

Autoren:	Thorsten Kirch, RA, Julia Huth, RA'in
Erscheinungsdatum:	04.03.2021
Quelle:	
Normen:	§ 47 WindSeeG, § 50 VwGO, § 54a WindSeeG, § 43e EnWG 2005, § 60 WindSeeG ... mehr
Fundstelle:	jurisPR-UmwR 3/2021 Anm. 1
Herausgeber:	Prof. Dr. Ferdinand Kuchler, RA Dr. Martin Spieler, RA
Zitervorschlag:	Kirch/Huth, jurisPR-UmwR 3/2021 Anm. 1

Die Änderungen des Rechtsrahmens für die Offshore-Windenergie durch die Novellierung des WindSeeG

I. Einleitung

Der Deutsche Bundestag hat am 05.11.2020 in zweiter und dritter Lesung das Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes („WindSeeG“) und anderer Vorschriften beschlossen. Dieses ist überwiegend am 10.12.2020 in Kraft getreten. Im Vergleich zum Regierungsentwurf¹ haben sich im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens zahlreiche Änderungen ergeben. Der nachfolgende Beitrag vermittelt einen Überblick über die Neuregelungen des WindSeeG in der vom Bundestag beschlossenen Fassung.

Aufgrund ihrer vergleichsweise stetigen Stromerzeugung, den hohen Volllaststunden und den gesunkenen Technologiekosten kommt der Offshore-Windenergie in den kommenden Jahren eine entscheidende Rolle zu. Der Gesetzgeber ist einer jahrelangen Forderung der Offshore-Branche nachgekommen und hat das Ausbauziel für das Jahr 2030 auf 20 Gigawatt (GW) erhöht und zur Sicherstellung eines langfristigen Ausbaus erstmalig ein Ausbauziel von 40 GW für das Jahr 2040 vorgesehen (Ziffer II.) Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, werden die Genehmigungsverfahren vereinfacht und dadurch beschleunigt (Ziffer III.), die Realisierungsfristen für die Offshore-Windparks („OWP“) angepasst (Ziffer IV.) und die jährlichen Ausschreibungsvolumina flexibilisiert (Ziffer V.).

Darüber hinaus hat der Gesetzgeber verschiedene Maßnahmen ergriffen, um Verzögerungen der erforderlichen Netzkapazitäten zu vermeiden. Hierzu wurden Reporting-Pflichten des netzanschlusspflichtigen Übertragungsnetzbetreibers („ÜNB“) etabliert und Überwachungspflichten der BNetzA vorgesehen (Ziffer VI.). Zudem wurde der verschuldensunabhängige Entschädigungsanspruch des OWP-Betreibers bei verzögerter Netzanbindung dahingehend angepasst, dass dieser erst ab dem 91. Tag der Verzögerung eine Entschädigung erhält (Ziffer VII.).

Ferner hat der Gesetzgeber auf die in den Ausschreibungen für die Übergangsphase abgegebenen 0 ct/kWh-Gebote reagiert, den Höchstwert für die Ausschreibungen im zentralen Modell gesetzlich festgelegt und eine Differenzierung der 0 ct/kWh-Gebote nach dem Losverfahren vorgesehen (Ziffer VIII.). Darüber hinaus hat der Gesetzgeber den Beschluss des BVerfG vom 30.06.2020 umgesetzt und einen Anspruch auf Erstattung der Kosten für notwendige Voruntersuchungen eingeführt (Ziffer IX.).

Die Offshore-Windenergie kann in Kombination mit Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung entscheidend zur Sektorkopplung und damit insbesondere der Dekarbonisierung des Industriesektors beitragen. Der Gesetzgeber setzt einzelne in der Nationalen Wasserstoffstrategie² von der Bundesregierung angekündigten Maßnahmen um und führt nähere Vorgaben für die Ausweisung von Flächen zur Wasserstoffherzeugung im Flächenentwicklungsplan und die Vergabe dieser Flächen durch ein Ausschreibungsverfahren ein (Ziffer X.).

II. Anhebung der Ausbauziele (§ 1 Abs. 2 WindSeeG)

1. 20 GW bis 2030

Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung sieht eine Anhebung des gesetzlichen Ausbaupfads der Windenergie auf See von 15 GW auf 20 GW bis 2030 vor. Durch die Änderung in § 1 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG wurde dieses Ziel im Gesetz verankert. Aus Sicht des Gesetzgebers wird dadurch ein wichtiger Beitrag zum beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien geleistet.³ Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien bietet die Offshore-Windenergie eine vergleichsweise stetige Stromerzeugung und hohe durchschnittliche Volllaststunden. Darüber hinaus sind die Stromgestehungskosten der Windenergie auf See in den vergangenen Jahren aufgrund der Technologieentwicklung stark gesunken. Zum Beleg dieser positiven Entwicklung wird in der Gesetzesbegründung darauf abgestellt, dass in den Ausschreibungsrunden der Übergangsphase in den Jahren 2017 und 2018 erstmalig einzelne Bewerber keine Förderung mehr beanspruchten und deswegen 0 ct/kWh-Gebote abgaben.⁴ Das neue Ziel von 20 GW für 2030 ist außerdem ausdrücklich als Ziel und nicht als Deckel zu verstehen. Ein höherer Zubau in den kommenden Jahren soll damit nicht ausgeschlossen werden. Die neue Zielsetzung könnte vermeiden, dass Flächen zerschnitten werden und Offshore-Anbindungsleitungen ungenutzt bleiben. Aus diesem Grund soll sie vielmehr als Fahrplan dienen, um einen fortlaufenden Ausbau zu sichern und langfristige Perspektiven für die Offshore-Windenergie zu eröffnen.⁵

2. 40 GW bis 2040

Darüber hinaus wurde erstmalig ein Langfristziel von 40 GW für das Jahr 2040 in § 1 Abs. 2 WindSeeG festgelegt. Dies betont die Bedeutung, die dem Ausbau der Windenergie auf See dauerhaft zukommt. Das Ausbauziel von 20 GW für 2030 soll in nur zehn weiteren Jahren verdoppelt werden. Hierzu müssen ab dem Jahr 2031 jährlich 2 GW OWP-Leistung in Betrieb genommen werden. Dieses Langfristziel dient vor allem dazu, sämtlichen Akteuren die notwendige Planungssicherheit zu vermitteln. Aufgrund der langen Planungs- und Vorlaufzeiten ist es notwendig, langfristige Ziele zu setzen, um die Potenziale in der deutschen Nord- und Ostsee effizient nutzen zu können.

Der Bundesrat hatte im Gesetzgebungsverfahren darauf hingewiesen, dass der Bedarf an Strom aus Offshore-Windenergie künftig noch weiter steigen wird und dies vor allem damit begründet, dass in der Nationalen Wasserstoffstrategie ein Ausbau von Elektrolyseanlagen von bis zu 5 GW bis 2030 und weiterer 5 GW bis 2035, spätestens 2040, vorgesehen ist.⁶ Die Bundesregierung hat diesen Hinweis jedoch lediglich zur Kenntnis genommen und darauf verwiesen, dass die neuen Ausbauziele bereits sehr ambitioniert seien.⁷

III. Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

Im WindSeeG wurden zudem verschiedene Maßnahmen umgesetzt, um die erhöhten Ausbauziele zu erreichen. Hierzu wurden insbesondere Regelungen getroffen, um die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen und zu straffen.

Im Hinblick auf das Planfeststellungsverfahren für Offshore-Netzanbindungen wurde in § 47 Abs. 5 Satz 1 WindSeeG vorgesehen, dass das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie („BSH“) auf die Durchführung eines Erörterungstermins verzichten kann. Diese steht nun grundsätzlich im Ermessen der Behörde.⁸ Zur Begründung wird im Regierungsentwurf darauf verwiesen, dass es in den bisherigen Verfahren nur eine sehr geringe Zahl von tatsächlichen Einwendungen gegeben habe.⁹

Außerdem ist es zukünftig nach § 47 Abs. 6 WindSeeG ausreichend, dass der UVP-Bericht im Internet veröffentlicht wird. Eine gesonderte Übermittlung an die beteiligten Behörden muss nicht mehr erfolgen. Diese Neuregelung dient vor allem der Verfahrensvereinfachung. Aufgrund der Dateigrößen war ein Versand per E-Mail nicht möglich, so dass aus Sicht des Gesetzgebers die Veröffentlichung im Internet die einfachste Lösung darstellt.¹⁰

Darüber hinaus hat der Gesetzgeber einen Vorschlag des Bundesrates aufgegriffen und die erstinstanzliche Zuständigkeit des BVerwG in § 54a Abs. 1 WindSeeG i.V.m. § 50 Abs. 1 Nr. 6 Verwaltungsgerichtsordnung für Klagen gegen die Planfeststellung von Offshore-Anbindungsleitungen nach dem WindSeeG und damit zusammenhängende Entscheidungen begründet.¹¹ Die Rechtswegverkürzung sei ein bewährtes Beschleunigungsinstrument, welches im Rahmen der Energiewende für eine zeitnahe Netzanbindung der OWPs erforderlich sei.¹² Hierdurch soll künftig eine schnellstmögliche rechtskräftige Rechts- und Planungssicherheit erzielt werden.¹³ Die erstinstanzliche Zuständigkeit des BVerwG sei ausnahmsweise geboten, um die Dauer möglicher gerichtlicher Verfahren zu verkürzen.¹⁴

Denn im Vergleich zum Rechtsschutzverfahren beim OVG entfällt nun die Möglichkeit eines sich anschließenden Revisionsverfahrens beim BVerwG.¹⁵

Auch sollen Rechtsbehelfe gegen einen Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung nach § 54a Abs. 2 WindSeeG i.V.m. § 43e Abs. 1 bis 3 Energiewirtschaftsgesetz („EnWG“) keine aufschiebende Wirkung mehr haben. Dies soll ebenfalls dazu beitragen, die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen.¹⁶

IV. Anpassung der Realisierungsfristen (§ 59 WindSeeG)

Um die Realisierung des OWP nach der Fertigstellung der Netzanbindung sicherzustellen, legt das WindSeeG in § 59 WindSeeG Fristen für die Errichtung und die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See („WEA“) fest. Ihre Nichteinhaltung kann für die OWP-Betreiber die Zahlung von Pönalen und den Verlust des Zuschlags zur Folge haben. Um das angepasste gesetzliche Ausbauziel von 20 GW bis zum Jahr 2030 zu erreichen, werden die Realisierungsfristen des § 59 WindSeeG und die Vorgaben im Flächenentwicklungsplan angepasst. Dadurch sollen die Wahrscheinlichkeit der frühzeitigen Fertigstellung der WEA auf See und der Anrechnung der ausgeschriebenen Mengen auf die Erreichung der Ziele zum Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erhöht werden.¹⁷

Der Betreiber eines OWP muss nun gemäß § 59 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 WindSeeG bereits spätestens sechs Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass mit der Errichtung der WEA auf See begonnen worden ist.

Zudem wurden die Realisierungsfristen des § 59 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 und 5 WindSeeG verkürzt. Der OWP-Betreiber hat nun gemäß § 59 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 WindSeeG die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer WEA auf See bereits zum verbindlichen Fertigstellungstermin der Netzanbindung herzustellen. Dies soll die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass die WEA zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Netzanbindung fertiggestellt sind.¹⁸

Darüber hinaus muss der Betreiber des OWP innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft der WEA insgesamt hergestellt worden ist. Damit wurde die Realisierungsfrist im Vergleich zum Regierungsentwurf nochmals verkürzt. Dort war noch vorgesehen, dass die Frist zur Realisierung des gesamten OWP von 18 Monaten auf 12 Monate reduziert wird.¹⁹ Ausweislich der Ausschussdrucksache ist eine weitere Verkürzung der Frist möglich, weil sich herausgestellt habe, dass die technische Betriebsbereitschaft der WEA auf See aufgrund des technologischen Fortschritts insgesamt deutlich früher fertiggestellt werden kann, als dies bislang im WindSeeG vorgesehen war.²⁰ Zudem wird im Gesetz nun auch ausdrücklich geregelt, dass dies auch für die Innerparkverkabelung des OWP gilt. Auch diese muss zu diesem Zeitpunkt tatsächlich betriebsbereit sein.

Schließlich wurde § 59 WindSeeG um einen neuen Abs. 2a ergänzt, um Risiken aus der Insolvenz der WEA-Lieferanten abzumildern. Der Bieter kann danach eine Verlängerung der Realisierungsfristen nach Abs. 2 Nr. 3, 4 und 5 bei der BNetzA beantragen. Der Antrag muss vor Ablauf der Frist nach Abs. 2 Nr. 5 gestellt werden. Die BNetzA verlängert die Realisierungsfristen daraufhin einmalig, wenn über das Vermögen eines Herstellers von WEA ein Insolvenzverfahren eröffnet worden ist und mit dem Hersteller verbindliche Verträge über die Lieferung von WEA abgeschlossen wurden. Die gewährte Fristverlängerung darf dabei den Zeitraum von 18 Monaten nicht überschreiten. Im Fall der Insolvenz des Lieferanten kann die Realisierungsfrist oftmals nicht eingehalten werden, da die Bieter sich um einen anderen Hersteller bemühen müssen. Dies ist in der Realisierungsfrist oftmals nicht möglich.²¹

Da die Bieter aus den Übergangsausschreibungen der Jahre 2017 und 2018 darauf vertrauen, ihr Projekt unter den damals geltenden Fristen zu realisieren, wurde eine Übergangsregelung in § 59 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG geschaffen. Danach sind auf Zuschläge nach § 34 WindSeeG die Realisierungsfristen des § 59 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG in der am 09.12.2020 geltenden Fassung anzuwenden. Die neuen Realisierungsfristen gelten somit erst für die Ausschreibungen im zentralen Modell.

Der Gesetzgeber hat bewusst davon abgesehen, die Realisierungsfrist in § 59 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG anzupassen. Nach dem Regierungsentwurf sollte der bezuschlagte Bieter bereits spätestens 30 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von WEA erbringen.²² Diese Änderung wurde jedoch nicht übernommen, weil es für die Bieter mitunter schwierig gewesen wäre, die bestehende Finanzie-

rung bereits zu diesem Zeitpunkt nachzuweisen. Die bisherige Regelung ist daher beibehalten worden. Der Nachweis ist also weiterhin erst 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin zu erbringen.²³

Außerdem wurde die Höhe der Pönale nach § 60 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG angepasst. Um zu erreichen, dass sich nur Bieter mit tatsächlicher Realisierungsabsicht an der Ausschreibung beteiligen, wurde die Pönale von 30 auf 100 Prozent der Sicherheit erhöht. Sofern der OWP-Betreiber somit den Finanzierungsnachweis nicht spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin erbringt, werden nunmehr 100 Prozent der als Sicherheit hinterlegten Pönale einbehalten. Gleichzeitig wird dem OWP-Betreiber der Zuschlag nach § 60 Abs. 32 Nr. 2 WindSeeG entzogen. Dadurch soll vermieden werden, dass eine Nichtrealisierung für den Bieter schon bei einer geringfügig niedrigeren tatsächlichen Marktpreisentwicklung wirtschaftlicher ist als die Realisierung des OWP.²⁴

V. Flexibilisierung des Ausschreibungsvolumens (§ 17 WindSeeG)

Um das neue Ziel von 20 GW bis 2030 zu erreichen, werden die jährlichen Ausbaumengen von ca. 950 MW in den Jahren 2021 und 2022 auf voraussichtlich ca. 3.500 MW im Jahr 2025 ansteigen. Allerdings wird es keinen festen jährlichen Ausbaukorridor mehr geben. Aufgrund der erforderlichen Vorlaufzeit für die Voruntersuchung der Flächen können die Ausschreibungsmengen erst ab 2023 deutlich erhöht werden.²⁵ Die Flexibilisierung der Ausschreibungsvolumen soll zudem eine Verschiebung der Ausschreibungsmengen in das nächste Jahr ermöglichen, wenn sich vor der Bekanntmachung eine Verzögerung der Netzanbindung abzeichnet.²⁶ Im Flächenentwicklungsplan 2020 hat das BSH für die Ausschreibungen 2021 bis 2023 Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von jährlich zwischen 900 und 958 MW festgelegt. Im Jahr 2024 sollen Flächen mit einer zu installierenden Leistung von 2.900 MW und im Jahr 2025 von 4.000 MW in die Ausschreibungen gehen.²⁷ Ab dem Jahr 2030 soll sodann ein jährlicher Zubau von 2.000 MW installierter Leistung in Nord- und Ostsee erfolgen. Dass dieses Ziel ambitioniert sei, zeige sich daran, dass dies der Inbetriebnahme von durchschnittlich einer neuen Netzanbindung in Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie mit einer Kapazität von 2.000 MW pro Jahr für die AWZ der Nordsee entspreche.²⁸

VI. Reporting-Pflichten des ÜNB und Überwachung durch die BNetzA (§ 17d Abs. 2 Satz 5 EnWG)

Die Errichtung und der Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen ist nicht im WindSeeG geregelt, sondern richtet sich gemäß § 13 WindSeeG nach § 17d EnWG. Danach ist der anbindungsverpflichtete ÜNB verpflichtet, die Offshore-Netzanbindung zu errichten und zu betreiben. Dort wird zudem geregelt, unter welchen Voraussetzungen und zu welchem Zeitpunkt der anbindungsverpflichtete ÜNB die Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung beauftragen und bauen muss. Gemäß § 17d Abs. 2 Satz 4 EnWG hat der ÜNB nach der Auftragsvergabe die Daten der voraussichtlichen Fertigstellungstermine der Netzanbindung gegenüber der BNetzA bekannt zu machen und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

Im Rahmen der Gesetzesnovelle wurde § 17d Abs. 2 EnWG um einen neuen Satz 5 ergänzt. Dieser soll sicherstellen, dass auch die erforderlichen Onshore-Netzkapazitäten zur Abführung des Stroms zum Fertigstellungstermin der Netzanbindung bereitstehen. Die Neuregelung des § 17d Abs. 2 Satz 5 EnWG sieht daher vor, dass der anbindungsverpflichtete ÜNB gegenüber der Regulierungsbehörde bis zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung eine Stellungnahme abzugeben hat, wenn eine Maßnahme i.S.d. § 12b Abs. 2 Satz 1 EnWG zum voraussichtlichen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung nicht in Betrieb gehen wird und keine geeigneten Alternativen umsetzbar sind, soweit die landseitige Maßnahme i.S.d. § 12b Abs. 2 Satz 1 EnWG erforderlich ist, um die Offshore-Anbindungsleitung unmittelbar ausgehend vom Netzverknüpfungspunkt an das bestehende landseitige Übertragungsnetz anzubinden, um mindestens 70 Prozent der Kapazität der Offshore-Anbindungsleitung im Kalenderjahr nach dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin übertragen zu können.

Diese Pflicht zur Abgabe einer Stellungnahme soll sicherstellen, dass die BNetzA mit Blick auf die Planung der Ausschreibungen nach dem WindSeeG rechtzeitig informiert wird, wenn es absehbar zu Verzögerungen bei einer landseitigen Maßnahme kommt. Verspätet sich die Inbetriebnahme der zur Fläche führenden Offshore-Anbindungsleitung oder der landseitige Abtransport des Stroms, können die auf der Fläche errichteten WEA erst verspätet in Betrieb genommen werden oder müssen abgeregelt werden. In beiden Fällen muss der ÜNB den Betreiber des OWP entschädigen.²⁹

Ist eine Bekanntmachung des Fertigstellungstermins durch den ÜNB gemäß § 17d Abs. 2 Satz 4 EnWG unterblieben oder liegt eine Stellungnahme nach § 17d Abs. 2 Satz 5 EnWG vor, ist nach der Geset-

zesbegründung des Regierungsentwurfs davon auszugehen, dass die rechtzeitige Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitung nicht erfolgen wird. Dann fehlt es an der erforderlichen Synchronität zwischen dem Bau der WEA und der Netzanbindung. Verspätet sich die Inbetriebnahme der Netzanbindung oder der landseitige Abtransport des Stroms, können die auf der ausgeschriebenen Fläche errichteten WEA erst verspätet in Betrieb genommen werden. Die Betreiber der WEA haben dann Anspruch auf Entschädigung nach § 17e EnWG, die über die Offshore-Umlage gemäß § 17f EnWG durch die Letztverbraucher refinanziert wird. Die bessere Koordinierung des Netzausbaus mit der Errichtung des Windparks soll daher nicht zuletzt zu geringeren Stromkosten für die Letztverbraucher führen.³⁰

Nach § 18 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG prüft die BNetzA daher zukünftig, ob eine Verzögerung der Netzanbindung absehbar ist. Sie soll die Fläche in diesem Fall in dem betreffenden Kalenderjahr nicht aus-schreiben. Die Gründe für die Verzögerung der Fertigstellung der Netzanbindung soll die BNetzA unverzüglich in Form eines Berichtes an die Bundesregierung darlegen. Im Rahmen eines Offshore-Con-trollings zwischen Bund, den betroffenen Bundesländern und den ÜNB werden dann Maßnahmen mit dem Ziel erarbeitet, weitere Verzögerungen sicher auszuschließen und dadurch die Ausschreibung der Fläche schnellstmöglich nachzuholen. Die von der Verzögerung betroffene Fläche soll dann gemäß § 18 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG im nachfolgenden Kalenderjahr ausgeschrieben werden, wenn die Vor-aussetzungen des § 18 Abs. 2 Satz 1 mehr vorliegen.³¹

VII. Zeitlicher Selbstbehalt bei Entschädigung wegen verzögerter Netzanbindung

Im Fall der Störung, Verzögerung oder Wartung einer Netzanbindung steht dem betroffenen Betrei-ber des OWP eine verschuldensunabhängige Entschädigung gemäß § 17e EnWG zu. Dabei soll der OWP über die in der Norm vorgesehenen Selbstbehalte am Risiko der termingerechten Netzanbindung des netzanbindungsverpflichteten ÜNB beteiligt werden. Daher ist die Entschädigung des § 17e EnWG im Grundsatz auf 90 Prozent des im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs be-grenzt (sog. finanzieller Selbstbehalt). Darüber hinaus war in § 17e EnWG bislang vorgesehen, dass der OWP-Betreiber in allen Fällen der Nichtverfügbarkeit einen Zeitraum von 10 Tagen entschädi-gungslos hinnehmen musste. Erst ab dem 11. Tag der Störung, Verzögerung oder Wartung der Netz-anbindung erhielt der OWP-Betreiber eine Entschädigung (sog. zeitlicher Selbstbehalt). Dieser Selbst-behalt soll gewährleisten, dass ein gewisses wirtschaftliches Risiko beim OWP-Betreiber verbleibt und dieser ebenfalls einen Anreiz behält, mögliche Schadensminderungsmaßnahmen zu ergreifen.³²

Der Gesetzgeber hat diesen zeitlichen Selbstbehalt für die Verzögerung der Netzanbindung nun ge-ändert. Nach der Neufassung des § 17e Abs. 2 Satz 1 EnWG beträgt der Selbstbehalt nunmehr neun-zig (90) Tage. Laut der Gesetzesbegründung soll diese Anpassung des Selbstbehalts im Zusammen-hang mit der gleichzeitigen Änderung der Realisierungsfristen für den OWP in § 59 Abs. 2 WindSeeG stehen. Durch die Änderungen dieser Realisierungsfristen werde der Prozess der Inbetriebnahme von WEA und Anbindungsleitungen insgesamt beschleunigt und parallelisiert. Aufgrund dieser weiteren Beschleunigung steige grundsätzlich das Risiko, dass der verbindliche Fertigstellungstermin aufgrund unvorhergesehener Umstände nicht eingehalten werden könne. Die Verschiebung des Beginns der Entschädigungspflicht verhindere, dass die Beschleunigung des Verfahrens Entschädigungszahlun-gen auslöse, wenn die Beschleunigung nicht erfolgreich sei. Dies ist zu kritisieren. Die Verkürzung der Realisierungsfristen betrifft zunächst allein den Betreiber des OWP. Dieser muss aufgrund der Anpas-sungen seinen OWP früher realisieren als zuvor. Die Änderung des zeitlichen Selbstbehalts führt da-her schlicht dazu, dass das Risiko von Verzögerungen für die ersten drei Monate vollständig auf den OWP-Betreiber verlagert wird, da dieser wegen der Verzögerung keinen Strom produzieren und ein-speisen kann und für diesen Zeitraum keine Entschädigung erhält. Dies erscheint schon aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung für den von einer Verzögerung betroffenen OWP-Betreiber unausgewogen, zumal mit dem neuen Monitoring durch die BNetzA und der vorstehend erwähnten Möglichkeit einer Verschiebung der Ausschreibungen in das nachfolgende Kalenderjahr Verzögerungen weitgehend ver-hindert werden dürften.

Nach der Übergangsregelung des § 17e Abs. 2 Satz 8 EnWG ist die Neufassung aus Gründen des Ver-trauensschutzes nicht auf Zuschläge nach § 34 WindSeeG anzuwenden. Für die Projekte der Über-gangsphase (Inbetriebnahme 2021 bis 2025) die in den Jahren 2017 und 2018 ausgeschrieben wur-den, gelten somit die Regelungen des § 17e EnWG in der am 09.12.2020 geltenden Fassung. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Selbstbehaltsfrist für Projekte aus den Übergangsausschreibungen nicht angewendet wird, weil diese andernfalls erst nach Zuschlagserteilung erhöht worden wäre. Dies wäre aus der Sicht des Gesetzgebers nicht sachgerecht.³³ Diese Klarstellung zum zeitlichen Anwen-dungsbereich der neuen Vorschrift hatte der Gesetzgeber im Gesetz zu Änderung des WindSeeG ver-

säumt und dann kurze Zeit später mit dem Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften nachgeholt.³⁴

VIII. Umgang mit 0 ct/kWh-Geboten

1. Gesetzliche Festlegung eines neuen Höchstwerts (§ 22 WindSeeG)

Zudem reagiert der Gesetzgeber mit einer Anpassung des Höchstwerts in § 22 WindSeeG auf die bisherigen Ausschreibungsergebnisse zur Ermittlung der Vergütungshöhe der Windenergie auf See. Die BNetzA hat am 01.04.2017 und am 01.04.2018 für die Übergangsphase (2021-2025) insgesamt 3.100 MW an Erzeugungsleistung ausgeschrieben. Dabei belief sich der niedrigste Gebotswert, der in der Ausschreibung am 01.04.2018 noch bezuschlagt wurde, auf 0,00 ct/kWh. Nach der alten Fassung des § 22 Abs. 1 WindSeeG entsprach der Höchstwert für die zum 01.09.2021 anstehenden Ausschreibungen für das zentrale Model dem niedrigsten Gebotswert zum Gebotstermin 01.04.2018.

Es bestand somit Handlungsbedarf, da auch der Höchstwert in der kommenden Ausschreibung 0,00 ct/kWh betragen hätte. Dies hätte sich negativ auf die Realisierungswahrscheinlichkeit einiger Projekte auswirken können. Darüber hinaus wollte die Bundesregierung dem Risiko entgegenwirken, dass für manche Flächen gar keine Gebote abgegeben werden oder der Wettbewerb zumindest deutlich eingeschränkt wird. Nach den aktuellen Erkenntnissen des EEG-Erfahrungsberichts Windenergie auf See zu den Stromgestehungskosten war zu erwarten, dass für einige der ab 2021 zur Ausschreibung stehenden Flächen weiterhin ein Förderbedarf bestehen werde.³⁵

Daher wurde der Höchstwert nun gesetzlich angepasst. Nach § 22 Abs. 1 WindSeeG beträgt der Höchstwert für Ausschreibungen im Jahr 2021 7,3 ct/kWh, für die Ausschreibungen im Jahr 2022 6,4 ct/kWh und für die Ausschreibungen ab dem Jahr 2023 6,2 ct/kWh. Der so festgelegte Höchstwert soll einerseits den wirtschaftlichen Betrieb von WEA auf See auf den ausgeschrieben Flächen ermöglichen und zugleich überhöhte Vergütungen verhindern, falls es in einzelnen Ausschreibungen zu eingeschränktem Wettbewerb kommt.³⁶

2. Differenzierung von 0 ct/kWh-Geboten (§ 23 WindSeeG)

Darüber hinaus ist nun in § 23 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG festgelegt, dass künftig das Los bei mehreren 0,00 ct/kWh-Geboten über den Zuschlag entscheidet. Diese Regelung greift die Regelung des § 32 Abs. 1 Satz 3 Nr. 2 des EEG 2017 auf. Die Neuregelung überführt die Entscheidung über die Erteilung des Zuschlags durch Los im Fall von mehreren 0,00 ct/kWh-Geboten in das WindSeeG. Allerdings soll die Bundesregierung nach § 23a Satz 1 WindSeeG im Jahr 2022 den gesetzlichen Anpassungsbedarf bei der Differenzierung von mehreren 0,00 ct/kWh-Geboten prüfen. Zwar ist davon auszugehen, dass in den nächsten zwei Jahren in den Ausschreibungen keine 0,00 ct/kWh-Gebote abgegeben werden, weil überwiegend kleinere und weniger ertragreiche Flächen ausgeschrieben werden. Dennoch sollte geprüft werden, welche Differenzierungsmöglichkeiten in Betracht kommen. Dabei sollen vor allem auch die Entwicklungen auf anderen europäischen Märkten im Fokus sein.³⁷

Damit hat der Gesetzgeber sich gegen die im Regierungsentwurf noch vorgesehene Einführung eines sog. dynamischen Gebotsverfahrens mit zweiter Gebotskomponente entschieden und auf die Kritik der Offshore-Branche und des Bundesrats³⁸ reagiert. Diese hatten vorgebracht, dass die Einführung eines dynamischen Gebotsverfahrens zu zusätzlichen Investitions- und Realisierungsrisiken führen könne. Der Forderung nach der Einführung eines Differenzvertragsmodells oder einer symmetrischen Marktprämie hat der Gesetzgeber gleichwohl nicht entsprochen.³⁹

IX Erstattung der Kosten für Voruntersuchungen (§ 10a WindSeeG)

Nach § 46 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG enden sämtliche laufenden Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren zur Errichtung und zum Betrieb von WEA, soweit die Vorhaben nicht unter den Anwendungsbereich der Ausschreibungen für bestehende Projekte nach § 26 Abs. 2 WindSeeG fallen. Das BSH bestätigt die Beendigung des Verfahrens auf Antrag des Vorhabenträgers nach § 46 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG. Mehrere Vorhabenträger sahen sich durch die Einführung dieser Regelung im Jahr 2017 in ihren Grundrechten verletzt, weil sie für Planungen und Untersuchungen der Flächen bereits Investitionen getätigt hatten. Das BVerfG entschied mit Beschl. v. 30.06.2020⁴⁰, dass das WindSeeG insoweit verfassungswidrig ist, als es den von dieser Regelung betroffenen Vorhabenträgern, keinen finanziellen Ausgleich gewährt. Soweit die bereits erfolgten Planungen und Untersuchungen für die staatliche Voruntersuchung der Flächen weiter verwertet werden könnten, müssten die notwendigen Kosten ersetzt werden. Mit § 10a WindSeeG setzt der Gesetzgeber diese Vorgabe des BVerfG um und schafft nun unter engen Voraussetzungen eine Möglichkeit zur Kostenerstattung für Inhaber der be-

troffenen Projekte. Die Regelung sieht einen Ausgleich nur insoweit vor, wie dieser verfassungsrechtlich geboten ist. Eine darüberhinausgehende Kostenerstattung ist nicht vorgesehen.⁴¹

Das BSH erstattet dem Inhaber eines Projekts auf Antrag die notwendigen Kosten für Untersuchungen für das Vorhaben. Anspruchsberechtigt sind jedoch nur Projektinhaber, deren Planfeststellungsverfahren oder Genehmigungsverfahren nach § 46 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG beendet wurden oder deren nach der SeeAnIV erteilten Genehmigungen durch das WindSeeG ihre Wirkung verloren haben. Dabei handelt es sich um Projektinhaber, deren Projekte weder von § 77 WindSeeG erfasst noch bestehende Projekte i.S.d. § 26 Abs. 2 WindSeeG sind.⁴² Genehmigungen, die nach der SeeAnIV erteilt wurden und die durch das WindSeeG ihre Wirkung verloren haben, sind Genehmigungen, die nach Inkrafttreten des WindSeeG durch Fristablauf ihre Wirkung verloren haben. Eine Verlängerung der Frist durch das BSH war bei diesen Genehmigungen nicht möglich, da nach § 46 Abs. 5 Satz 1 WindSeeG sogar bei bestehenden Projekten eine Fristverlängerung ausgeschlossen war.⁴³

Außerdem muss das Vorhaben nach § 10a Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG in einem der Cluster 9 bis 13 des Bundesfachplans Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone („AWZ“) der Nordsee 2013/2014 des BSH geplant worden sein. Darüber hinaus müssen nach § 10a Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG die Kosten der Untersuchungen für die Planfeststellung oder Genehmigung des Vorhabens nach der SeeAnIV in der vor dem 01.01.2017 geltenden Fassung notwendig gewesen sein. Notwendig sind die Kosten für Untersuchungen, soweit sie marktüblich sind.⁴⁴

Schließlich müssen die Ergebnisse und Unterlagen gemäß § 10a Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG für die Voruntersuchung einer Fläche verwertet werden können, die im Flächenentwicklungsplan zur Ausschreibung vor dem 31.12.2030 vorgesehen ist. Dies setzt insbesondere voraus, dass die Untersuchungen zum Zeitpunkt der für die Ausschreibung erforderlichen Voruntersuchung von § 10 Abs. 1 Satz 1 WindSeeG erfasst sind und dem Stand von Wissenschaft und Technik nach § 10 Abs. 1 Sätze 2 und 3 WindSeeG entsprechen. Aus Gründen der verbesserten Planbarkeit und möglichst frühzeitigen Transparenz stellt die Regelung nicht auf den Zeitpunkt des Zuschlags ab, sondern auf den geplanten Ausschreibungstermin. Darüber hinaus müssen die Ergebnisse und Unterlagen für die vom BSH durchgeführte Voruntersuchung nach § 10 Abs. 1 WindSeeG noch verwertbar sein. Diese Regelung stellt sicher, dass durch die Kostenerstattung keine Mehrkosten für die Voruntersuchungen und damit für das Gesamtsystem des Ausbaus der Windenergie auf See entstehen.⁴⁵

Anspruchsberechtigte müssen nach § 10a Abs. 2 Satz 1 WindSeeG bis zum 30.06.2021 unter Vorlage der Untersuchungsergebnisse und Unterlagen einen Antrag auf Kostenerstattung beim BSH stellen. Sofern das Projekt die Voraussetzungen für eine Erstattung erfüllt, fordert das BSH den Projektinhaber nach § 10a Abs. 3 Satz 1 WindSeeG auf, seine notwendigen Kosten nachzuweisen. Dadurch soll das BSH sicherstellen, dass nur Kosten erstattet werden, für die Ausschreibungsunterlagen, Rechnungen oder Zahlungsnachweise vorgelegt werden können.⁴⁶ Dieser Verpflichtung muss er innerhalb von vier Monaten nach § 10a Abs. 3 Satz 3 WindSeeG nachkommen. Spätestens zwei Jahre vor Bekanntmachung der Ausschreibung stellt das BSH im Rahmen eines Verwaltungsakts fest, ob die Untersuchungsergebnisse und Unterlagen, zum Zeitpunkt der Voruntersuchung noch verwertbar sein werden. Dafür trifft das BSH eine Prognoseentscheidung.⁴⁷ Erst nach positiver Entscheidung kann der Projektinhaber die Einräumung der ausschließlichen Nutzungsrechte an den Untersuchungsergebnissen und Unterlagen gegenüber dem BSH erklären und dadurch die Entscheidung über den Antrag auf Kostenerstattung nach § 10a Abs. 6 WindSeeG herbeiführen.

X. Sonstige Energiegewinnungsanlagen zur Wasserstofferzeugung

Die Bundesregierung hat in der Nationalen Wasserstoffstrategie festgelegt, dass insbesondere die Offshore-Windenergie aufgrund ihrer hohen Volllaststunden, der vergleichsweise stetigen Stromerzeugung und des maritimen Umfelds zum Aufbau einer grünen Wasserstoffproduktion beitragen soll. Dafür sollten die Rahmenbedingungen weiterentwickelt werden.⁴⁸ Bereits zuvor fanden sich Regelungen dazu im WindSeeG. Durch das Energiesammelgesetz wurden sogenannte sonstige Energiegewinnungsanlagen in das WindSeeG überführt.⁴⁹ In § 3 Nr. 7 WindSeeG werden diese definiert als Anlagen zur Erzeugung von Strom auf See aus anderen erneuerbaren Energien als Wind, insbesondere aus Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, oder zur Erzeugung anderer Energieträger, insbesondere Gas, oder anderer Energieformen, insbesondere thermischer Energie. Die Definition umfasst auch Power-to-Gas-Anlagen, die beispielsweise zur Produktion von Wasserstoff auf See genutzt werden. Ein wesentlicher Unterschied im Vergleich zu Offshore-WEA besteht darin, dass sie nicht an das Netz angeschlossen werden. Aus diesem Grund wird durch § 1 Abs. 2 Sätze 1 und 3 WindSeeG klargestellt, dass sich die Ausbauziele für Offshore-Windenergie

nur auf WEA auf See beziehen, die an das Netz angeschlossen werden.⁵⁰ Auch stellen § 3 Nr. 3 und 4 WindSeeG klar, dass die „Gebiete“ und „Flächen“, die im Flächenentwicklungsplan ausgewiesen werden, nur WEA auf See betreffen.

Spätestens seitdem die Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie festgelegt hat, dass in Deutschland bis zum Jahr 2030 Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen sollen, steht fest, dass solche Anlagen künftig an Bedeutung gewinnen werden. Um einen Ausbau solcher Anlagen zu ermöglichen, wurden die sonstigen Energiegewinnungsbereiche in § 4 Abs. 3 WindSeeG aufgenommen. Danach kann das BSH auch für WEA auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, Festlegungen im Flächenentwicklungsplan mit dem Ziel zu treffen, die praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen. Deswegen wurde durch das Energiesammelgesetz außerdem in § 5 Abs. 2a WindSeeG geregelt, dass das BSH sonstige Energiegewinnungsbereiche in einer Größe von 40 bis 70 qm im Flächenentwicklungsplan festlegen kann. Als sonstige Energiegewinnungsbereiche definiert § 3 Nr. 8 WindSeeG Bereiche außerhalb von Gebieten, auf denen WEA auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können.

Durch die Gesetzesnovelle des WindSeeG wird die Mindestgröße auf 25 qm verringert. Dadurch soll die Auswahl der sonstigen Energiegewinnungsbereiche möglichst groß gehalten werden.⁵¹ Außerdem kann das BSH nach § 5 Abs. 2a WindSeeG räumliche sowie technische Vorgaben für sonstige Energiegewinnungsanlagen für Leitungen oder Kabel, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, machen oder bei einer Knappheit der Trassen solche Leitungen oder Kabel ausschließen. Dadurch reagiert der Gesetzgeber auf den Umstand, dass die Trassenkorridore im Küstenmeer nur begrenzt verfügbar sind. Wenn das BSH eine Knappheit der Trassen feststellt, kann dadurch eine nicht effiziente und den Zielen der Allgemeinheit dienende Ausgestaltung unterbunden werden.⁵² Im Flächenentwicklungsplan 2020 sind nach jetzigem Stand zwei sonstige Energiegewinnungsbereiche vorgesehen. Beide Bereiche sind für eine eigene Netzanbindung zu klein. Ansonsten sollen die Flächen in Küstennähe zunächst der leitungsgebundenen Energiegewinnung vorbehalten bleiben.⁵³ In der Nordsee wird eine Fläche von etwa 27,5 qm als sonstiger Energiegewinnungsbereich ausgewiesen. Für diesen ist ein Kabel oder eine Pipeline an Land nicht vorgesehen.⁵⁴ Eine weitere Fläche mit einer Größe von 7,6 qm ist in der Ostsee als sonstiger Energiegewinnungsbereich vorgesehen. Dort ist eine Trasse grundsätzlich möglich. Allerdings erhält der Betreiber solcher Anlagen keinen Anschluss an das Netz. Er erhält nur die Möglichkeit, in der Trasse eine eigene Stromleitung zu errichten und zu betreiben. Beispielsweise könnte daher eine Elektrolyseanlage an Land an die sonstige Energiegewinnungsanlage angeschlossen werden.⁵⁵

Eine weitere Änderung für sonstige Energiegewinnungsanlagen ergibt sich in Bezug auf die Flächenvergabe. Bisher unterfiel diese § 3 Abs. 1 Satz 1 Seeanlagengesetz (SeeAnlG). Für sämtliche Antragsverfahren nach dem SeeAnlG galt das sogenannte „Windhundprinzip“. Sofern mehrere Betreiber Interesse an der Nutzung eines im Flächenentwicklungsplan ausgewiesenen Bereichs hatten, war die Eingangsreihenfolge der Planfeststellungs- und Genehmigungsanträge maßgeblich. Bereits im Energiesammelgesetz wurde erkannt, dass dieses Vergabeverfahren möglicherweise einer Anpassung bedurfte. Allerdings sollten zunächst die Nachfrage und die Erfahrungen mit den sonstigen Energiegewinnungsanlagen beobachtet werden, um das Vergabeverfahren zu einem späteren Zeitpunkt anzupassen.⁵⁶ Diese Anpassung ist durch die Gesetzesnovelle erfolgt. Künftig soll die Gewinnung von Energie aus WEA auf See ohne Netzanschluss und sonstige Energiegewinnungsanlagen nur noch im WindSeeG geregelt werden. Dafür legt § 67a WindSeeG fest, dass die Antragsberechtigten innerhalb von im Flächenentwicklungsplan festgelegten Bereichen zur sonstigen Energiegewinnung vom BSH durch Ausschreibung gemäß den Kriterien der Rechtsverordnung nach § 71 Nr. 5 WindSeeG ermittelt werden. Gemäß § 71 Nr. 5 WindSeeG wird das BMWi ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrats für die Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen oder deren Teilbereichen und zur Sicherstellung der Errichtung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen ein Verfahren für die Vergabe nach objektiven, nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien und effizienten Kriterien festzulegen, wobei insbesondere Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer und den Nachweis der Erfüllung der Anforderungen zu regeln sind. Dadurch soll das ineffiziente Windhund-Rennen auf die Flächen verhindert werden.⁵⁷ Bisher liegt eine Verordnung allerdings nicht einmal im Entwurf vor. Dies begründet der Gesetzgeber damit, dass sich die technologischen Konzepte der seeseitigen Erzeugung, des Transports an Land und der Zuführung zur landseitigen Nutzung, etwa in der Industrie, noch in einem frühen Stadium der Entwicklung befinden und die Festlegung eines entsprechen-

den Zuteilungsmechanismus der Bereiche derzeit noch nicht belastbar möglich ist. Allerdings verweist der Gesetzgeber darauf, dass bereits im bestehenden Rahmen die Realisierung von landseitigen Elektroanlagen in Verknüpfung mit an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen WEA auf See möglich ist. Hierfür sei keine Ausweisung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen notwendig.⁵⁸

In Zukunft ist für den Antrag auf Durchführung des Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von WEA auf See und sonstigen Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, nach § 46 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG eine Antragsberechtigung nach § 67a WindSeeG erforderlich. Es kann daher nur noch derjenige einen Antrag stellen, der in der Ausschreibung nach § 67a WindSeeG einen Zuschlag erhalten hat.

Fußnoten

- 1) Kirch, jurisPR-UmwR 8/2020 Anm. 1.
- 2) BT-Drs. 19/20363, S. 19.
- 3) BT-Drs. 19/20429, S. 1.
- 4) BT-Drs. 19/20429, S. 42.
- 5) BT-Drs. 19/20429, S. 42.
- 6) BT-Drs. 19/22081, S. 3.
- 7) BT-Drs. 19/22081, S. 6.
- 8) BT-Drs. 19/20429, S. 54.
- 9) BT-Drs. 19/20429, S. 54.
- 10) BT-Drs. 19/20429, S. 54.
- 11) BT-Drs. 19/22081, S. 6.
- 12) BT-Drs. 19/22081, S. 2.
- 13) BT-Drs. 19/22081, S. 6.
- 14) BT-Drs. 19/24039, S. 30.
- 15) BT-Drs. 19/24039, S. 30.
- 16) BT-Drs. 19/24039, S. 31.
- 17) BT-Drs. 19/20429, S. 56.
- 18) BT-Drs. 19/24039, S. 31.
- 19) BT-Drs. 19/20429, S. 56.
- 20) BT-Drs. 19/24039, S. 31.

- 21) BT-Drs. 19/20429, S. 56.
- 22) BT-Drs. 19/20429, S. 56.
- 23) BT-Drs. 19/24039, S. 31.
- 24) BT-Drs. 19/24039, S. 32.
- 25) BT-Drs. 19/20429, S. 46.
- 26) BT-Drs. 19/20429, S. 46.
- 27) BSH, Flächenentwicklungsplan 2020, S. 95.
- 28) BT-Drs. 19/20429, S. 42.
- 29) BT-Drs. 19/20429, S. 58.
- 30) BT-Drs. 19/20429, S. 47.
- 31) BT-Drs. 19/20429, S. 48.
- 32) BT-Drs. 17/10754, S. 27.
- 33) BT-Drs. 19/25326, S. 39.
- 34) BT-Drs. 19/25302, S. 169.
- 35) BT-Drs. 19/20429, S. 48.
- 36) BT-Drs. 19/20429, S. 49.
- 37) BT-Drs. 19/24039, S. 29.
- 38) BT-Drs. 19/22081, S. 4.
- 39) Vgl. hierzu Kirch, jurisPR-UmwR 8/2020 Anm. 1.
- 40) BVerfG, Beschl. v. 30.06.2020 - 1 BvR 1679/17, 1 BvR 2190/17; hierzu Kirch, jurisPR-UmwR 12/2020 Anm. 2.
- 41) BT-Drs. 19/24039, S. 27.
- 42) BT-Drs. 19/24039, S. 27.
- 43) BVerfG, Beschl. v. 30.06.2020 - 1 BvR 1679/17, 1 BvR 2190/17 Rn. 23, 135.
- 44) BT-Drs. 19/24039, S. 27.
- 45) BT-Drs. 19/24039, S. 27.

- 46) BT-Drs. 19/24039 S. 28.
- 47) BT-Drs. 19/24039 S. 28.
- 48) BT-Drs. 19/20363, S. 19.
- 49) BT-Drs. 19/5523, S. 41.
- 50) BT-Drs. 19/5523, S. 119.
- 51) BT-Drs. 19/20429, S. 44.
- 52) BT-Drs. 19/20429, S. 44.
- 53) BSH, Flächenentwicklungsplan 2020, S. 124.
- 54) BSH, Flächenentwicklungsplan 2020, S. 125.
- 55) BSH, Flächenentwicklungsplan 2020, S. 126.
- 56) BT-Drs. 19/5523, S. 125.
- 57) BT-Drs. 19/20429, S. 57.
- 58) BT-Drs. 19/20429, S. 57.

© juris GmbH