendung_F-Plan_Bremen_%20V3.6.pdf.

Bundesland	Genehmigungsbehörde	Zuständigkeit für abschließende Ausschlussplanung[288]
Hamburg	Behörde für Umwelt und Energie	Behörde für Stadtentwicklung (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung auf Ebene der Bauleitplanung, vgl. Ziffer 5 und 6 FNP Hamburg[293]]
Hessen	Regierungspräsidien Anzahl: 3	Regionalversammlungen (als Träger der Regionalplanung) Anzahl: 3 [Abschließende Planung durch Regionalplanung, vgl. 5.3.2.2-1 (Z) LEP]
Mecklenburg-Vorpommern	Staatliche Ämter für Landwirtschaft und Umwelt Anzahl: 4	Regionale Planungsverbände (als Träger der Regionalplanung) Anzahl: 4 [Abschließende Planung durch Regionalplanung, vgl. Ziffer 5.3 (11) LEP M-V]
Niedersachsen	Landkreise und kreisfreie Städte, selbstständige Städte Anzahl: ca. 46	Landkreise sowie Region Hannover (vgl. Ziffer 4.2.3 RROP), Regionalverband Braunschweig (vgl. 3.4.1 Begründung RROP), kreisfreie Städte (Emden[294], Wilhelmshaven[295], Osnabrück [vgl. 3.5 ROP Teilfortschreibung 2013], Oldenburg [vgl. Ziffer 3.1 Begründung FNP[296]], Delmenhorst[297]), Stadt Göttingen (§ 5 Abs. 1 und 2 NROG) (jeweils als Träger der Regionalplanung) Im Übrigen Gemeinden (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung durch Regionalplanung oder gemeindliche Bauleitplanung, vgl. Ziff. 4.2 Unterpunkt 04 NROP]
Nordrhein-Westfalen	Kreise und kreisfreie Städte Anzahl: ca. 53	Bezirksregierung Düsseldorf und Münster für ihren Regierungsbezirk außerhalb des Regionalverbandes Ruhr (als Träger der Regionalplanung) Im Übrigen Gemeinden (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung durch Regionalplanung oder gemeindliche Bauleitplanung, vgl. 10.2-2 des LEP NRW, § 4 Abs. 1 Landesplanungsgesetz NRW]

[293] FNP abrufbar unter: https://www.hamburg.de/contentblob/4258584/5505ff8406761a2210fb09e422600ce6/data/133-windenergieanlagen-text-begruendung.pdf.
[294] FNP nicht ohne aufwendige Recherche verfügbar.
[295] FNP nicht ohne aufwändige Recherche verfügbar.
[296] Begründung FNP abrufbar unter: https://www.oldenburg.de/fileadmin/oldenburg/Benutzer/PDF/40/400/Bauleitplanung/Windenergie/Windkraftanlagen/53._FNP-Begruendung.pdf.
[297] FNP nicht ohne aufwändige Recherche verfügbar.

Bundesland	Genehmigungsbehörde	Zuständigkeit für abschließende Ausschlussplanung[288]
Rheinland-Pfalz	Kreise und kreisfreie Städte Anzahl: ca. 36	Gemeinden (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung auf gemeindlicher Ebene, vgl. Z 163 b sowie Z 163 e LEP IV]
Saarland	Landesamt für Umwelt und Arbeitsschutz	Gemeinden (als Träger der Bauleitplanung) [Abschließende Planung auf gemeindlicher Ebene, vgl. C. 2. a) VO über die 1. Änderung des LEP Teilanschnitt Umwelt]
Sachsen	Kreise und kreisfreie Städte Anzahl: ca. 13	Regionale Planungsverbände (als Träger der Regionalplanung) Anzahl: 4 [Abschließende Planung durch Regionalplanung, vgl. Z 5.1.3 LEP Sachsen]
Sachsen-Anhalt	Kreise und kreisfreie Städte Anzahl: ca. 14	Regionale Planungsgemeinschaften (als Träger der Regionalplanung) Anzahl: 5 [Abschließende Planung durch Regionalplanung, vgl. § 4 Nr. 16 b) LEntwG LSA]
Schleswig-Holstein	Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume	Landesplanungsbehörde (als Träger der Regionalplanung) Anzahl: Behörde 1; Pläne derzeit 5, zukünftig 3[298] [Abschließende Planung durch Regionalplanung, vgl. Ziff. 3.5.2 Unterpunkt 3 LEP S-H]
Thüringen	Kreise Anzahl: ca. 23	Regionale Planungsgemeinschaften (als Träger der Regionalplanung) Anzahl: 4 [Abschließende Planung durch Regionalplanung, vgl. Ziffer 5.2.13 V LEP Thüringen]

[298] Vgl. § 3 Landesplanungsgesetz Schleswig-Holstein.