



Fachbereich WD 5

Rückgabe der Projektrechte an Offshore-Windflächen

Rückgabe der Projektrechte an Offshore-Windflächen

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 076/26
Abschluss der Arbeit: 22.07.2026
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft, Energie und Klima

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Hintergrund	6
2.	Fragestellung	7
3.	Wesentliches Ergebnis	7
4.	Ausschreibungsverfahren nach dem Wind-auf-See-Gesetz	9
4.1.	Abgabe der Gebote	9
4.2.	Zuschlag und exklusive Projektposition	10
4.3.	Rolle des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers	10
4.4.	Zahlungs- und Sicherungspflichten; Sanktionen	11
4.4.1.	Pflichten im Überblick	11
4.4.2.	Zahlungen aus der zweiten Gebotskomponente	11
4.4.3.	Sicherheitsleistung	12
4.4.4.	Pönale bei Nichteinhaltung von „Meilensteinen“	12
4.5.	Schaubild	14
5.	Bestehendes Recht: Vorzeitige Rückgabe von Projektrechten?	14
5.1.	Netzanschlussverzögerungen und Kostensteigerung	14
5.2.	Grundsätzliches Rückgabeverbot	14
5.3.	Ausnahmsweise pönalfreie Rückgabe oder Widerruf (§§ 81 bis 83 WindSeeG)	15
5.3.1.	Ausnahmen nach § 84 Abs. 2 WindSeeG	15
5.3.2.	Gestiegene Investitionskosten?	16
5.3.3.	Netzanschlussverzögerungen	17
5.4.	Keine „Vertragsanpassung“ oder Störung der „Geschäftsgrundlage“	19
5.5.	Zwischenergebnis	19
6.	Schaffung einer gesetzlichen Rückgabemöglichkeit	20
6.1.	Branchenvorschlag	20
6.2.	Verfassungsrechtliche Grenzen	21
6.2.1.	Reichweite der folgenden Prüfung	21
6.2.2.	Gesetzgebungskompetenz	21
6.2.3.	Grundrechte der Bieter	21
6.2.3.1.	Bezuschlagte Bieter	21
6.2.3.1.1.	Ausschluss von künftigen Ausschreibungen	21
6.2.3.1.2.	Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse	22
6.2.3.1.3.	Rückgabefrist	23
6.2.3.2.	Unterlegene Bieter	23
6.2.3.3.	Übertragungsnetzbetreiber	23
6.2.4.	Klimaschutzgebot	24
6.2.5.	Verbot des Einzelfallgesetzes	24
6.2.6.	Weitere allgemeine Anforderungen	25

6.2.7.	Zwischenergebnis	25
6.3.	Unionsrecht	26
6.3.1.	EU-Fachrecht	26
6.3.1.1.	Rechtsgrundlagen	26
6.3.1.2.	Vorqualifikations- und Zuschlagskriterien	27
6.3.1.3.	Spielraum	27
6.3.1.4.	Zwingende Sanktionen (Pönalen)?	28
6.3.1.5.	Zwischenergebnis	29
6.3.2.	EU-Beihilfenrecht	29
6.3.2.1.	Vorliegen einer Beihilfe	30
6.3.2.2.	Begünstigung von Unternehmen	30
6.3.2.3.	Staatlichkeit der Mittel	31
6.3.2.3.1.	Projektkosten	31
6.3.2.3.2.	Pönalen	31
6.3.2.3.3.	Zweite Gebotskomponente	32
6.3.2.4.	Selektivität der Maßnahme	33
6.3.2.5.	Kein Ausnahmefall	33
6.3.2.6.	Zwischenergebnis	33
6.4.	Bundeshaushalt	34
6.5.	Exkurs: Anschließende Neuauktionierung	35
6.6.	Zwischenergebnis	36
7.	Nachträgliche Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente	36
7.1.	Keine Grundlage nach geltendem Recht	36
7.2.	Grenzen einer gesetzlichen Neuregelung	36
7.2.1.	Eigentumsrechte; Haushaltsrecht	36
7.2.2.	Gleichheitssatz	37
7.3.	Zwischenergebnis	38
8.	Nachträglicher Realisierungsmeilenstein	38
9.	Marktsteuerung bei gefährdeter Projektrealisierung	39
9.1.	Keine hinreichende Grundlage im geltenden Recht	39
9.2.	Keine Pflicht zur Einführung eines bestimmten Marktsteuerungsinstruments	40
9.3.	Staatliche Rücknahme und Neuausschreibung regeln	41
9.4.	Zwischenergebnis	41
10.	Keine vergleichbaren Präzedenzfälle	42
10.1.	Struktureller Vergleich	42
10.2.	Ausschreibungen nach dem EEG	42
10.3.	Mobilfunkfrequenzen	43
10.3.1.	Auktionen	43
10.3.2.	UMTS-Versteigerung 2000	43
10.3.2.1.	Rechtlicher Rahmen	43
10.3.2.2.	Lizenzzückgabe durch Mobilcom	44

10.3.3.	Versteigerungen 2010 und 2015	44
10.4.	Fazit	45

1. Hintergrund

Zentrales Gesetz zur Realisierung der Energiewende ist das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**¹. Es verfolgt das übergeordnete Ziel der „Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht“ (§ 1 Abs. 1 EEG). Dies soll unter anderem „erreicht werden durch eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See nach Maßgabe des Windenergie-auf-See-Gesetzes“ (§ 4 Nr. 2 EEG). Seit 2023 erfolgt die Förderung erneuerbarer Energien nicht mehr aus der sog. EEG-Umlage, sondern aus dem Bundeshaushalt.² Wie die Übertragungsnetzbetreiber den Förderbedarf für erneuerbare Energien ermitteln, regelt das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)³.

Ziel des **Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG)**⁴ ist es, den Ausbaupfad für die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See vorzugeben. Danach soll sich die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Stromnetz angeschlossen sind, auf insgesamt mindestens 30 Gigawatt (GW) bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 steigern (§ 1 Abs. 2 WindSeeG). Die hierfür vorgesehenen **Flächen** vergibt die Bundesnetzagentur (BNetzA) nach dem WindSeeG im Wege von Ausschreibungen (§ 2 Abs. 1 Nr. 2 und §§ 14 ff. WindSeeG).

Bei den **Ausschreibungen** im Jahr 2023 boten Unternehmen mehrere Milliarden Euro, um Flächen **bebauen** zu dürfen.⁵ Die Ausschreibung 2025 endete dagegen ohne Bieter.⁶ Die für 2026 vorgesehene Auktion verschob die BNetzA auf 2027.⁷ Laut Medienberichten und Branchenäußerungen bestehen nun Zweifel, ob die Zuschlagsinhaber, die aus den Ausschreibungen ab 2023 hervorgegangen sind, ihre Projekte tatsächlich realisieren. Als Gründe nennen die Unternehmen **Verzögerungen** im Netzausbau und Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.⁸ Der Bundesverband Windenergie Offshore fordert einen gesetzlich geregelten Mechanismus für die freiwillige Rückgabe und Neuausschreibung von Offshore-Windflächen. Ansonsten drohe

1 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien ([Erneuerbare-Energien-Gesetz](#) – EEG 2023) in der Fassung vom 18.12.2025.

2 Netztransparenz.de, [EEG-Finanzierungsbedarf 2025](#); BNetzA, [Energiefinanzierungsgesetz – Umlagepflichten und Aufsicht](#).

3 Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen ([Energiefinanzierungsgesetz](#)) in der Fassung der Bekanntmachung vom 20.07.2022, zuletzt geändert durch Art. 25 des Gesetzes vom 18.12.2025 (BGBl. I Nr. 347).

4 Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See ([Windenergie-auf-See-Gesetz](#) – WindSeeG) in der Fassung vom 29.03.2026.

5 BNetzA, [Bekanntgabe der Zuschläge BK6-23-002/003/004/005](#), 12.07.2023.

6 BNetzA, Ausschreibung im Jahr 2025, [Bekanntgabe der Ausschreibungsergebnisse](#) 2025, 30.01.2026.

7 BNetzA, [Ausschreibungen im Jahr 2026 ausgesetzt](#), 30.01.2026.

8 Vgl. Tagesschau/NDR vom 18.05.2026, [„Energiewende: Riesigen Offshore-Projekten droht das Aus“](#); Deutschlandfunk vom 22.05.2026, [„Offshore-Windkraft: Die Rolle der Ölkonzerne für die Energiewende“](#); TotalEnergies, Pressemitteilung vom 11. Juni 2026, [„TotalEnergies reaffirms its commitment to develop offshore wind in Germany while looking for resolution for NSE2 project“](#).

eine jahrelange Blockade von Flächen.⁹ Auch der Bundesrat fordert, auf die bezuschlagten Offshore-Unternehmen zuzugehen, „um einen erneuten industriepolitischen Fadenriss für die Offshore-Windindustrie zu vermeiden.“¹⁰

2. Fragestellung

Der **erste Teil** der Arbeit (Abschnitte 4. bis 5.) behandelt die Frage, ob das WindSeeG oder andere Rechtsgrundlagen den bezuschlagten Bietern eine Möglichkeit eröffnen, ihre Projektposition an den Windenergieflächen unter bestimmten Umständen vorzeitig aufzugeben. Beachtung finden dabei nur die Regelungen für **Ausschreibungen von nicht zentral voruntersuchten Flächen**¹¹.

In einem **zweiten Teil** behandelt die Arbeit die Frage, ob das **WindSeeG** grundsätzlich um einen zugeschnittenen Rückgabemechanismus **ergänzt** werden könnte. Die Ausarbeitung erläutert die grundlegenden verfassungs-, unions- und haushaltsrechtlichen Anforderungen an eine gesetzliche Rückgabemöglichkeit (Abschnitt 6.). Sie prüft die grundsätzlichen Gestaltungsoptionen wie eine pönalfreie oder eine pönalisierte Rückgabe sowie mögliche Begleitregelungen (z. B. Rückgabefristen, Teilnahmebeschränkungen bei späteren Ausschreibungen und Regelungen zum Umgang mit vorhandenen Projektdaten).

Abschnitt 7 und 8. untersuchen zwei **gesetzgeberische Ansätze**, bezuschlagte Bieter zu entlasten oder zur Einhaltung zusätzlicher Meilensteine zu verpflichten. Abschnitt 9. befasst sich mit der Frage, ob und inwieweit der Staat zur proaktiven Steuerung des Offshore-Windenergiemarktes verpflichtet oder berechtigt ist.

Abschnitt 10. betrachtet in einem **systematischen Vergleich**, ob der Gesetzgeber in anderen regulierten Wirtschaftsbereichen bereits auf eine nachträglich eingetretene oder erkannte systemische Unwirtschaftlichkeit vergebener Nutzungsrechte oder Zuschläge etwa durch die Möglichkeit der Rechte-Rückgabe reagiert hat („Präzedenzfälle“).

3. Wesentliches Ergebnis

Das geltende WindSeeG eröffnet bezuschlagten Bietern für nicht zentral voruntersuchte Flächen **keine** allgemeine Möglichkeit, Zuschläge wegen gestiegener Investitionskosten oder Verzögerungen der Offshore-Anbindungsleitung freiwillig zurückzugeben. Gestiegene Zinsen, Material- und Lieferkosten sowie Marktpreisrisiken sind grundsätzlich dem unternehmerischen Risiko zuzu-

9 BWO, Pressemitteilung vom 20. Mai 2026, [„Rückgabe von Offshore-Windflächen: BWO legt Vorschlag zur Sicherung des Ausbaupfads vor“](#).

10 Entschließung des Bundesrates, Verlässliche Umsetzung des Offshore-Windenergieausbaus, [BR-Drs. 245/26](#) vom 12.06.26, S. 2.

11 Die zentrale Voruntersuchung von Meeresflächen durch die BNetzA sowie in deren Auftrag die Landesbehörden (Küstenmeer) und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (ausschließliche Wirtschaftszone) richtet sich nach §§ 9 ff. WindSeeG. Sie dient dazu, „den Bietern die Informationen zur Verfügung zu stellen, die eine wettbewerbliche Bestimmung des Gebots nach § 51 ermöglichen, [...] die Eignung der Flächen festzustellen und einzelne Untersuchungsgegenstände vorab zu prüfen, um das anschließende Plangenehmigungsverfahren [...] oder das Genehmigungsverfahren [...] für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf diesen Flächen zu beschleunigen“ (§ 9 Abs. 1 WindSeeG).

rechnen und begründen regelmäßig kein Hindernis im Sinne von § 84 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG. Netzseitige Verzögerungen können nach § 83 WindSeeG Fristverlängerungen sowie den Ausschluss von Pönalen und Pflichtwiderruf rechtfertigen, eröffnen aber keine Rückgabemöglichkeit. Auch eine Anpassung nach § 313 BGB oder § 60 VwVfG scheidet mangels vertraglicher Grundlage aus.

Eine freiwillige Rückgabemöglichkeit müsste daher ausdrücklich **gesetzlich geschaffen** werden. Verfassungsrechtlich kann sie grundsätzlich pönalfrei oder pönalisiert ausgestaltet und mit sachlich gerechtfertigten, hinreichend bestimmten und verhältnismäßigen Begleitregelungen verbunden werden. Eine bestimmte Bemessungsformel für eine Rückgabepönale ist verfassungsrechtlich nicht vorgegeben. Auch die Vorgaben der **europäischen Netto-Null-Industrie-Verordnung (NNIV)** und ihrer Durchführungsverordnung stehen einer pönalfreien Rückgabe **nicht** grundsätzlich entgegen.

Beihilferechtlich bestehen allerdings erhebliche Risiken, insbesondere soweit durch die Rückgabe künftige Pönalen oder Bestandteile der zweiten Gebotskomponente entfallen. Rechtssicherheit dürfte insoweit nur durch eine Notifizierung bei der Europäischen Kommission zu erreichen sein. **Haushaltsrechtlich** steht einer Rückgaberegulierung kein grundsätzliches Hindernis entgegen.

Die Rückgabe des bisherigen Zuschlags und die anschließende **Neuvergabe** der Fläche sind zwei rechtlich getrennte Schritte. Die Neuvergabe müsste in einem neuen und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren erfolgen. Eine Verpflichtung zur Kompensation der ursprünglich unterlegenen Bieter oder zur Einräumung eines Vorzugsbietrechts besteht nicht. Wird die Neuvergabe mit einem direkten Preisstützungssystem verbunden, sind die Vorgaben von Art. 19d der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung zu beachten.

Eine nachträgliche **Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente** bei Fortbestand des Zuschlags ist nach geltendem Recht nicht vorgesehen und dürfte wegen der nachträglichen Änderung der zuschlagsrelevanten Wettbewerbsbedingungen auch gesetzlich nicht mit **Art. 3 Abs. 1 GG** (Gleichheitssatz) vereinbar sein. Besonders problematisch wäre eine Entlastung, durch die die verbleibende Komponente des Zuschlagsinhabers unter den Betrag eines unterlegenen Gebots sänke.

Ein **zusätzlicher Realisierungsmeilenstein** könnte demgegenüber grundsätzlich **per Verordnung** auf § 96 Nr. 3 Buchstabe a WindSeeG gestützt werden. Bei einer Anwendung auf bereits erteilte Zuschläge wären insbesondere Bestimmtheit, Verhältnismäßigkeit und Vertrauensschutz zu beachten.

Aus der staatlichen Verantwortung für eine sichere Energieversorgung und aus der Netto-Null-Industrie-Verordnung folgt **keine Pflicht** des Bundes, ein **bestimmtes Marktsteuerungsinstrument** einzuführen. Das geltende WindSeeG enthält keine Grundlage für eine vorzeitige staatliche Aufhebung von Zuschlägen allein wegen Zweifeln an der Projektrealisierung, drohender Lieferkettenunterbrechungen oder industriepolitischer Erwägungen. Eine entsprechende Befugnis könnte gesetzlich geschaffen werden, müsste aber insbesondere bestimmt, verhältnismäßig, gleichheitsgerecht und unter Beachtung schutzwürdigen Vertrauens ausgestaltet sein. Ein hinreichend vergleichbarer **Präzedenzfall** aus den untersuchten Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Telekommunikationsrechts ist **nicht** ersichtlich.

4. Ausschreibungsverfahren nach dem Wind-auf-See-Gesetz

4.1. Abgabe der Gebote

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich **nur** auf **nicht zentral voruntersuchte Flächen**¹² im Sinne der §§ 16 ff. WindSeeG. Für zentral voruntersuchte Flächen enthält das WindSeeG in Teil 3 Abschnitt 5 (§§ 50 ff. WindSeeG) ein abweichendes Ausschreibungsdesign mit projektbezogenen Bewertungskriterien.

Bei nicht zentral voruntersuchten Flächen macht die BNetzA die Ausschreibung nach § 16 WindSeeG bekannt. Die Gebote müssen nach § 17 Abs. 1 WindSeeG mehrere Angaben enthalten. Von besonderer Bedeutung ist dabei der nach § 17 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG in Cent pro Kilowattstunde anzugebende **Gebotswert**. Dieser Gebotswert für eine Kilowattstunde bildet den Ausgangspunkt des Zuschlagsverfahrens, indem er nach § 20 Abs. 2 WindSeeG zugleich den sogenannten anzulegenden Wert bildet.

Der anzulegende Wert ist im System des EEG die zentrale Berechnungsgröße für die sogenannte Marktprämie.¹³ Mit der Erteilung des Zuschlags erhält der bezuschlagte Bieter nach § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG grundsätzlich einen Anspruch auf diese Marktprämie, soweit die weiteren Voraussetzungen des § 19 EEG für Strom aus Windenergieanlagen auf See erfüllt sind. Die Marktprämie gleicht (vereinfacht dargestellt) die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert (gleich dem Gebotswert) und dem jeweiligen Marktwert des Stroms aus; ergibt die Berechnung einen negativen Wert, ist der Marktwert also höher als der anzulegende Wert (gleich dem Gebotswert) und der Bieter kann auf dem Markt einen Gewinn erzielen, wird die Marktprämie auf null festgesetzt.¹⁴

Vor diesem Hintergrund ist das Zuschlagsverfahren auf der ersten Stufe als **Wettbewerb** um den niedrigsten anzulegenden Wert (gleich dem Gebotswert) zu verstehen. Grundsätzlich erhält das Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert den Zuschlag (§ 20 Abs. 1 WindSeeG). Da der Gebotswert im Zuschlagsfall zum anzulegenden Wert wird, wird damit das Gebot mit dem **geringsten potenziellen Förderbedarf** je Kilowattstunde privilegiert.

Werden mehrere Gebote mit einem Gebotswert von null Cent pro Kilowattstunde abgegeben, wird gem. § 20 Abs. 3 WindSeeG kein Zuschlag erteilt. Stattdessen führt die BNetzA nach § 21 WindSeeG ein dynamisches Gebotsverfahren durch. Das dynamische Gebotsverfahren besteht nach § 21 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG regelmäßig aus **mehreren Gebotsrunden** mit ansteigenden Gebotsstufen. In diesen Gebotsrunden geben die teilnehmenden Bieter Gebote über ihre Bereitschaft zur Zahlung einer zweiten Gebotskomponente ab. Diese wird nach § 21 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG in **Euro pro Megawatt** des Ausschreibungsvolumens der ausgeschriebenen Fläche angegeben.

12 Zum Begriff Fn. 11.

13 Vgl. § 3 Nr. 3 EEG 2023; danach ist der anzulegende Wert die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie, der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags.

14 Vgl. Anlage 1 Nr. 3.1.2 EEG 2023; danach berechnet sich die Marktprämie nach der Formel „MP = AW – MW“ und wird bei einem negativen Berechnungsergebnis auf null festgesetzt.

Um in die **nächste Gebotsrunde** zu gelangen, müssen die Bieter nach § 21 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG innerhalb der Gebotsabgabefrist der jeweiligen Gebotsstufe zustimmen, indem sie ein Gebot zur Zahlung einer zweiten Gebotskomponente in Höhe dieser Gebotsstufe abgeben. Stimmen mehrere Bieter der jeweiligen Gebotsstufe zu, beginnt nach § 21 Abs. 4 Satz 4 WindSeeG eine neue Gebotsrunde, an der nur diese Bieter teilnehmen. Die BNetzA führt das dynamische Gebotsverfahren nach § 21 Abs. 4 Satz 5 WindSeeG so lange fort, bis nur noch höchstens ein Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist der Gebotsstufe zustimmt.

Das Ausschreibungsdesign lässt sich damit vereinfacht zweistufig beschreiben:

- Zunächst konkurrieren die Bieter um den niedrigsten anzulegenden Wert und damit um den geringsten potenziellen Förderbedarf je Kilowattstunde.
- Wird der niedrigstmögliche Gebotswert von 0 Cent pro Kilowattstunde mehrfach geboten, konkurrieren die verbleibenden Bieter im dynamischen Gebotsverfahren darum, wer die höchste zweite Gebotskomponente für den Zuschlag anbietet.

4.2. Zuschlag und exklusive Projektposition

Der Zuschlag ist nach § 3 Nr. 50a EEG ein **Verwaltungsakt** (§ 35 S. 1 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG)¹⁵), mit dem die BNetzA ein Gebot in einem Ausschreibungsverfahren bezuschlagt. Die Rechtsfolgen des Zuschlags ergeben sich für nicht zentral voruntersuchte Flächen aus § 24 WindSeeG:

- Mit Erteilung des Zuschlags hat der bezuschlagte Bieter nach § 24 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG das **ausschließliche Recht** zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche.
- Nach § 24 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG vermittelt der Zuschlag außerdem einen **Anspruch auf Anschluss** der Windenergieanlagen an die im Flächenentwicklungsplan festgelegte Offshore-Anbindungsleitung und auf zugewiesene Netzanbindungskapazität.

4.3. Rolle des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers

Neben der BNetzA und dem bezuschlagten Bieter ist der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber in das gesetzliche Offshore-Regime eingebunden. Nach § 17d Abs. 1 Satz 1 EnWG¹⁶ sind dies die Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See erfolgen soll.

Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber hat korrespondierend zum Anspruch des bezuschlagten Bieters aus § 24 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG nach § 17d Abs. 1 Satz 1 EnWG die

15 [Verwaltungsverfahrensgesetz](#) (VwVfG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.01.2003, zuletzt geändert durch Art. 2 des Gesetzes vom 15.07.2024 (BGBl. I Nr. 236).

16 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung ([Energiewirtschaftsgesetz](#) – EnWG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 07.07.2005, zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes vom 29. März 2026 (BGBl. I Nr. 84).

Pflicht, die **Offshore-Anbindungsleitungen** entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans zu errichten und zu betreiben.

4.4. Zahlungs- und Sicherungspflichten; Sanktionen

4.4.1. Pflichten im Überblick

Nach Erteilung des Zuschlags treffen den bezuschlagten Bieter verschiedene Zahlungs- und Sicherungspflichten. Dabei sind **drei** Pflichtenkreise zu unterscheiden:

- Zahlungen aus der zweiten Gebotskomponente (dazu 4.4.2.)
- Sicherheitsleistung (dazu 4.4.3.) und
- Zahlung einer Pönale bei Verstoß gegen gesetzliche Realisierungsfristen (dazu 4.4.4.).

Diese Pflichten unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich ihrer Voraussetzungen und Fälligkeit, sondern auch in ihrem Empfänger, ihrer Funktion und darin, wie die Zahlungen weiterzuverwenden sind.

4.4.2. Zahlungen aus der zweiten Gebotskomponente

Wie eingangs (4.1.) geschildert, wird die Zahlung aus der zweiten Gebotskomponente (§ 23 WindSeeG) relevant, wenn mehrere Bieter im Zuschlagsverfahren ein Gebot mit einem Gebotswert von null Cent pro Kilowattstunde abgeben und die BNetzA deshalb ein dynamisches Gebotsverfahren nach § 21 WindSeeG durchführt.

Nach § 23 Abs. 2 WindSeeG ergibt sich der aufgrund des Zuschlags zu zahlende Gesamtbetrag aus einer Multiplikation seiner zweiten Gebotskomponente mit dem Ausschreibungsvolumen der ausgeschriebenen Fläche nach § 16 Satz 2 Nr. 2 WindSeeG. Die zweite Gebotskomponente ist damit nicht lediglich eine abstrakte Zuschlagskennziffer, sondern Grundlage der Zahlungspflicht des Zuschlagsinhabers.

Für die hier als Beispiel dienenden Ausschreibungen des Jahres 2023 ist der Gesamtbetrag der zweiten Gebotskomponente nach § 23 Abs. 1a Satz 1 WindSeeG an **zwei Empfänger** zu leisten:

- 90 Prozent als Stromkostensenkungskomponente an den anbindungsverpflichteten **Übertragungsnetzbetreiber** (§ 23 Abs. 1a Satz 1 Nr. 1 WindSeeG),
- 3,125 Prozent als Meeresnaturschutzkomponente, 1 Prozent als Fischereikomponente und 5,875 Prozent als Transformationskomponente an den **Bundshaushalt** (§ 23 Abs. 1a Satz 1 Nr. 2 bis 4 WindSeeG).

Bei den 90 Prozent, die als **Stromkostensenkungskomponente** an den Übertragungsnetzbetreiber zu leisten sind, handelt es sich nicht um eine frei verfügbare Einnahme des Übertragungsnetzbetreibers. Nach § 23 Abs. 1a Satz 1 Nr. 1 i. V. m. § 59 WindSeeG muss dieser die Zahlung zur Senkung der Kosten verwenden, die im Übrigen nach dem EnFG in die gegenseitigen Ansprüche auf Belastungsausgleich unter allen Übertragungsnetzbetreibern sowie über Umlagen in die Netzent-

gelte einfließen und damit letztlich den Strompreis erhöhen würden. Der Übertragungsnetzbetreiber ist also zwar Zahlungsempfänger, nimmt insoweit aber eine gesetzlich zugewiesene Abwicklungs- und Verwendungsfunktion innerhalb des Umlagemechanismus für die Stromkosten wahr.

4.4.3. Sicherheitsleistung

Neben den Zahlungen aus der zweiten Gebotskomponente ist die Sicherheitsleistung nach § 18 WindSeeG zu leisten. Für nicht zentral voruntersuchte Flächen berechnet sich die Höhe der Sicherheit nach der in Kilowatt anzugebenden Gebotsmenge¹⁷, multipliziert mit 100 Euro je Kilowatt (§ 18 Abs. 1 WindSeeG).

Die Sicherheit ist nach § 18 Abs. 2 WindSeeG bei der BNetzA zu hinterlegen. Ihre Funktion besteht darin, die gesetzlichen Pflichten des Zuschlagsinhabers abzusichern und eine spätere Durchsetzung pönalebewehrter Pflichten zu ermöglichen.

4.4.4. Pönale bei Nichteinhaltung von „Meilensteinen“

Von der Sicherheitsleistung und den Zahlungen aus der zweiten Gebotskomponente sind schließlich die Pönalen – also „Strafzahlungen“ – bei Verstößen gegen Realisierungsfristen zu unterscheiden.

§ 81 Abs. 2 WindSeeG regelt mehrere **Realisierungsfristen**, die von ersten Planungs- und Zulassungsschritten über den Finanzierungsnachweis und den Errichtungsbeginn bis zur technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen reichen. Die zeitliche Abfolge dieser Fristen berechnet sich teils in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Zuschlags, teils in Abhängigkeit vom verbindlichen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung.¹⁸

Die **Fertigstellungstermine** bestimmen sich nach dem Verfahren des § 17d Abs. 2 EnWG. Nach der Auftragsvergabe hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber der BNetzA die voraussichtlichen Fertigstellungstermine der Offshore-Anbindungsleitung bekannt zu machen und diese auf seiner Internetseite zu veröffentlichen (§ 17d Abs. 2 Satz 3 EnWG). Nach Bekanntmachung dieser Termine hat er mit dem bezuschlagten Betreiber einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die Errichtung der Windenergieanlagen und die Herstellung des Netzanschlusses enthält (§ 17d Abs. 2 Satz 4 EnWG). Dabei sind die Realisierungsfristen des § 81 WindSeeG und die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zu berücksichtigen (§ 17d Abs. 2 Satz 5 EnWG). Nach der Gesetzesbegründung kommt dieser Abstimmung im zentralen

17 Nach § 3 Nr. 24 EEG bezeichnet die Gebotsmenge die zu installierende Leistung in Kilowatt, für die der Bieter ein Gebot abgegeben hat.

18 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 81 Rn. 1 f.; zu den einzelnen Realisierungsfristen auch Rn. 17 ff.

Modell besondere Bedeutung zu.¹⁹ 36 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung werden die bekannt gemachten Fertigstellungstermine **verbindlich** (§ 17d Abs. 2 Satz 8 EnWG).

Dieses zeitliche Zusammenspiel zwischen Projekt- und Netzanbindungsrealisierung bildet den Hintergrund der Pönalenregelung. Für die hier zunächst im Vordergrund stehenden Zahlungsbeziehungen ist jedoch vor allem maßgeblich, dass die Pönale nach § 82 Abs. 1 WindSeeG an den **regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber** zu leisten ist. Dieser ist von dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber im Sinne des § 17d EnWG **zu unterscheiden**, auch wenn beide Rollen im konkreten Fall zusammenfallen können.

Auch der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber darf die Pönale nicht frei weiterverwenden, sie unterliegt weiterhin der Regulierung. So ist der Erhalt einer Pönale bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs zu Lasten dieses Bedarfs zu berücksichtigen (vgl. Anlage 1 Nr. 4.7 EnFG). Der EEG-Finanzierungsbedarf ist „der finanzielle Bedarf für die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für ein Kalenderjahr, wobei dieser auch einen negativen Wert annehmen kann“ (§ 2 Nr. 2 EnFG). Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber für ihre Aufgaben u. a. nach dem EEG einschließlich der Zahlungen nach dem EnFG jeweils ein separates Bankkonto zu führen, über das bestimmte Einnahmen und Ausgaben nach dem EnFG abzuwickeln sind (§ 47 Abs. 1 EnFG). Der Gesamtsaldo aus allen Kontoständen ist der „Saldo des EEG-Kontos“²⁰ (§ 2 Nr. 13a EnFG).

Die Pönale nach § 82 WindSeeG ist damit zwar formal an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu leisten. Wirtschaftlich ist sie jedoch in den EEG-Fördermechanismus eingebunden. Fällt eine Pönale nicht an, fehlt eine Einnahmeposition bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs. Da dieser Finanzierungsbedarf seit 2023 nicht mehr über die EEG-Umlage, sondern über den **Bundeshaushalt** (Klima- und Transformationsfonds (KTF)) ausgeglichen wird (vgl. bereits 1.), kann sich der Wegfall einer solchen Einnahme – vorbehaltlich gegenläufiger Effekte im Finanzierungssystem – auf den staatlich auszugleichenden Finanzierungsbedarf beziehungsweise auf den Stand des EEG-Kontos auswirken.

19 Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, [BT-Drs. 18/8860](#) vom 21.05.2016, S. 316.

20 Das EEG-Konto ist hierbei nur ein Wert und kein reales Konto.

4.5. Schaubild

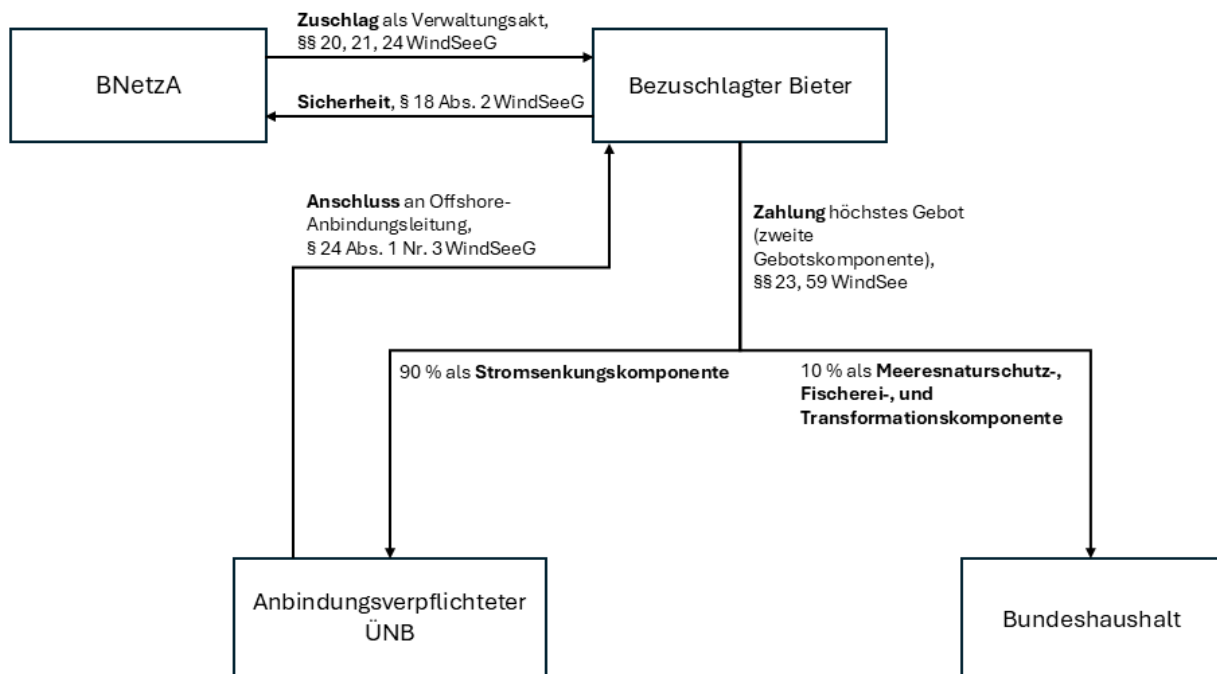


Abb. 1: Beziehungen der Akteure im Ausschreibungsverfahren für nicht zentral voruntersuchte Flächen (eigene Darstellung)

5. Bestehendes Recht: Vorzeitige Rückgabe von Projektrechten?

5.1. Netzanschlussverzögerungen und Kostensteigerung

Nach dem Zuschlag kann es zu Hindernissen bei der Realisierung der Windanlagen kommen. Dabei sind drei Konstellationen zu unterscheiden:

1. Netzanschlussverzögerungen als Umstand außerhalb der unmittelbaren Sphäre des Zuschlagsinhabers,
2. nachträglich gestiegene Investitionskosten als wirtschaftliche Belastung des Projekts und
3. die Kombination beider Umstände.

Das WindSeeG enthält für diese Konstellationen kein einheitliches allgemeines Anpassungsrecht. Vielmehr ergeben sich mögliche Rechtsfolgen aus Regelungen der ausnahmsweisen Rückgabe, den Realisierungsfristen, den Pönnen, dem Pflichtwiderruf und dem fehlenden Verschulden.

5.2. Grundsätzliches Rückgabeverbot

Nach § 84 Abs. 1 WindSeeG darf der bezuschlagte Bieter den Zuschlag, den Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung **nicht** zurückgeben. Der Bieter bleibt damit grundsätzlich an

sein bezuschlagtes Gebot gebunden.²¹ Die Gesetzesbegründung zur Vorgängerregelung in § 62 Abs. 1 WindSeeG a.F. führt dazu aus, dass so sichergestellt werden solle, dass das Vorhaben in dem nach dem Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Zeitplan realisiert werde. Könne der Bieter den Zuschlag (gegen Strafzahlung) zurückgeben, müsse die Fläche neu ausgeschrieben und bezuschlagt werden, was in der Regel den **Verlust mehrerer Jahre** bis zur Realisierung eines Vorhabens auf der Fläche bedeuten würde. Dies sei mit dem Ziel eines stetigen und geplanten Ausbaus der Nutzung der Windenergie auf See nicht vereinbar, weswegen die Rückgabe ausgeschlossen sei.²²

Bezuschlagte Bieter haben jedoch die Möglichkeit, den Zuschlag auf andere Personen mit Übergang aller Rechtsfolgen des Zuschlags zu **übertragen** (§ 85 Abs. 2 und 3 WindSeeG).²³ Die Rechtsnachfolge ist lediglich der BNetzA, dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber anzuzeigen (§ 85 Abs. 4 WindSeeG).

5.3. Ausnahmsweise pönalfreie Rückgabe oder Widerruf (§§ 81 bis 83 WindSeeG)

5.3.1. Ausnahmen nach § 84 Abs. 2 WindSeeG

§ 84 Abs. 2 WindSeeG enthält zwei Fallgruppen, in denen ein Zuschlag ausnahmsweise pönalfrei zurückgegeben werden darf. Der Bieter muss dies tun, bevor die Frist zur Erbringung des Finanzierungsnachweises endet. Die erste Fallgruppe des § 84 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 WindSeeG betrifft unzutreffende Feststellungen in den Unterlagen der zentralen Voruntersuchung nach § 10 Abs. 1 WindSeeG. Sie ist auf die hier untersuchten, nicht zentral voruntersuchten Flächen nicht anwendbar.

Für nicht zentral voruntersuchte Flächen kommt daher allein § 84 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG in Betracht. Danach muss der Errichtung der Windenergieanlagen auf See ein bis zum maßgeblichen Zeitpunkt nicht erkennbares Hindernis rechtlicher oder tatsächlicher Art entgegenstehen, das durch Anpassung der Planung nicht beseitigt werden kann oder dessen Beseitigung dem Bieter unter Berücksichtigung der Kosten der Plananpassung nicht zumutbar ist. Die Rückgabe muss vor Ablauf der Frist zur Erbringung des Finanzierungsnachweises erfolgen.

Der Begriff des Hindernisses setzt dabei einen Umstand voraus, der die Errichtung der Windenergieanlagen auf See ganz oder teilweise erheblich erschwert oder unmöglich macht. Erfasst sein können zum einen **rechtliche Hindernisse**, etwa artenschutzrechtliche Verbotstatbestände oder sonstige Gründe, die der Erteilung der Planfeststellung oder Plangenehmigung nach § 69 Abs. 3 entgegenstehen. **Tatsächliche Hindernisse** kommen ebenfalls in Betracht, müssen sich trotz des

21 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 84 Rn. 4.

22 Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, [BT-Drs. 18/8860](#) vom 21.05.2016, S. 320.

23 Vgl. dazu Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 85 Rn. 7.

weiten Begriffsverständnisses aber **substanziell** nachteilig auf die Errichtung der Windenergieanlagen auswirken.²⁴

Das Hindernis darf zudem zuvor **nicht erkennbar** gewesen sein. Maßgeblich ist insoweit nicht allein die tatsächliche Kenntnis des konkreten Bieters, sondern die objektive Erkennbarkeit aus Sicht eines durchschnittlichen und sorgfältig planenden Entwicklers.²⁵

Das Hindernis muss ferner entweder einer planerischen Bewältigung entzogen sein oder nur mit einem Aufwand beseitigt werden können, der dem Bieter **nicht mehr zumutbar** ist. Nicht durch Plananpassung beseitigbar ist ein Hindernis dabei nicht erst dann, wenn seine Überwindung tatsächlich unmöglich ist. Ausreichend kann vielmehr sein, dass die erforderlichen Änderungen über eine bloße Anpassung des bisherigen Vorhabens hinausgingen und der Sache nach eine Neuplanung erforderlich machten.²⁶

Soweit eine planerische Bewältigung des Hindernisses grundsätzlich möglich bleibt, ist die Zumutbarkeit anhand der zusätzlichen Belastungen zu beurteilen, die sich gegenüber der ursprünglichen Planung ergeben. Maßgeblich sind dabei insbesondere **zusätzliche Kosten** und Aufwendungen; daneben können aber auch sonstige Auswirkungen, etwa auf Sicherheits- oder Umweltbelange, berücksichtigt werden. Die Rückgabe setzt insoweit voraus, dass die zusätzlichen Belastungen unter Würdigung der Umstände des Einzelfalls ein Maß erreichen, ab dem eine Anpassung der Planung dem Bieter nicht mehr zugemutet werden kann.²⁷

5.3.2. Gestiegene Investitionskosten?

Solche Belastungen könnten in den in der aktuellen Debatte vorgetragenen **wirtschaftlichen Belastungsfaktoren** liegen. So verweist etwa der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) im Zusammenhang mit einer Umstellung auf zweiseitige Differenzverträge darauf, dass Offshore-Windprojekte zunehmend schwer prognostizierbaren Preis- und Mengenrisiken im Strommarkt ausgesetzt seien. Zugleich hätten sich die Projektkosten in den vergangenen Jahren erheblich erhöht. Als Treiber nennt der BDEW unter anderem Inflation, gestiegene Kapitalkosten, Lieferengpässe, Rohstoff- und Versicherungskosten, Fachkräftemangel sowie einen zunehmenden technischen Aufwand durch größere Projektvolumen, größere Entfernungen zur Küste, tiefere Standorte und komplexere Infrastruktur. Weitere Mehrkosten könnten sich nach dieser Darstellung aus den gestiegenen Anforderungen an die Zuschlagskriterien des europäischen Net Zero Industry Act (NZIA) und dem CO₂-Grenzausgleichsmechanismus sowie neuen Sicherheitsanforderungen ergeben.²⁸

24 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 84 Rn. 13.

25 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 84 Rn. 14.

26 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 84 Rn. 15.

27 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 84 Rn. 16.

28 BDEW, Positionspapier vom 09.07.2025, [Vorschläge zur Novellierung des WindSeeG und des weiteren Offshore-Wind-Rechtsrahmens](#), S. 5 f.

Die vom BDEW genannten Belastungsfaktoren dürften danach grundsätzlich **nicht** unter § 84 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG fallen. Gestiegene Zinsen, Inflation, höhere Material- und Lieferkosten, Lieferkettenprobleme sowie schwer prognostizierbare Preis- und Mengenrisiken sind typische Ausprägungen allgemeiner wirtschaftlicher Veränderungen und zählen damit grundsätzlich zum **unternehmerischen Risiko**. Sie stellen daher regelmäßig kein rechtliches oder tatsächliches Hindernis dar, das der Errichtung der konkreten Windenergieanlagen entgegensteht.

Dafür spricht im konkreten Fall, dass Offshore-Windprojekte typischerweise über einen langen Zeitraum geplant, finanziert und realisiert werden. Liegen zwischen Zuschlag und Realisierung mehrere Jahre, muss der Zuschlagsinhaber mit Veränderungen der Kapital-, Material-, Liefer- und Marktbedingungen grundsätzlich rechnen. Der Begriff des Hindernisses spricht vielmehr für das Erfordernis von Umständen, die der Errichtung des konkreten Vorhabens objektiv entgegenstehen oder sie jedenfalls erheblich erschweren, etwa unerwartete tatsächliche Gegebenheiten auf der Fläche. Jedenfalls ihrer Art nach waren Zins-, Material- und Lieferkostenrisiken in den vergangenen Jahren zudem keine fernliegenden oder strukturell nicht erwartbaren Risiken. Eine nachträgliche Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen betrifft nicht die tatsächliche oder rechtliche Umsetzbarkeit des Vorhabens als solche, sondern die **wirtschaftliche Attraktivität** seiner Realisierung. Die derzeit in der Branche beschriebenen wirtschaftlichen Umstände genügen daher für sich genommen nicht, um ein „nicht erkennbares Hindernis“ im Sinne von § 84 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG anzunehmen.

5.3.3. Netzanschlussverzögerungen

Wie bereits unter 4.4.4. dargestellt, sind Pönalen nach § 82 Abs. 1 WindSeeG an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu leisten. Netzanschlussverzögerungen berechtigen den Zuschlagsinhaber zwar nicht dazu, sich selbstständig aus seiner Projektposition zu lösen. Soweit sie ihn ohne eigenes Verschulden an der Einhaltung einer Realisierungsfrist hindern, können sie jedoch eine Verlängerung der Frist sowie den Ausschluss der Pönale und eines Pflichtwiderrufs zur Folge haben.

Bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen des § 81 Abs. 2 WindSeeG (vgl. oben 4.4.) haben bezuschlagte Bieter grundsätzlich eine Pönale zu leisten (§ 82 Abs. 1 WindSeeG). Ihre Höhe bestimmt sich nach Art der Verzögerung und ist stets erheblich (vgl. § 82 Abs. 2 WindSeeG). Sie beträgt sogar 100 Prozent der hinterlegten Sicherheit (vgl. 4.4.3.) bei Verstößen gegen die Fristen nach § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 (förmliches Anstoßen des Planungsverfahrens und Vorlage von Unterlagen) und Nr. 2 (Finanzierungsnachweis) WindSeeG. Hält der Bieter diese Fristen oder die Fertigstellungsfrist (§ 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG: Fertigstellung im Sinne technischer Betriebsbereitschaft) nicht ein, muss die BNetzA den Zuschlag zudem **widerrufen** (§ 82 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG). Auch eine Kombination aus Pönale und Widerruf ist also möglich.²⁹

Widerruf und Pönalen greifen im Grundsatz schon bei objektivem Vorliegen eines Verstoßes.³⁰ Gem. § 83 Abs. 1 sind Pönalen nur dann nicht zu leisten und ein Widerruf des Zuschlags darf nicht erfolgen, soweit der bezuschlagte Bieter **ohne eigenes Verschulden** an der Einhaltung der

29 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 82 Rn. 25.

30 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 82 Rn. 2, 20.

betreffenden Frist gehindert war und es nach den Umständen des Einzelfalls überwiegend wahrscheinlich ist, dass er nach Wegfall des Hinderungsgrundes willens sowie wirtschaftlich und technisch in der Lage ist, die Windenergieanlagen auf See unverzüglich zu errichten. Gem. § 83 Abs. 3 WindSeeG stellt die BNetzA auf Antrag des Bieters diese Voraussetzungen fest und **verlängert** die maßgeblichen Fristen im erforderlichen Umfang.

Verzögerungen bei der Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung können somit zum Wegfall der Pönale, zum Ausschluss eines Widerrufs und zu einer Verlängerung der betroffenen Realisierungsfrist führen, soweit sie den bezuschlagten Bieter ohne eigenes Verschulden an der Einhaltung der Frist hindern. Die BNetzA hat netzseitige Verzögerungen beziehungsweise Verzögerungsrisiken bereits in **mehreren Beschlüssen** nach § 83 WindSeeG als unverschuldetes Frishindernis anerkannt.³¹

Für die Fläche N-11.1 ist eine Verzögerung des zugeordneten Offshore-Netzanbindungssystems NOR-11-1 dokumentiert. 50Hertz gibt als voraussichtlichen Fertigstellungstermin den 31. Dezember 2032 an.³² Die BNetzA stellte deshalb ein unverschuldetes Hindernis bei der Einhaltung der ersten Realisierungsfrist fest und verlängerte diese um 24 Monate.³³ Für das der Fläche O-2.2 zugeordnete Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-4 gibt 50Hertz den 31. Mai 2031 als voraussichtlichen Fertigstellungstermin an.³⁴ Die BNetzA erkannte auch insoweit ein unverschuldetes Realisierungshindernis an und verlängerte die erste Realisierungsfrist um fünf Monate.³⁵ Hinsichtlich der Fläche N-12.2 legte die BNetzA ihrer Entscheidung eine voraussichtliche Verschiebung der Inbetriebnahme von NOR-12-2 um mindestens zwei bis höchstens vier Quartale zugrunde; sie verlängerte die erste Realisierungsfrist um zwölf Monate und die weiteren Realisierungsfristen zunächst um jeweils sechs Monate.³⁶ Für die Fläche N-12.3 ging die BNetzA von einer Verschiebung der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-13-1 vom dritten Quartal 2031 auf das dritte Quartal 2032 aus und verlängerte die erste Realisierungsfrist um zwölf Monate.³⁷

Weitere Hinweise auf aktuelle netzseitige Verzögerungen ergeben sich unmittelbar aus Veröffentlichungen des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers TenneT. TenneT versieht die Angaben zu den Offshore-Netzanbindungssystemen NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-11-2³⁸ mit dem Hinweis, dass es infolge der Vermeidung des Artillerieschießgebiets Nordsee und der damit verbundenen Umtrassierung der Kabeltrassen voraussichtlich zu Verschiebungen der Inbe-

31 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 83 Rn. 10.

32 50hertz, Netzanbindung [LanWin3](#).

33 BNetzA, [Az. BK6-24-353](#), Beschluss vom 19.12.2024.

34 50hertz, Netzanbindung [Ostwind 4](#).

35 BNetzA, [Az. BK6-24-366](#), Beschluss vom 26.02.2025.

36 BNetzA, [Az. BK6-25-303](#), Beschluss vom 04.09.2025.

37 BNetzA, [Az. BK6-25-251](#), Beschluss vom 10.07.2025.

38 TenneT, [Offshore-Netzanschlüsse](#).

triabnahmen kommen werde. Die endgültigen zeitlichen Auswirkungen könnten erst nach der Nachverhandlung des geänderten Projektumfangs projektspezifisch bestimmt werden.

Damit sind derzeit netzseitige Verzögerungen für mehrere bereits bezuschlagte Flächen behördlich dokumentiert oder durch Übertragungsnetzbetreiber angekündigt. § 83 WindSeeG eröffnet insoweit wie beschrieben **keine Rückgabe** des Zuschlags, sondern lässt lediglich den Ausschluss von Pönalen und Pflichtwiderruf sowie die Verlängerung der Realisierungsfristen zu.

Für eine Anerkennung netzseitiger Verzögerungen als typisches unverschuldetes Fertigstellungshindernis spricht auch § 17e Abs. 2 EnWG. Die Vorschrift adressiert Netzanschlussverzögerungen sogar als kompensationswürdiges Szenario. Ist die Einspeisung aus einer betriebsbereiten Windenergieanlage auf See wegen einer nicht rechtzeitig fertiggestellten Netzanbindung unmöglich, kann der Betreiber unter den Voraussetzungen des § 17e Abs. 2 EnWG eine **Entschädigung** verlangen. Für bezuschlagte Windenergieanlagen auf See modifiziert § 17e Abs. 3a EnWG die Höhe dieses Anspruchs.

5.4. Keine „Vertragsanpassung“ oder Störung der „Geschäftsgrundlage“

Soweit offiziell kommunizierte Netzanschlussverzögerungen und erheblich gestiegene Investitionskosten als nachträgliche Veränderung der tatsächlichen oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verstanden werden, liegt zwar aus **vertragsrechtlicher** Perspektive der Gedanke einer Störung der Geschäftsgrundlage nahe. Wie oben dargestellt, wird die Zuschlagsposition nicht durch Vertrag, sondern durch Zuschlag als Verwaltungsakt in einem gesetzlich geregelten Ausschreibungsverfahren begründet. § 313 BGB findet nur auf schuldrechtliche Verträge, § 60 VwVfG auf öffentlich-rechtliche Verträge Anwendung.³⁹ Ansprüche auf Vertragsanpassung, Rücktritt oder Kündigung nach § 313 BGB beziehungsweise § 60 VwVfG scheiden daher mangels vertraglicher Grundlage aus.

5.5. Zwischenergebnis

Nach geltendem Recht führen gestiegene Investitionskosten für sich genommen regelmäßig nicht zu einer pönalfreien Rückgabemöglichkeit. Sie betreffen grundsätzlich das unternehmerische Risiko des Projekts und stellen regelmäßig kein rechtliches oder tatsächliches Hindernis im Sinne von § 84 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG dar.

Offiziell kommunizierte Verzögerungen bei der Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung können demgegenüber im Rahmen des § 83 WindSeeG Bedeutung erlangen. Sie können insbesondere Fristverlängerungen sowie den Ausschluss von Pönalen und Pflichtwiderruf rechtfertigen. Eine Rückgabe des Zuschlags eröffnet § 83 WindSeeG jedoch nicht. Auch § 17e EnWG adressiert netzseitige Verzögerungen lediglich kompensatorisch.

Auch die Kombination aus Netzanschlussverzögerungen und gestiegenen Investitionskosten führt daher nach geltendem Recht nicht ohne Weiteres zu einer Rückgabemöglichkeit. Das geltende Recht reagiert auf netzseitige Verzögerungen durch Fristverlängerung, Ausschluss von Sanktionen und gegebenenfalls Entschädigung, die wirtschaftliche Mehrbelastung bleibt demge-

39 Statt vieler Finkenauer, in: MüKo BGB, 10. Aufl. 2025, § 313 Rn. 47.

genüber grundsätzlich dem **unternehmerischen Risiko** des Zuschlagsinhabers zugeordnet. Eine pönalfreie oder pönalisierte Rückgabemöglichkeit für diese Fallgruppen müsste daher ausdrücklich gesetzlich geschaffen werden.

6. Schaffung einer gesetzlichen Rückgabemöglichkeit

6.1. Branchenvorschlag

Der Bundesverband Windenergie Offshore e.V. (BWO) schlägt eine gesetzliche Regelung für die freiwillige Rückgabe von Offshore-Windflächen vor.⁴⁰ Der Vorschlag betrifft die Projekte der Jahre 2023 bis 2025, die noch keine finale Investitionsentscheidung erreicht haben.

Der Vorschlag des BWO umfasst in Bezug auf die Rückgabe im Wesentlichen:

- Unternehmen sollen bezuschlagte Offshore-Windflächen innerhalb eines definierten Zeitfensters bis spätestens vier Wochen nach Inkrafttreten der gesetzlichen Grundlage freiwillig zurückgeben können.
- Unternehmen sollen nicht erneut auf selbst zurückgegebene Flächen bieten dürfen.
- Unternehmen sollen die bereits geleistete Sicherheitsleistung vollständig zurückerhalten. Keine Rückerstattung der bereits geleisteten ersten Zahlung in Höhe von insgesamt zehn Prozent des Gebots nach zwölf Monaten gem. § 58 WindSeeG (Meeresnaturschutz-, Fischei- und Transformationskomponente).
- Unternehmen sollen verpflichtet werden, bereits vorhandene Voruntersuchungen, technische Erkenntnisse und Projektdaten nach Rückgabe an die BNetzA zu übermitteln.

Das Bundeswirtschaftsministerium hat in der Presseberichterstattung zur Rückgabedebatte vor allem auf die geltende Rechtslage verwiesen.⁴¹ In eine ähnliche Richtung weist die Äußerung des schleswig-holsteinischen Umweltministers Goldschmidt, wonach zwar Lösungen für bereits infrage stehende Projekte gefunden werden müssten, Gebote und Zuschläge aber verbindlich bleiben müssten.⁴²

Angesichts dieses Branchenvorschlags stellen sich folgende Fragen:

- Wie müsste eine Pönale im Fall der Rückgabe bemessen sein, sollte die Rückgabe rechtlich nicht pönalfrei möglich sein?

40 BWO, Pressemitteilung vom 20. Mai 2026, [„Rückgabe von Offshore-Windflächen: BWO legt Vorschlag zur Sicherung des Ausbaupfads vor“](#).

41 Süddeutsche Zeitung vom 20.05.2026, [Erschwerte Bedingungen - Rückgabe von Offshore-Wind-Flächen?](#).

42 Die Zeit vom 20.05.2026, [Erschwerte Bedingungen - Rückgabe von Offshore-Wind-Flächen?](#).

- Könnte die Höhe der Strafzahlungen im Fall der freiwilligen Rückgabe nachträglich angepasst werden?

Wie bereits unter 5.3. dargestellt, ermöglicht das aktuelle WindSeeG die pönalfreie Rückgabe nur in eng begrenzten Ausnahmefällen (§ 84 Abs. 2 WindSeeG).

Dem Gesetzgeber steht es grundsätzlich frei, neue Regelungen zu schaffen. Diese müssen im Einklang mit höherrangigem Recht stehen. Die Einführung einer Regelung zur pönalfreien Rückgabe von Offshore-Windflächen muss mit Verfassungsrecht und EU-Recht vereinbar sein.

6.2. Verfassungsrechtliche Grenzen

6.2.1. Reichweite der folgenden Prüfung

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf keinen Einzelfall, sondern beschränken sich auf die **grundsätzlich** zu beachtenden verfassungsrechtlichen Grenzen bei einer gesetzlichen Erweiterung der Rückgabemöglichkeiten im WindSeeG für Fälle, in denen eine Verzögerung der Offshore-Anbindungsleitungen offiziell kommuniziert ist und ein erheblicher Anstieg der Investitionskosten drohen könnte.

6.2.2. Gesetzgebungskompetenz

Zweifel an der Gesetzgebungskompetenz des Bundes für eine Änderung des WindSeeG bestehen **nicht**. Sie dürfte sich jedenfalls aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 Grundgesetz (GG)⁴³ (Recht der Wirtschaft) ergeben. Hierzu zählt auch die Energiewirtschaft. Daneben kann sich die Regelung auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG stützen, soweit sie dem Klima- und Umweltschutz im engeren Sinne dient, wie etwa Zahlungen für den Meeresschutz.

6.2.3. Grundrechte der Bieter

6.2.3.1. Bezuschlagte Bieter

6.2.3.1.1. Ausschluss von künftigen Ausschreibungen

Soweit eine Neuregelung die Rückgabe der Projektrechte ermöglicht, Sanktionen reduziert oder die Rückerstattung geleisteter Sicherheitsleistungen vorsieht, wirkt sie insgesamt zugunsten der Zuschlagsinhaber.

Bestimmte Bestandteile einer Neuregelung können den „Rückgabe-Bieter“ aber belasten, etwa indem sie ihn von künftigen Ausschreibungen ausschließen (gegebenenfalls beschränkt auf die zuvor zurückgegebenen Flächen) oder ihn verpflichten, bereits vorhandene Voruntersuchungen, technische Erkenntnisse und Projektdaten an die BNetzA zu übermitteln.

Bei der Regelung nachteiliger Rechtsfolgen wie dem Ausschluss von künftigen Bieterverfahren müsste der Gesetzgeber vor allem den **Gleichheitsgrundsatz** aus Art. 3 Abs. 1 GG beachten. So

43 Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland ([GG](#)) in der Fassung vom 22.03.2025.

müssen für vergleichbare Zuschlagsinhaber gleiche Rückgabekriterien gelten und Differenzierungen, etwa nach Ausschreibungsjahr, Projektstand, Netzanschlussverzögerung oder Rückgabezeitpunkt, sachlich begründbar sein.

6.2.3.1.2. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

Soweit die Rückgabe mit der Verpflichtung verbunden wäre, vorhandene Voruntersuchungen, technische Erkenntnisse und Projektdaten unentgeltlich an die BNetzA zu übermitteln, könnte dies allenfalls dann grundrechtlich relevant sein, wenn diese Unterlagen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten. Nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts gehören Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu den durch Art. 12 Abs. 1 GG und Art. 14 Abs. 1 GG geschützten Rechtspositionen.⁴⁴ Sie umfassen alle auf ein Unternehmen bezogenen Tatsachen, Umstände und Vorgänge, die **nicht offenkundig** sind, sondern nur einem begrenzten Personenkreis zugänglich sind und an deren Nichtverbreitung der Rechtsträger ein **berechtigtes Interesse** hat.⁴⁵ Dabei betreffen Betriebsgeheimnisse im Wesentlichen technisches Wissen im weitesten Sinne, Geschäftsgeheimnisse vornehmlich kaufmännisches Wissen.⁴⁶

Nach diesen Maßstäben können vorhandene Voruntersuchungen, technische Erkenntnisse und Projektdaten grundrechtlich geschützte Betriebsgeheimnisse darstellen, soweit sie über bloße allgemein zugängliche Flächendaten hinausgehen und nicht offenkundiges, vom Zuschlagsinhaber bloß zusammengetragenes technisches Wissen verkörpern. Dies kommt insbesondere bei **wirtschaftlich verwertbaren** projektspezifischen Auswertungen, technischen Konzepten, Planungsannahmen, Risikobewertungen oder sonstigen intern erarbeiteten Unterlagen in Betracht. Soweit die Unterlagen demgegenüber lediglich objektive, offenkundige oder ohne Weiteres zugängliche Flächendaten enthalten, liegt ein Betriebs- oder Geschäftsgeheimnis eher nicht vor.

Nimmt man einen Eingriff in Art. 12 Abs. 1 und Art. 14 Abs. 1 GG durch das Offenbaren von Geschäftsgeheimnissen an, dürfte dieser mit dem konkurrierenden Verfassungsgut der klimaneutralen Ausgestaltung der Energieversorgung (Klimaschutz, Art. 20a GG) verfassungsrechtlich **zu rechtfertigen** sein. Die Übermittlungspflicht fördert die Ausbauziele und damit den Klimaschutz, eine zügige Neuausschreibung und weitere Projektentwicklung der zurückgegebenen Fläche zu ermöglichen, Informationsverluste zu vermeiden und Verzögerungen beim Ausbau der Windenergie auf See zu begrenzen. Die Pflicht zur Übermittlung von Informationen wäre auch geeignet und erforderlich, das Ziel zu erreichen, soweit ohne sie wichtige Projekterkenntnisse verloren gingen oder erneut erhoben werden müssten. Für die grundsätzliche Möglichkeit der angemessenen Ausgestaltung einer Übermittlungspflicht spricht, dass § 10a WindSeeG die Übermittlung vorhandener Untersuchungsergebnisse auch für bestimmte Altprojekte gegen **Kostenerstattung** vorsieht. Eine solche Pflicht ist dem WindSeeG also schon jetzt nicht fremd.

44 StRspr, vgl. nur BVerwG, Beschluss vom 5. März 2020 - 20 F 3.19, Rn. 11 m.w.N.

45 Vgl. BVerfGE 115, 205 (230).

46 Vgl. BVerfGE 115, 205 (230); 137, 185 (255).

6.2.3.1.3. Rückgabefrist

Auch das Setzen einer verbindlichen Frist, bis zu der Vorzugskonditionen für eine freiwillige Rückgabe in Anspruch genommen werden können, dürfte grundsätzlich zulässig sein. Der Gesetzgeber wäre **nicht** verpflichtet, eine neu geschaffene Rückgabemöglichkeit **zeitlich unbegrenzt** zu eröffnen. Da die Rückgabemöglichkeit eine gesetzlich neu geschaffene Begünstigung darstellt, kann ihre Inanspruchnahme an eine bestimmte Übergangsfrist geknüpft werden.

Verfassungsrechtlich wäre vor allem erforderlich, dass die Frist gleichheitsgerecht und verhältnismäßig ausgestaltet wird. Sie müsste für vergleichbare Zuschlagsinhaber nach denselben Maßstäben gelten und so bemessen sein, dass eine ernsthafte Entscheidung über die Rückgabe möglich bleibt. Die konkrete Länge der Frist ist demgegenüber eine gesetzgeberische Gestaltungsfrage.

Somit wäre eine gesetzliche Rückgabemöglichkeit hinsichtlich der Rechte der bezuschlagten Bieter („Rückgabe-Bieter“) grundsätzlich unproblematisch.

6.2.3.2. Unterlegene Bieter

Eine unmittelbare Beeinträchtigung der unterlegenen Bieter in eigenen grundrechtlich geschützten Rechtspositionen liegt **nicht** nahe. Unterlegene Bieter haben keine Zuschlagsposition und damit kein Projektrecht an der betreffenden Fläche erlangt. Eine spätere Rückgaberegulierung für Zuschlagsinhaber greift nicht in eine bereits erlangte Rechtsposition unterlegener Bieter ein. Auch eine Verpflichtung zur Kompensation ursprünglich unterlegener Bieter ist daher nicht ersichtlich. Ein wesentlich erhöhtes Risiko erfolgreicher Klagen unterlegener Bieter **allein** aufgrund der Einführung einer prinzipiellen Rückgabemöglichkeit dürfte somit nicht bestehen.

6.2.3.3. Übertragungsnetzbetreiber

Die wesentliche Auswirkung einer pönalfreien Rückgabemöglichkeit liegt im Vergleich zur geltenden Rechtslage im Wegfall künftiger Pönalen.

Künftig anfallende Pönalen wären gem. § 82 Abs. 1 WindSeeG an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu leisten. Der Wegfall der Pönalen begründet für sich genommen aber regelmäßig **keinen Eingriff** in dessen geschützte Eigentumspositionen. Das BVerfG interpretiert den Eigentumsschutz aus **Art. 14 GG** als Schutz vermögenswerter Rechte, die dem Berechtigten zur eigenverantwortlichen privaten Nutzung zugeordnet sind.⁴⁷ Das Gericht verneint den Eigentumsschutz aber selbst für die durch das WindSeeG entwerteten, nach der früheren Seeanlagenverordnung erteilten Genehmigungen und erlangten Verfahrenspositionen.⁴⁸ Solange der jeweilige Pönalentatbestand noch nicht verwirklicht ist, besteht auch kein Zahlungsanspruch und damit keine gesicherte vermögenswerte Rechtsposition im Sinne von Art. 14 Abs. 1 GG. Soweit die Rückgabe pönalfrei ausgestaltet wird, wäre aber wohl zu regeln, dass die hinterlegte **Sicherheitsleistung** grundsätzlich **freizugeben** ist. Die Sicherheitsleistung dient nur der Absicherung

47 BVerfGE 115, 97 (110 f.); 126, 331 (358).

48 BVerfGE 155, 238 (270 ff.).

der Pönalen für Verstöße gegen Realisierungspflichten. Gibt der erfolgreiche Bieter seine Rechtsposition durch pönalfreie Rückgabe auf, entfielen dieser Zweck.

Von den Pönalen sind die künftigen Zahlungen aus der **Stromkostensenkungskomponente** zu unterscheiden. Diese sind keine Sanktion für die Nichterfüllung von Realisierungsfristen, sondern Bestandteil des Ausschreibungs- und Zuschlagssystems. Ihre Empfängerstellung und gesetzliche Mittelverwendung wurden unter 4.4.2. dargestellt.

Für die hier untersuchte Rückgabekonstellation ist vor allem maßgeblich, dass die Stromkostensenkungskomponente nach § 59 Abs. 2 WindSeeG erst ab Erbringung des Nachweises nach § 81 Abs. 2 Nr. 4 WindSeeG über einen Zeitraum von 20 Jahren in gleichbleibenden jährlichen Raten zu zahlen ist. Vor diesem Zeitpunkt sind noch keine Raten entstanden oder fällig. Eine pönalfreie Rückgabe ließe daher keine bestehenden Zahlungsansprüche entfallen, sondern verhinderte nur das Entstehen künftiger Zahlungspflichten. Dies unterscheidet sich in den Folgen kaum von einem späteren Widerruf des Zuschlags (vgl. 5.3.3.) nach geltendem Recht, bei dem künftige, an die Zuschlagsposition anknüpfende Zahlungspflichten ebenfalls nicht mehr fortbestünden.

6.2.4. Klimaschutzgebot

Schließlich dürfte auch Art. 20a GG einer solchen Regelung nicht von vornherein entgegenstehen. Zwar könnte eine erleichterte Rückgabe bereits bezuschlagter Flächen die Realisierung einzelner Projekte zunächst verzögern oder verhindern und sich damit nachteilig auf den Ausbaupfad des § 1 Abs. 2 WindSeeG auswirken. Andererseits kann eine frühzeitige Rückgabe auch dazu dienen, Flächen, deren Realisierung unsicher ist, zeitnah neu auszuschreiben und dadurch den Ausbaupfad abzusichern. Ob eine entsprechende Regelung die Klimaschutzanstrengungen insgesamt verschlechtern würde, hängt daher von ihrer **konkreten Ausgestaltung** und tatsächlichen Wirkung ab. Die weitergehende, **umstrittene** Frage, ob und in welchem Umfang Art. 20a GG ein eigenständiges Verschlechterungsverbot begründet⁴⁹, kann daher an dieser Stelle dahinstehen.

6.2.5. Verbot des Einzelfallgesetzes

Ein Verstoß gegen das Verbot des Einzelfallgesetzes aus Art. 19 Abs. 1 Satz 1 GG liegt **nicht** nahe. Das Verbot gilt nur für grundrechtseinschränkende Gesetze.⁵⁰ Eine gesetzliche Rückgabemöglichkeit wirkte jedenfalls in ihrem Schwerpunkt begünstigend, da sie Zuschlagsinhabern eine nach geltendem Recht nicht bestehende Lösungsmöglichkeit eröffnete. Belastende Nebenfolgen, etwa ein Ausschluss erneuter Gebote auf zurückgegebene Flächen oder die Verpflichtung zur Übermittlung vorhandener Projektdaten, ändern daran jedenfalls nichts Grundsätzliches, wenn sie lediglich als Bedingungen für die freiwillige Inanspruchnahme der Rückgabemöglichkeit ausgestaltet werden.

49 Dazu Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Entwurf zur Einführung eines Gebäudemodernisierungsgesetzes: verfassungsrechtliche Fragen, 04.06.2026, WD 5 - 3000 - 064/26, S. 17 f.

50 BVerfGE 25, 371 (396 ff.).

Selbst wenn man Art. 19 Abs. 1 Satz 1 GG wegen einzelner belastender Nebenfolgen für anwendbar hielte, dürfte kein unzulässiges Einzelfallgesetz vorliegen. Denn für die Allgemeinheit eines Gesetzes ist nicht allein maßgeblich, wie viele Fälle tatsächlich erfasst werden.⁵¹ Entscheidend ist vielmehr, ob die Regelung nach sachlichen, abstrakt gefassten Kriterien an einen bestimmten Sachverhalt anknüpft oder ob aus einer Reihe gleichartiger Sachverhalte ohne tragfähigen Grund ein einzelner Fall herausgegriffen wird.⁵²

Eine Rückgaberegulation wäre daher nicht schon deshalb unzulässig, weil sie nur eine begrenzte Zahl bereits bezuschlagter Offshore-Windflächen betrifft oder durch die aktuelle Rückgabedebatte veranlasst ist. Anlass- und Maßnahmegesetze sind verfassungsrechtlich nicht als solche unzulässig und unterliegen keiner strengeren verfassungsrechtlichen Prüfung als andere Gesetze.⁵³ Knüpft der Gesetzgeber etwa an bestimmte Ausschreibungsjahre, den fehlenden Eintritt der finalen Investitionsentscheidung, offiziell kommunizierte Verzögerungen der Offshore-Anbindungsleitung oder einen bestimmten Rückgabezeitraum an, betrifft die Regelung einen sachlich umschriebenen Kreis von Fällen. Entscheidend wäre, dass die Begrenzung nicht willkürlich einzelne Zuschlagsinhaber privilegiert, sondern durch die besondere Betroffenheit dieser Projekte von veränderten Kosten-, Finanzierungs- und Netzanschlussbedingungen getragen wird.

6.2.6. Weitere allgemeine Anforderungen

Verfassungsrechtlich wäre für alle Regelungen erforderlich, dass sie hinreichend bestimmt, willkürfrei und verhältnismäßig ausgestaltet sind.

Soweit der Gesetzgeber die Rückgabe nicht pönalfrei, sondern nur gegen Zahlung einer Pönale ermöglichen wollte, wäre auch dies grundsätzlich eine gesetzgeberische Gestaltungsentscheidung. Eine bestimmte Bemessungsformel für Pönalen folgt aus dem Verfassungsrecht nicht.

6.2.7. Zwischenergebnis

Insgesamt stehen verfassungsrechtliche Gesichtspunkte der gesetzlichen Einführung einer Rückgabemöglichkeit für bereits bezuschlagte Offshore-Windflächen nicht von vornherein entgegen. Soweit eine solche Regelung eine pönalfreie Rückgabe ermöglicht, Pönalen reduziert oder die Rückerstattung geleisteter Sicherheitsleistungen vorsieht, wirkt sie zugunsten der betroffenen Zuschlagsinhaber und begegnet mit Blick auf Grundrechte des „Rückgabe-Bieters“ keinen durchgreifenden Bedenken. Belastende Nebenfolgen, insbesondere ein Ausschluss von künftigen Ausschreibungen oder die Verpflichtung zur Übermittlung von Projektdaten, wären demgegenüber eigenständig zu rechtfertigen. Eine Rechtfertigung erschiene grundsätzlich schlüssig, wenn die Pflichten als Bedingungen einer freiwilligen Rückgabemöglichkeit ausgestaltet und auf eine zeitnahe Umsetzung der Ausbauziele als Teil des Klimaschutzziels nach Art. 20a GG bezogen wären.

51 BVerfGE 99, 367 (400); BVerfGE 13, 225 (228 f.).

52 BVerfGE 85, 360 (374).

53 BVerfGE 25, 371 (396 ff.); BVerfGE 99, 367 (400).

Ein Eingriff in grundrechtlich geschützte Rechtspositionen der nicht bezuschlagten Bieter und Übertragungsnetzbetreiber liegt nicht nahe.

Art. 20a GG und Art. 19 Abs. 1 Satz 1 GG stehen einer Rückgaberegung nicht von vornherein entgegen. Eine Rückgaberegung wäre insbesondere nicht schon deshalb unzulässig, weil sie nur eine begrenzte Zahl bereits bezuschlagter Offshore-Windflächen betrifft oder durch eine aktuelle Rückgabebefugnis veranlasst ist.

Ob der Gesetzgeber die Rückgabe pönalfrei oder pönalisiert ausgestaltet, ist innerhalb dieser verfassungsrechtlichen Grenzen grundsätzlich eine gesetzgeberische Gestaltungsentscheidung. Für eine pönalisierte Rückgabemöglichkeit folgt aus dem Verfassungsrecht keine bestimmte Bemessungsformel.

6.3. Unionsrecht

6.3.1. EU-Fachrecht

6.3.1.1. Rechtsgrundlagen

Fraglich ist, ob das EU-Recht im Bereich der Offshore-Windenergie zwingende Vorgaben für die freiwillige Rückgabe der Projektrechte (d.h. Nichtrealisierung) macht, etwa verpflichtende Sanktionen.

Im Europäischen Windkraft-Aktionsplan vom 24.10.2023⁵⁴ sieht die EU-Kommission Maßnahmen zur Stärkung der europäischen Windkraftindustrie vor. Hierbei handelt es sich um ein politisches Papier.⁵⁵ Die Umsetzung erfolgte in der **Netto-Null-Industrie-Verordnung (NNIV)**⁵⁶ und der Strommarkt-Änderungs-Verordnung (StromÄ-VO)⁵⁷ zur Änderung der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.⁵⁸ Übergeordnetes Ziel der NNIV ist der Auf- und Ausbau europäischer Produktionskapazitäten, insbesondere der für die Energiewende kritischen Transformationstechnologien, für die Diversifizierung von Lieferketten und die Stärkung beziehungsweise den Wiederaufbau heimischer Industrien. Verordnungen und Durchführungsverordnungen gelten gemäß Art. 288 Abs. 2 AEUV unmittelbar.

54 Europäische Kommission vom 24.10.2023, [Windkraft-Aktionsplan der EU: Damit die Windkraft eine europäische Erfolgsgeschichte bleibt](#).

55 Lüdecke/Hinrichsen, Die Bedeutung der neuen EU-Vorgaben für EE-Auktionen für Ausschreibungen für Offshore-Windenergie (Teil 1), IR 2024, 259 (259).

56 [Verordnung \(EU\) 2024/1735](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Schaffung eines Rahmens für Maßnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologien und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1724.

57 [Verordnung \(EU\) 2024/1747](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

58 [Verordnung \(EU\) 2019/943](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

6.3.1.2. Vorqualifikations- und Zuschlagskriterien

Art. 26 Abs. 1 NNIV enthält Kriterien für Auktionen für Erneuerbare Energien, die zu einem bestimmten Prozentsatz bei der Zuschlagsentscheidung ins Gewicht fallen müssen (vgl. Art. 26 Abs. 4 NNIV). Dabei unterscheidet die Verordnung zwischen **Vorqualifikationskriterien** und **Zuschlagskriterien**. Vorqualifikationskriterien müssen Unternehmen zumindest erfüllen, um überhaupt an einer Auktion teilnehmen zu können (u. a. „verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“ und Cybersicherheit), während Zuschlagskriterien zu einer Privilegierung von Angeboten bei der Zuschlagsentscheidung aufgrund qualitativer Parameter führen.⁵⁹

Für die Schaffung einer gesetzlichen Rückgabemöglichkeit bezuschlagter Offshore-Windflächen erscheinen vor allem zwei Vorgaben relevant:

1. Das zwingende Vorqualifikationskriterium der **Fähigkeit zur vollständigen und fristgerechten Projektrealisierung** (Art. 26 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a Ziff. iii NNIV).
2. Die Pflicht der Mitgliedstaaten, „gegebenenfalls“ **geeignete Anreize** zur Maximierung der Ausführungsrate von Projekten vorzusehen. Als Beispiel – nicht als abschließende Regelung⁶⁰ – nennt die Vorschrift die Anwendung einer Preisindexierung (Art. 26 Abs. 6 NNIV).

Weitere Konkretisierungen des Regimes der Vorqualifikations- und Zuschlagskriterien regelt eine **Durchführungsverordnung (DVO-NNIV)**⁶¹ (Art. 26 Abs. 3 NNIV). Nach ihr müssen Bieter zum Nachweis der Fähigkeit zur vollständigen und fristgerechten Projektrealisierung mindestens zwei von mehreren in Art. 6 Abs. 1 DVO-NNIV bestimmten Nachweisen vorlegen. Dies können beispielsweise Unterlagen zur Einhaltung der rechtlichen Anforderungen mit Genehmigungen oder Genehmigungsvoraussetzungen für das Projekt sein oder Unterlagen zur finanziellen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Bieters (Art. 6 Abs. 1 DVO-NNIV).

6.3.1.3. Spielraum

Die Mitgliedstaaten sind seit dem 30. Dezember 2025 zur Anwendung der in Art. 26 NNIV vorgesehenen Vorgaben verpflichtet (Art. 49 Abs. 3 NNIV). Die zwingende Anwendung ist allerdings durch zwei Vorschriften **eingeschränkt**:

- Die Mitgliedstaaten müssen das Regime der Vorqualifikations- und Zuschlagskriterien aus Art. 26 Abs. 1 bis 4 NNIV nicht anwenden, wenn dadurch für sie **unverhältnismäßig hohe Kosten** entstünden. Kostenunterschiede von 15 % je Auktion können dabei schon unverhältnismäßig sein (Art. 26 Abs. 5 NNIV).

59 Lüdecke/Hinrichsen, Die Bedeutung der neuen EU-Vorgaben für EE-Auktionen für Ausschreibungen für Offshore-Windenergie (Teil 1), IR 2024, 259 (260).

60 Lüdecke/Hinrichsen, Die Bedeutung der neuen EU-Vorgaben für EE-Auktionen für Ausschreibungen für Offshore-Windenergie (Teil 1), IR 2024, 259 (261).

61 [Durchführungsverordnung \(EU\) 2025/1176](#) der Kommission vom 23. Mai 2025 zur Präzisierung der Vorqualifikations- und Zuschlagskriterien bei Auktionen für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

- Die Mitgliedstaaten müssen das Kriterienregime nur entweder auf **30 % des Auktionsvolumens** für den Einsatz erneuerbarer Energiequellen je Mitgliedstaat (also nicht nur Offshore-Windenergie) anwenden **oder** auf ein jährliches Auktionsvolumen von **6 GW** je Mitgliedstaat (Art. 26 Abs. 7 NNIV).

6.3.1.4. Zwingende Sanktionen (Pönalen)?

Die Durchführungsverordnung sieht neben der Konkretisierung von Ausschreibungskriterien Überwachungsmechanismen, Garantien und Sanktionen vor.⁶² Art. 17 Abs. 1 der Durchführungsverordnung lautet:

„(1) Die zuständigen Behörden legen Sanktionen **für die Nichteinhaltung der** in dieser Verordnung vorgesehenen **Kriterien** fest. Diese Sanktionen können unterschiedliche Formen annehmen, z. B. Pauschalbeträge, tägliche Zwangsgelder, Kürzungen oder Streichung der Förderung oder Ausschluss von der Teilnahme an künftigen Auktionsrunden.

(2) Bei der Festlegung der Höhe der in Absatz 1 genannten Sanktionen berücksichtigen die zuständigen Behörden auch Erwägungen wie die Projektkosten, die Projektrisiken, die Projektkapazität, den Wert dieser Kapazität für das Energiesystem, den Reifegrad der Technologie, den für die Auktion erforderlichen Innovationsgrad, andere relevante Marktbedingungen und die Art des Verstoßes. Die Sanktionen müssen so hoch angesetzt werden, dass Bieter von der **Nichteinhaltung** nicht preisbezogener **Kriterien** abgehalten werden.“

Erwägungsgrund 39 (unverbindlich, jedoch zur Auslegung heranziehbar) betont:

„[...] Garantien und Sanktionen sollten in einer Höhe festgesetzt werden, die [...] Unternehmen ohne feste Absicht, das Projekt durchzuführen und die Projektspezifikationen einzuhalten, von der **Gebotsabgabe abhält**. Die Garantien und Sanktionen sollten so gestaltet werden, dass es für die Bieter kostspieliger ist, die Auktionsspezifikationen nicht zu erfüllen, als die Kosten zu tragen und die Spezifikationen zu erfüllen.“

Die überzeugenden Argumente sprechen dafür, dass für die Nichtrealisierung von Projekten (Rückgabe der Projektrechte) **keine Sanktionen** vorgesehen sein müssen:

1. Deutschland hat einen gewissen Spielraum dabei, auf welche Ausschreibungen das Regime von Art. 26 NNIV und der darauf beruhenden Durchführungsverordnung überhaupt Anwendung findet (vgl. Art. 26 Abs. 7 NNIV). Um das Kontingent von 30 % oder 6 GW zu erfüllen, reicht es, wenn Deutschland die EU-Kriterien in ausreichendem Maße auf Ausschreibungen für Solarenergie, Onshore-Windkraft, Batterie- und Energiespeichertechno-

62 Je nach Auslegung der Sanktionsregelung (Anwendungsbereich, dazu sogleich im Text) kann es fraglich erscheinen, ob sie noch von der Durchführungsverordnungsermächtigung der Kommission aus Art. 26 Abs. 3 NNIV gedeckt ist. Ob Sanktionen tatsächlich der Einhaltung der Qualifikationskriterien aus Art. 26 NNIV dienen und nicht vielmehr der späteren Durchführung der Projekte, ist eine ungeklärte, im engeren Sinne europarechtliche Frage. Da hierzu bislang keine Rechtsstreitigkeiten öffentlich geworden sind und keine Gerichtsentscheidungen vorliegen, ist die Durchführungsverordnung zunächst so als gültig hinzunehmen.

logien, Wasserstofftechnologien oder nachhaltiges Biogas und Biomethan sowie weitere in Art. 4 Abs. 1 lit. a bis j NNIV genannten Netto-Null-Technologien anwendet.

2. Die DVO-NNIV gibt nur vor, dass Sanktionen „für die Nichteinhaltung der in dieser Verordnung vorgesehenen [Vorqualifikations- und Zuschlags-]Kriterien“ vorgesehen sein müssen (Art. 17 DVO-NNIV). Dies erfasst dem Wortlaut nach also nur Sanktionen für die Nichterfüllung von Kriterien bei Beginn der Auktion, nicht die spätere Nichtrealisierung von Projekten (Rückgabe der Projektrechte). Zwar ist ein Vorqualifikationskriterium auch die „Fähigkeit zur vollständigen und fristgerechten Projektrealisierung“ (Art. 26 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a Ziff. iii NNIV). Dies bedeutet aber wohl nur: Stellt sich bei Rückgabe der Projektrechte heraus, dass die Fähigkeit zur Realisierung des Projekts schon bei Abgabe des Gebots nicht bestand, muss eine Pönale greifen. Bestraft werden muss aber nicht die Rückgabe als solche.

3. Die Pflicht der Mitgliedstaaten zum Setzen „geeigneter Anreize zur Maximierung der Ausführungsrate von Projekten“ (Art. 26 Abs. 6 NNIV) verpflichtet nicht dazu, dass der Mitgliedstaat einen Anreiz gerade durch Sanktionen setzt.

6.3.1.5. Zwischenergebnis

Daraus folgt, dass die unionsrechtlichen Vorgaben der NNIV und der Durchführungsverordnung einer pönalfreien Rückgabemöglichkeit im WindSeeG nicht entgegenstehen. Selbst wenn das Verständnis der Sanktionen für die fehlende Fähigkeit zur fristgerechten Projektrealisierung als zwingende Sanktion für die Rechte-Rückgabe zu verstehen wäre, könnte Deutschland das Anwendungskontingent durch andere Segmente erfüllen, in denen Ausschreibungen für Erneuerbare Energien stattfinden.

6.3.2. EU-Beihilfenrecht

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Frage,

- wie ein Verfahren zur „vorzeitigen Rückgabe“ rechtlich ausgestaltet sein müsste, um das EU-Beihilferecht zu wahren.

Staatliche Beihilfen sind gemäß Art. 107 Abs. 1 AEUV grundsätzlich verboten. Bestimmte Beihilfen sind nach Art. 107 Abs. 2 AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar oder können, wenn sie unter einen Ausnahmetatbestand nach Abs. 3 fallen, als „mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden“. Die KUEBLL-Leitlinien der EU-Kommission enthalten Vereinbarkeitshilfen, u.a. für Energiebeihilfen, die unter Art. 107 Abs. 3 Buchstabe c AEUV fallen und der Anmeldepflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV unterliegen.

Das EEG 2023 und WindSeeG 2023 sind beihilferechtlich genehmigt.⁶³ Die beihilferechtliche Genehmigung für das aktuelle EEG-Fördersystem läuft am 31.12.2026 aus. Die Veränderung des Ausschreibungsdesigns WindSeeG müsste mit EU-Beihilferecht in Einklang stehen. Nach Ablauf

63 Europäische Kommission, [EU-Kommission genehmigt deutsche Beihilfen für Erzeugung von erneuerbarem Strom und Offshore-Windenergie](#), Pressemitteilung, 21.12.2022.

der Genehmigung verstößt jede neue Beihilfegewährung, z. B. die Zuschlagserteilung in einer Ausschreibung, gegen Art. 108 Abs. 3 S. 3 AEUV. Ohne eine gesonderte beihilferechtliche Genehmigung der Kommission ist daher grundsätzlich keine weitere Förderung möglich.

6.3.2.1. Vorliegen einer Beihilfe

Nach Art. 107 Abs. 1 AEUV „sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen“.

6.3.2.2. Begünstigung von Unternehmen

Als staatliche Beihilfen gelten Maßnahmen gleich welcher Art, die mittelbar oder unmittelbar Unternehmen begünstigen oder die als ein wirtschaftlicher Vorteil anzusehen sind, den das begünstigte Unternehmen unter normalen Marktbedingungen nicht erhalten hätte.⁶⁴ Während der Begriff der Subvention nur Leistungsgewährungen in Form von Geld- oder Sachleistungen umfasst, erstreckt sich der Begriff der Beihilfe auch auf Belastungsverminderungen und geht damit über den Subventionsbegriff hinaus.⁶⁵

Gemäß der aktuellen Rechtslage sind bezuschlagte Bieter zur Rückgabe eines Zuschlages grundsätzlich nicht berechtigt, § 84 Abs. 1 WindSeeG (vgl. hierzu bereits 5.2.). Sollten bezuschlagte Bieter die vorgegebenen Realisierungsfristen nicht einhalten, sind sie indes zur Leistung von Pönalen nach § 82 WindSeeG verpflichtet. Sollten die bezuschlagten Bieter nun per Gesetzesänderung ein Recht zur sanktionsfreien Rückgabe erhalten, könnte dies beihilferechtlich relevant sein, da diese Unternehmen einen wirtschaftlich relevanten Vorteil erhalten. Der wirtschaftliche Vorteil bestünde in dem Wegfall der Kosten für die Realisierung des (möglicherweise unwirtschaftlich oder nachteilhaft gewordenen) Projekts und dem Wegfall der bei Nichtrealisierung zu zahlenden Pönale. Sofern auch die Verpflichtung zur Zahlung der zweiten Gebotskomponente (§ 23 WindSeeG) entfallen würde, wären die bezuschlagten Bieter auch hierin begünstigt. Zwar fordert der Vorschlag des BWO⁶⁶, dass zumindest die bereits an den Bundeshaushalt

„geleistete erste Zahlungskomponente in Höhe von 10 Prozent der negativen Gebotskomponente nach § 58 WindSeeG (Meeresnaturschutz-, Fischerei- und Transformationskomponente‘), die ein Jahr nach Zuschlagserteilung fällig wird, [...] auch im Fall einer freiwilligen Rückgabe“ dem Bieter „nicht zurückerstattet werden“ soll.

Danach entfielen die Zahlungsverpflichtung aber weiterhin in Höhe von 90 Prozent. Es bliebe also bei einer wirtschaftlichen Begünstigung.

64 EuGH, Urteil vom 09.10.2014, [Rs C-522/13](#), Ministerie de Defensa und Navantia, Rn. 21.

65 EuGH, Urteil vom 15.03.1994, [Rs C-387/92](#), Banco Exterior de España, Rn. 12 f.

66 Bundesverband Windenergie Offshore e.V., [Rückgabe von Offshore-Windflächen: BWO legt Vorschlag zur Sicherung des Ausbaupfads vor, Pressemitteilung](#), 20.05.2026.

6.3.2.3. Staatlichkeit der Mittel

Beihilfen sind staatlich, wenn es sich bei dem Beihilfegeber um einen Hoheitsträger handelt.⁶⁷ Die Maßnahme muss dem Staat zum einen **zurechenbar** sein, zum anderen muss diese mittelbar oder unmittelbar eine **Belastung öffentlicher Haushalte** zur Folge haben.⁶⁸ Die Rechtsprechung des EuGH lässt sich wohl dahingehend zusammenfassen, dass eine finanzielle Einbuße des Staates conditio sine qua non (notwendige Bedingung) für die Verwirklichung des Tatbestandsmerkmals „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen“ (Art. 107 Abs. 1 AEUV) ist, hierfür aber „jede Involvierung staatlicher Mittel“ (etwa auch in privaten Unternehmen) ausreicht, wenn „der Staat“ auf die Mittelvergabe (substanziellen) Einfluss genommen hat. Zugleich soll auch dann eine Belastung des Staatshaushalts vorliegen, wenn zwar keine unmittelbare finanzielle Einbuße vorliegt, aber die hinreichend konkrete Gefahr einer **künftigen Belastung** gegeben ist.⁶⁹

6.3.2.3.1. Projektkosten

Die beim Bieter entfallenden Projektverwirklichungskosten dürften **keine** staatlichen Mittel im oben genannten Sinne darstellen. Mit ihrer Ersparnis entsteht keine unmittelbare Belastung öffentlicher Haushalte. Zwar kann die Rückgabe der Projektrechte (weitere) Projektverzögerungen verursachen und die Erreichung von Ausbauzielen erschweren, wodurch mittelbar volkswirtschaftliche Kosten entstehen können. Dies dürfte für eine **unmittelbare** Belastung aber nicht ausreichen.

6.3.2.3.2. Pönalen

Zahlungsempfänger der bei einem Verstoß gegen die Realisierungsfristen zu leistenden finanziellen Pönalen ist der regelverantwortliche **Übertragungsnetzbetreiber** (4.4.4.). Der Bezuschlagte muss die Pönale durch Überweisung des Geldbetrags auf ein Geldkonto des Übertragungsnetzbetreibers leisten (§ 55 Abs. 6 EEG). Der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber kann sich andernfalls gemäß § 55 Abs. 7 EEG hinsichtlich der Forderung auf die Pönale aus der jeweils für das Gebot hinterlegten Sicherheit befriedigen, wenn der Bieter die Forderung nicht vor Ablauf des zweiten Kalendermonats erfüllt hat, der auf die Entwertung der Gebotsmenge oder die Feststellung der Pönale folgt.⁷⁰

Es ist mithin der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber, der im Fall einer Verzögerung einen Anspruch auf die Zahlung der durch die BNetzA festzusetzenden Pönalen hat. Der Bund ist hinsichtlich dieser finanziellen Vertragsstrafen nicht anspruchsberechtigt. Ein Verzicht auf die Pönalen hätte daher wohl keinen unmittelbaren Einfluss auf den Bundeshaushalt.

67 Cremer, in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 107 Rn. 32.

68 Weiß, Die Beihilfeneigenschaft umlagefinanzierter Förderungen im Lichte der EuGH-Rechtsprechung, EuZW 2023, 1089 (1090).

69 Cremer, in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 107 Rn. 34.

70 Thomas, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EL Januar 2026, WindSeeG, § 82 Rn. 14.

Die Pöнали sind jedoch wirtschaftlich in den EEG-Fördermechanismus eingebunden. Sie gelten als **besondere Einnahmen** bei der Förderung erneuerbarer Energien und der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs (§ 2 Nr. 2 i. V. m. Anlage 1 Nr. 4.7 EnFG). Die Pöнали dienen damit der Deckung des EEG-Finanzierungsbedarfs (vgl. 4.4.4.). Ist der Saldo des EEG-Kontos zum Ablauf des 31. Dezember des Kalenderjahres negativ, haben die Übertragungsnetzbetreiber **gegen den Bund** einen **Ausgleichsanspruch** in Höhe des Betrages, der dem negativen Saldo entspricht, § 6 Abs. 1 S. 1 EnFG.

Eine pöналиfreie Rückgabe der Zuschläge kann somit Auswirkungen auf den Saldo des EEG-Kontos und die Höhe des EEG-Finanzierungsbedarfs haben (siehe bereits 4.4.4.). Die Übertragungsnetzbetreiber dürften in Vorbereitung des Anschlusses der bezuschlagten Projekte und Flächen bereits Aufwendungen⁷¹ getätigt haben, die als Ausgaben zur Förderung erneuerbarer Energien zu fassen sind (vgl. Anlage 1 Nr. 5 EnFG). Diesen etwaigen Ausgaben steht bei pöналиfreier Rückgabe das entsprechende besondere Einnahmeäquivalent nicht mehr gegenüber. Es ist davon auszugehen, dass dies zu einem erhöhten Finanzierungsbedarf der EEG, einem negativen Saldo des EEG-Kontos und damit einem Ausgleichsanspruch der ÜNB gegen den Bund führt. Aufgrund dieses Ausgleichsanspruches wäre der Bundeshaushalt **belastet**.

Es könnte sich bei der bewussten Inkaufnahme des Ausgleichsanspruches durch den Bundeshaushalt um eine unzulässige Reservehaftung handeln. Der EuGH hat im *Vent de Colère-Urteil*⁷² entschieden, dass ein Beihilfenverbot gegeben ist, wenn der Staat sich verpflichtet, die Mehrkosten für den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien zu tragen, weil damit die Gefahr der Verringerung eines Postens im Staatshaushalt verbunden sei.

Nicht abschließend vorherzusagen ist, ob aus Sicht des EuGH diese Belastung des Bundeshaushalts durch den kausalen Ausgleichsanspruch der Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls eine beihilferechtlich relevante Leistung staatlicher Mittel „über Eck“ begründen würde.

6.3.2.3.3. Zweite Gebotskomponente

Ein etwaiger Verzicht auf die zweite Gebotskomponente (4.4.2.) bei der Rückgabe von Projektrechten hätte teilweise eine mittelbare Auswirkung auf den Bundeshaushalt, sodass nicht auszuschließen ist, dass eine entsprechende Regelung beihilferechtliche Relevanz hätte und einer Genehmigung der Kommission bedarf.

Wie bereits dargelegt (4.4.2.), fließen 90 Prozent der zweiten Gebotskomponente als Stromkostensenkungskomponente an die Übertragungsnetzbetreiber. Ein Wegfall der bereits bezuschlagten Beträge könnte die Netzentgelte und damit letztlich den Strompreis erhöhen, sofern der Wegfall kompensationslos bleibt. Ein kompensationsloser Verzicht auf diesen Teil der zweiten Gebotskomponente zugunsten der bezuschlagten Bieter bleibt allerdings zunächst ohne Relevanz für den Haushalt. Weder der Bund noch ein überwiegend staatlich kontrolliertes Unternehmen ist ein unmittelbarer Zahlungsempfänger der Stromkostensenkungskomponente. Ein gezielter und

71 Vgl. Netztransparenz, [Offshore-Netzumlage Jahresabrechnung 2024](#), 15.09.2025; Handelsblatt vom 11.09.2024, [So kann der Staat bei Offshore-Windparks Milliarden sparen](#).

72 EuGH, [C-262/12, Vent De Colère u.a.](#), Rn. 25 ff.

kontrollierter Fluss staatlicher Mittel durch den Bund ist nicht erkennbar. Der Wegfall geht zulasten der Endverbraucher, da die Mittel im Umlagesystem fehlen.

Die verbleibenden 10 Prozent der zweiten Gebotskomponente fließen hingegen als Meeresnaturschutz-, Fischerei- und Transformationskomponente unmittelbar in den **Bundeshaushalt**. Eine Rückerstattung dieser Zahlungen begründet eine Freigabe und einen Abfluss bereits vereinnahmter (und gegebenenfalls im Haushalt verplanter) staatlicher Mittel. Auch ein Verzicht auf diese innerhalb von zwölf Monaten fälligen Gelder (§ 23 Abs. 1a S. 1, § 58 WindSeeG) begründet eine Begünstigung und Übertragung staatlicher Mittel.

Ein Problembewusstsein hierfür zeigt wohl auch der BWO, indem er für eine mögliche Rückgaberegulierung von Offshore Windflächen vorschlägt, dass im Fall der freiwilligen Rückgabe die besagten 10 Prozent der negativen Gebotskomponente nicht erstattet werden sollen.⁷³

6.3.2.4. Selektivität der Maßnahme

Um eine Maßnahme zuletzt als Beihilfe qualifizieren zu können, muss ihre Selektivität gegeben sein. Eine Selektivität ist regelmäßig gegeben, wenn die Begünstigung aus staatlichen Mitteln nur einer **bestimmten Branche** oder bestimmten Unternehmen, die besondere Kriterien erfüllen, zugutekommt.⁷⁴

Die pönalfreie Rückgabe der Zuschläge sowie der Verzicht auf die zweite Gebotskomponente kämen nur bestimmten Stromerzeugern der Offshore-Branche zugute, denen ursprünglich im Rahmen der Auktion ein Zuschlag erteilt wurde. Die Selektivität der Begünstigung wäre damit gegeben.

6.3.2.5. Kein Ausnahmefall

Gründe für eine Vereinbarkeit der staatlichen Begünstigung mit dem Binnenmarkt nach Art. 107 Abs. 2 und 3 AEUV sind nicht erkennbar.

6.3.2.6. Zwischenergebnis

Zuletzt kann nicht mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass der EuGH die pönalfreie Rückgabe sowie den staatlichen Verzicht auf die Zahlung der zweiten Gebotskomponente als Beihilfe im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV bewerten würde. Das zentrale Kriterium für die Bewertung etwaiger Rückabwicklungsmechanismen zugunsten bereits bezuschlagter Bieter im Lichte des EU-Beihilferechts ist die Staatlichkeit der Mittel. Wie bereits dargelegt, bestehen begründete Anhaltspunkte für eine Staatlichkeit der Mittel: Die 10 Prozent der zweiten Gebotskomponente fließen unmittelbar dem Bundeshaushalt zu, während ein Wegfall der Pönalen mittelbar aus dem Bundeshaushalt ausgeglichen werden müsste.

73 BWO, Pressemitteilung vom 20. Mai 2026, [„Rückgabe von Offshore-Windflächen: BWO legt Vorschlag zur Sicherung des Ausbaupfads vor“](#).

74 Weiß, Die Beihilfeneigenschaft umlagefinanzierter Förderungen im Lichte der EuGH-Rechtsprechung, EuZW 2023, 1089 (1090).

Gründe für eine Vereinbarkeit einer so gearteten staatlichen Begünstigung mit dem Binnenmarkt nach Art. 107 Abs. 2 und 3 AEUV sind nicht erkennbar.

Der Branchenvorschlag berücksichtigt zwar die Bedenken hinsichtlich der zweiten Gebotskomponente in Höhe von 10 Prozent. Da aber die pönalfreie Rückgabe schon für sich genommen mit schlüssigen Argumenten als Beihilfe zu beurteilen ist, bleibt die Hürde insgesamt bestehen.

Die konkrete Ausgestaltung zur vorzeitigen und freiwilligen Rückgabe der Zuschläge durch die Bieter liegt im Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers. Unter Beachtung der bisherigen Judikatur zum EU-Beihilferecht dürfte nur eine Vorlage bei der Kommission rechtliche Risiken ausräumen.

6.4. Bundeshaushalt

Ein Nachteil für den Bundeshaushalt entstünde dadurch, dass Zahlungen nach § 82 WindSeeG nach Anlage 1 Nr. 4.7 EnFG als **besondere Einnahmen** bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs zu berücksichtigen sind. Wird durch eine gesetzliche Rückgabemöglichkeit verhindert, dass Pönalen entstehen, entfällt eine solche Einnahmeposition. Der Verzicht auf Pönalen kann daher den EEG-Finanzierungsbedarf erhöhen und den Saldo des EEG-Kontos (vgl. 4.4.4.) mindern. Haushaltswirksam kann dies deshalb werden, weil der EEG-Förderbedarf seit dem EEG 2023 durch Zahlungen aus dem Haushalt auszugleichen ist⁷⁵ und § 6 Abs. 1 Satz 1 EnFG den Übertragungsnetzbetreibern bei negativem Saldo des EEG-Kontos einen Ausgleichsanspruch gegen die Bundesrepublik Deutschland einräumt.

Ein Verstoß gegen **Haushaltsgrundsätze** folgt daraus aber nicht ohne Weiteres. Die Entscheidung, ob und unter welchen Voraussetzungen künftige Einnahmen (durch Pönalen) überhaupt erst entstehen (Entstehungstatbestand), fällt grundsätzlich in den Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers. Bei noch nicht entstandenen Pönalen geht es weder um die Nichterhebung **bestehender Einnahmen** im Sinne des § 34 Abs. 1 BHO noch um den Erlass eines bestehenden Anspruchs im Sinne des § 59 BHO. Haushaltsrechtlich bleibt daher vor allem der Grundsatz der Wirtschaftlichkeit nach § 7 Abs. 1 BHO berührt. Dieser bindet neben der Exekutive auch die Legislative⁷⁶, genießt aber keinen Vorrang gegenüber anderen Verfassungsprinzipien und ist von dieser mit und gegen die sie treffenden Aufträge zur Verwirklichung des Gemeinwohls abzuwägen.⁷⁷

Der Gesetzgeber kann in diese Abwägung insbesondere einstellen, dass eine pönalfreie Rückgabemöglichkeit wirtschaftlich nachteilige Flächenblockaden vermeiden, eine frühere Neuausschreibung der betroffenen Flächen ermöglichen und damit zur Sicherung des gesetzlichen Ausbaupfads beitragen kann.

Gesondert zu betrachten sind die Zahlungen an den Bundeshaushalt in Höhe von insgesamt 10 Prozent des Gesamtbetrags der zweiten Gebotskomponente (4.4.2.). Für Ausschreibungen im Jahr 2023 verteilen sie sich auf die **Meeresnaturschutz-, Fischerei- und Transformationskomponente**. Soweit diese Beträge bereits geleistet wurden, könnte eine Rückerstattung eigenständige haus-

75 BNetzA, [Energiefinanzierungsgesetz - Umlagepflichten und Aufsicht](#).

76 Gröpl, in: Gröpl, Bundeshaushaltsordnung / Landeshaushaltsordnungen, 2. Auflage 2019, § 7 Rn. 16.

77 Gröpl, in: Gröpl, Bundeshaushaltsordnung / Landeshaushaltsordnungen, 2. Auflage 2019, § 7 Rn. 17.

haltsrechtliche Fragen aufwerfen, insbesondere unter dem Gesichtspunkt des Wirtschaftlichkeitsgrundsatzes, weil dann nicht lediglich künftige Zahlungspflichten entfielen, sondern bereits eingetretene finanzielle Folgen des Zuschlags rückabgewickelt würden. Der in Bezug genommene Branchenvorschlag vermeidet dieses Problem jedoch beispielsweise, indem eine Rückerstattung der **bereits geleisteten** Zahlungen in Höhe von insgesamt 10 Prozent nicht vorgesehen ist.⁷⁸

6.5. Exkurs: Anschließende Neuauktionierung

Die nach Rückgabe mögliche Neuvergabe müsste in einem neuen, gleichheitsgerecht ausgestalteten Ausschreibungsverfahren erfolgen, das allen Unternehmen, welche die gesetzlichen Teilnahmevoraussetzungen erfüllen, zu denselben Bedingungen grundsätzlich offensteht. Ein ausschließlich den ursprünglich unterlegenen Bietern eingeräumtes **Vorzugsbietrecht** bedürfte vor Art. 3 Abs. 1 GG wohl einer Rechtfertigung.

Sollte die Neuvergabe mit einer Förderung durch ein aus öffentlichen Mitteln finanziertes direktes **Preisstützungssystem** verbunden werden, wären zudem die Vorgaben des durch Art. 2 Nr. 9 der Verordnung (EU) 2024/1747⁷⁹ eingefügten Art. 19d der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung⁸⁰ zu beachten.

(1) Direkte Preisstützungssysteme für Investitionen in neue Anlagen zur Stromerzeugung aus den in Absatz 4 genannten Quellen haben die Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen.

Unterabsatz 1 gilt für Verträge im Rahmen direkter Preisstützungssysteme für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen, die am oder nach dem 17. Juli 2027 geschlossen werden oder im Falle von Offshore-Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die mit Offshore-Hybridprojekten verbunden sind, die wiederum an zwei oder mehr Gebotszonen angebunden sind und am oder nach dem 17. Juli 2029 geschlossen werden.

Bei einem **zweiseitigen Differenzvertrag** wird ein Ausübungspreis festgelegt. Liegt der Referenzmarktpreis darunter, erhält der Anlagenbetreiber grundsätzlich die Differenz, liegt er darüber, muss er die Differenz zurückzahlen. Bei den bisherigen Ausschreibungen nach dem WindSeeG kam eine solche Förderung tatsächlich nicht zum Tragen, weil die erfolgreichen Bieter einen anzulegenden Wert von null Cent pro Kilowattstunde geboten und zusätzlich Zahlungen im Rahmen der zweiten Gebotskomponente zugesagt hatten. Ob eine künftige Neuvergabe mit einem di-

78 BWO, Pressemitteilung vom 20. Mai 2026, [„Rückgabe von Offshore-Windflächen: BWO legt Vorschlag zur Sicherung des Ausbaupfads vor“](#).

79 [Verordnung \(EU\) 2024/1747](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

80 [Verordnung \(EU\) 2019/943](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

rekten Preisstützungssystem verbunden und wie dieses ausgestaltet sein wird, ist Gegenstand der noch ausstehenden Anpassung des Ausschreibungsdesigns.⁸¹

6.6. Zwischenergebnis

Eine gesetzliche Möglichkeit zur freiwilligen Rückgabe bereits erteilter Zuschläge ist verfassungsrechtlich grundsätzlich zulässig. Ob die Rückgabe pönalfrei oder pönalisiert ausgestaltet ist, liegt im Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers. Belastende Begleitregelungen müssten sachlich gerechtfertigt und verhältnismäßig sein. Auch die unionsrechtlichen Vorgaben stehen einer pönalfreien Rückgabe nicht grundsätzlich entgegen. Es bestehen jedoch erhebliche Risiken bei der Frage, ob eine unzulässige Beihilfe vorliegt, die sich wohl nur durch eine Notifizierung bei der Europäischen Kommission zuverlässig ausräumen ließen. Das Haushaltsrecht schließt eine Rückgaberegulation ebenfalls nicht grundsätzlich aus. Die anschließende Neuvergabe müsste in einem neuen, diskriminierungsfreien Verfahren erfolgen. Die Notwendigkeit für Kompensationsansprüche oder Vorzugsbietrechte ist nicht ersichtlich. Letztere wären wohl sogar rechtfertigungsbedürftig.

7. Nachträgliche Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente

7.1. Keine Grundlage nach geltendem Recht

Eine nachträgliche Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente bei Fortbestand des Zuschlags ist nach geltendem Recht nicht vorgesehen. Das allgemeine Verwaltungsverfahrensrecht enthält zwar Regelungen, unter deren Voraussetzungen die Bestandskraft eines Verwaltungsakts durchbrochen oder die Behörde ein Verwaltungsverfahren wieder aufnehmen kann. Dies sind insbesondere die Rücknahme eines rechtswidrigen Verwaltungsakts (§ 48 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG))⁸², der Widerruf eines rechtmäßigen Verwaltungsakts (§ 49 VwVfG) und das Wiederaufgreifen des Verfahrens (§ 51 VwVfG). Diese Instrumente bieten jedoch keine Grundlage dafür, einen rechtmäßigen und bestandskräftigen Zuschlag unter Aufrechterhaltung der durch ihn vermittelten Projektposition nachträglich zugunsten des Zuschlagsinhabers wirtschaftlich anzupassen.

Eine Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente könnte daher allenfalls durch eine ausdrückliche gesetzliche Neuregelung ermöglicht werden.

7.2. Grenzen einer gesetzlichen Neuregelung

7.2.1. Eigentumsrechte; Haushaltsrecht

Die bereits für die pönalfreie Rückgabe dargestellten verfassungsrechtlichen Maßstäbe (6.2.) gelten im Wesentlichen entsprechend. Eine Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente begünstigt die Zuschlagsinhaber und begründet daher weder eine belastende Rückwirkung

81 Vgl. Entschließung des Bundesrates, Verlässliche Umsetzung des Offshore-Windenergieausbaus, [BR-Drs. 245/26](#) vom 12.06.26, S. 2.

82 [Verwaltungsverfahrensgesetz](#) in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003, zuletzt geändert durch Art. 15 Abs. 2 des Gesetzes vom 3. Juli 2026 (BGBl. I Nr. 199).

noch eine Beeinträchtigung ihrer Eigentumsposition. Unterlegenen Bietern wird ebenfalls keine bereits erlangte Rechtsposition entzogen, bloße Zuschlags- und Erwerbschancen schützt Art. 14 Abs. 1 GG grundsätzlich nicht (6.2.3.2.).

Auch hinsichtlich der Zahlungsempfänger und des Haushaltsrechts ergeben sich keine grundlegend neuen Gesichtspunkte (vgl. 6.4.). Soweit lediglich künftige, noch nicht entstandene Zahlungsverpflichtungen aus der Stromkostensenkungskomponente wegfallen, betrifft dies keine bereits konkret zugeordnete Forderung. Einer gesonderten Prüfung bedürfte dies nur, soweit Zahlungsansprüche bereits entstanden sind. Die an den Bundeshaushalt geleisteten Bestandteile der zweiten Gebotskomponente sollen nach dem betrachteten Vorschlag unberührt bleiben. Eine unmittelbare Beeinträchtigung des parlamentarischen Budgetrechts aus Art. 110 GG liegt daher nicht nahe. Die §§ 34 und 59 BHO hindern den Gesetzgeber zudem grundsätzlich nicht daran, den materiell-rechtlichen Entstehungstatbestand künftiger Zahlungspflichten zu ändern. Zu beachten bleibt insbesondere der **Grundsatz der Wirtschaftlichkeit** nach § 7 Abs. 1 BHO.

Auch beihilferechtlich ergeben sich keine neuen Gesichtspunkte; insoweit kann auf die Ausführungen zum Wegfall der zweiten Gebotskomponente im Rahmen einer Rückgabe verwiesen werden (vgl. 6.3.2.).

7.2.2. Gleichheitssatz

Art. 3 Abs. 1 GG verbietet, wesentlich Gleiches ohne sachlich rechtfertigenden Grund ungleich zu behandeln, und gebietet, wesentlich Ungleiches entsprechend seiner Eigenart ungleich zu behandeln.⁸³ Eine Ungleichbehandlung liegt vor, wenn vergleichbare Sachverhalte aufgrund eines bestimmten Differenzierungskriteriums unterschiedlichen Rechtsfolgen unterworfen werden.⁸⁴ Vergleichbar (wesentlich gleich) sind Sachverhalte, soweit sie im Hinblick auf den maßgeblichen Regelungsgegenstand unter einen gemeinsamen Oberbegriff fallen.⁸⁵

Die Zuschlagsinhaber und die unterlegenen Bieter haben an demselben staatlich organisierten Verfahren nach **denselben Regeln** teilgenommen, sind damit also wesentlich gleich. Sämtliche Bieter müssen ihre Gebote unter Berücksichtigung der zweiten Gebotskomponente kalkulieren. Streicht oder senkt der Gesetzgeber diese nach Abschluss des Verfahrens allein zugunsten der Zuschlagsinhaber, muss der Zuschlagsinhaber weniger bezahlen, als er geboten hat. Eine besonders starke Ungleichbehandlung wäre eine Entlastung, durch die seine verbleibende Finanzlast sogar unter den Betrag eines unterlegenen Gebots sänke. Die übrigen Teilnehmer hätten in beiden Fällen keine Chance gehabt, die Ausschreibung zu dem Preis zu gewinnen, den der Bezuschlagte letztendlich erhält. Der Gesetzgeber hätte mit der Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente die ursprünglichen Verfahrensbedingungen also nachträglich nur für einen Teil der Teilnehmer geändert. Hierin läge eine Ungleichbehandlung wesentlich gleicher Sachverhalte.

83 BVerfGE 90, 145 (195 f.).

84 Jarass, in: Jarass/Pieroth, Grundgesetz, 19. Aufl. 2026, Art. 3 Rn. 10.

85 Thiele, in: Dreier, Grundgesetz, 4. Aufl. 2023, Art. 3 Abs. 1 Rn. 36.

Eine solche Ungleichbehandlung bedarf nach dem Grundgesetz **sachlicher Gründe**, die dem Ziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen sind. Dabei gilt ein stufenloser, am Grundsatz der **Verhältnismäßigkeit** orientierter Prüfungsmaßstab.⁸⁶

Sachliche Gründe für die Ungleichbehandlung könnten sein, dass damit Projektverzögerungen durch Rückgabe, Neuausschreibung und erneute Versteigerung vermieden, die gesetzlichen **Offshore-Ausbauziele** erreicht und die Energieversorgung verbessert und sicherer gestaltet würde. Gegen eine Angemessenheit spricht jedoch entscheidend, dass das hohe Gebot gerade die Grundlage für die Erteilung des Zuschlags bildete. Der Zuschlagsinhaber behielte damit den Vorteil des Auktionserfolgs, obwohl die hierfür maßgebliche finanzielle Belastung nachträglich jedenfalls teilweise auf die Stromkunden verlagert würde, denen die gesetzlich vorgesehene Entlastung durch die Stromkostensenkungskomponente ganz oder teilweise entzogen würde. Zudem dürfte der Zuschlagsinhaber die Fläche unter Umständen sogar zu den Bedingungen behalten, mit denen ein anderer Bieter im ursprünglichen Verfahren gerade keinen Zuschlag erhalten hat. Die ursprüngliche Rangfolge der Gebote würde damit nachträglich verändert, ohne das Verfahren erneut für die übrigen Bieter zu öffnen. Hinzu kommt, dass Fehlkalkulationen und nachteilige Marktveränderungen grundsätzlich dem unternehmerischen Risiko zuzurechnen sind (vgl. 5.3.2.). Gegen einen nachträglichen Eingriff in ein abgeschlossenes Verwaltungsverfahren spricht außerdem die allgemeine **Rechtssicherheit**. Der Gesetzgeber hat bislang Wiederaufnahmegründe bewusst nur in engen Grenzen definiert (vgl. 7.1.). Aus diesen Erwägungen heraus dürfte die Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente mit Art. 3 Abs. 1 GG **nicht vereinbar** sein.

Die Entlastung des bezuschlagten Bieters mit einer **Übertragung der Zuschlagsposition** zu verknüpfen, führt zu keinem grundlegend anderen Ergebnis. Auch in diesem Fall bliebe das Ergebnis des ursprünglichen Ausschreibungsverfahrens bestehen, obwohl die für den Zuschlag übernommene Zahlungspflicht nachträglich reduziert würde.

Die nachträgliche Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente wäre daher insgesamt mit einem **erheblichen Klagerisiko** verbunden. Unterlegene Bieter könnten geltend machen, durch die nachträgliche Änderung der zuschlagsrelevanten Bedingungen bei unverändertem Fortbestand des Ausschreibungsergebnisses in ihrem Recht aus Art. 3 Abs. 1 GG verletzt zu sein.

7.3. Zwischenergebnis

Eine nachträgliche Senkung oder Streichung der zweiten Gebotskomponente bei Fortbestand des Zuschlags ist nach geltendem Recht nicht vorgesehen und dürfte auch gesetzlich wegen der nachträglichen Änderung der zuschlagsrelevanten Wettbewerbsbedingungen mit Art. 3 Abs. 1 GG **nicht vereinbar** sein.

8. Nachträglicher Realisierungsmeilenstein

Einen weiteren Meilenstein kann der Ordnungsgeber grundsätzlich nach § 96 Nr. 3 lit. a WindSeeG einführen. Die Vorschrift ermächtigt ausdrücklich zur **Änderung der Fristen** nach § 81 WindSeeG und zur Festlegung **ergänzender Fristen**. Da § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG im Rahmen des Finanzierungsnachweises bereits die Vorlage verbindlicher Verträge über die Bestel-

86 BVerfGE 138, 136 (180); 75, 108 (157); 93, 319 (348 f.).

lung zentraler Anlagenkomponenten verlangt, könnte etwa die hierfür geltende Frist vorgezogen oder eine ergänzende vorgelagerte Frist festgelegt werden. Korrespondierende Ergänzungen der Widerrufsvoraussetzungen und Anpassungen der Pönalen könnten auf § 96 Nr. 3 Buchstaben b und c WindSeeG gestützt werden. Einer Änderung des WindSeeG bedürfte es daher nicht wegen der Einführung eines zusätzlichen Meilensteins.

Soweit der neue Meilenstein auch für **bereits erteilte Zuschläge** gelten soll, würde er die bestehenden Realisierungsbedingungen nachträglich verändern und die erlangte Rechtsposition der bezuschlagten Bieter belasten. Seine Zulässigkeit hinge daher von der Rechtfertigung ab, insbesondere von einer hinreichend bestimmten und verhältnismäßigen Ausgestaltung sowie der Beachtung des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes. Eine bloße zusätzliche Nachweispflicht wäre beispielsweise weniger eingriffsintensiv als eine pönalbewehrte Frist oder ein zusätzlicher Widerrufstatbestand.

9. Marktsteuerung bei gefährdeter Projektrealisierung

9.1. Keine hinreichende Grundlage im geltenden Recht

Der folgende Abschnitt geht den Fragen nach, ob

- sich aus der staatlichen Daseinsvorsorge oder den Vorgaben der NNIV, die die Mitgliedstaaten zur Sicherstellung der Projektrealisierung verpflichtet, eine Pflicht des Bundes zur proaktiven Marktsteuerung ergibt,
- der Schutz der industriellen Basis zur Vermeidung von Unterbrechungen der Lieferkette als überragendes öffentliches Interesse eine vorzeitige Rücknahme und Neuauktionierung rechtfertigen kann,
- und ob sich eine entsprechende Vorschrift in das WindSeeG einfügen ließe, sollte dies nach geltendem Recht nicht möglich sein.

Ein überragendes öffentliches Interesse an der vorzeitigen staatlichen Aufhebung von Zuschlägen zur Vermeidung eines Abreißen oder der Beschädigung der industriellen Lieferkette ist im geltenden WindSeeG nicht ausdrücklich normiert. § 1 Abs. 3 WindSeeG stellt die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen zwar in das überragende öffentliche Interesse und ordnet sie der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit zu. Der Schutz der industriellen Basis ist hiervon **nicht** ohne Weiteres **umfasst**.

Unabhängig von dem Gewicht dieses Gemeinwohlbelangs könnte auch ein überragendes öffentliches Interesse eine gesetzliche **Eingriffsbefugnis** nicht ersetzen. Die vorzeitige staatliche Aufhebung eines Zuschlags wäre als belastende Maßnahme der Eingriffsverwaltung einzuordnen und unterläge daher dem **Vorbehalt des Gesetzes**.⁸⁷ Eine solche Grundlage enthält das geltende WindSeeG derzeit nicht.

87 Rux, in: Epping/Hillgruber, BeckOK Grundgesetz, 65. Edition, Stand 01.03.2026, Art. 20 Rn. 196.

9.2. Keine Pflicht zur Einführung eines bestimmten Marktsteuerungsinstruments

Nach der Rechtsprechung des **Bundesverfassungsgerichts (BVerfG)** hat die Sicherung der Energieversorgung eine überragende Bedeutung für das Gemeinwohl.⁸⁸ Die Sicherung der Energieversorgung durch geeignete Maßnahmen ist eine öffentliche Aufgabe von größter Bedeutung und gehört zum Bereich der Daseinsvorsorge, deren Leistung der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf.⁸⁹ Die ständige Verfügbarkeit ausreichender Energiemengen ist zudem eine entscheidende Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit der Wirtschaft.⁹⁰

Allerdings betont das BVerfG, dass das Grundgesetz keinen Maßstab für die zu einem bestimmten Zeitpunkt allein verfassungsgemäße oder auch nur verfassungsrechtlich vorzugswürdige Energiepolitik des Bundes oder Landes bietet. Energiepolitische Grundentscheidungen können nur darauf überprüft werden, ob sie offensichtlich und eindeutig unvereinbar sind mit verfassungsrechtlichen Wertungen, wie sie insbesondere in den Grundrechten oder den Staatszielbestimmungen, wie etwa dem Umwelt- und Klimaschutz (Art. 20a GG) zum Ausdruck kommen.⁹¹

Vor diesem Hintergrund verdichtet sich die staatliche Verantwortung für eine sichere Energieversorgung **nicht** zu einer Pflicht, ein **bestimmtes** marktsteuerndes Instrument einzuführen. Insbesondere lässt sich aus der verfassungsrechtlichen Bedeutung der Energieversorgung keine Verpflichtung ableiten, bereits bezuschlagte Offshore-Windflächen vorzeitig staatlich zurückzunehmen und neu auszuschreiben, wenn Zweifel an der späteren Projektrealisierung bestehen. Ob der Gesetzgeber hierfür einen Rücknahme- und Neuauktionierungsmechanismus, zusätzliche Realisierungsmeilensteine, veränderte Pönalen oder andere Steuerungsinstrumente vorsieht, ist grundsätzlich eine Frage **gesetzgeberischer Zweckmäßigkeitsentscheidung**. Verfassungsrechtlich ist diese Entscheidung nur daraufhin überprüfbar, ob sie die Grenzen des gesetzgeberischen Einschätzungs-, Wertungs- und Gestaltungsspielraums überschreitet, indem sie etwa Grundrechte oder Staatsstrukturprinzipien (wie z. B. das Rechtsstaatsprinzip, Art. 20 Abs. 3 GG) verletzt.

Auch aus der NNIV ergibt sich **keine Pflicht** zur Einführung eines bestimmten staatlichen Rücknahme- und Neuauktionierungsmechanismus. Zwar enthält Art. 26 NNIV Vorgaben für die Ausgestaltung von Auktionen für erneuerbare Energien und weist dabei auch einen Bezug zur Projektrealisierung auf. Insbesondere ist die Fähigkeit zur vollständigen und fristgerechten Projektdurchführung als Vorqualifikationskriterium zu berücksichtigen, und es sind gegebenenfalls Maßnahmen zur Maximierung der Ausführungsrate von Projekten vorzusehen. Diese Vorgaben verpflichten die Mitgliedstaaten jedoch ebenfalls **nicht konkret** dazu, bereits bezuschlagte Offshore-Windflächen bei Zweifeln an der späteren Projektrealisierung vorzeitig staatlich zurückzunehmen und neu auszuschreiben. Die NNIV betrifft die Ausgestaltung von Ausschreibungen und die Stärkung der Realisierungswahrscheinlichkeit, lässt den Mitgliedstaaten aber bei der Wahl der hierfür eingesetzten Instrumente **Spielräume**.

88 BVerfGE 134, 242 (338).

89 Vgl. BVerfGE 66, 248 (258); ferner 25, 1 (16); 30, 292 (323); 53, 30 (58); 91, 186 (206).

90 Vgl. BVerfGE 30, 292 (324).

91 BVerfGE 134, 242 (339).

Die unionsrechtlichen Vorgaben können daher allenfalls eine nationale Regelung zur frühzeitigen Marktsteuerung bei Eingriffen in andere Rechtsgüter **stützen** oder flankieren. Sie begründen aber keine unionsrechtliche Handlungspflicht des Bundes, gerade eine Rücknahme- und Neuauktionierungsbefugnis in das WindSeeG aufzunehmen.

9.3. Staatliche Rücknahme und Neuausschreibung regeln

Zulässig wäre es, zusätzlich zu § 82 Abs. 3 WindSeeG eine Regelung zu **schaffen**, wonach die Rücknahmemöglichkeit geschaffen wird bei Zweifeln an der späteren Projektrealisierung, drohender Lieferkettenunterbrechung oder anderen industriepolitischen Szenarien. Gesetzestech-nisch denkbar wäre eine Ergänzung des WindSeeG um eine besondere Aufhebungs- oder Wider-rufsbefugnis neben § 82 Abs. 3 WindSeeG. Eine solche Vorschrift müsste Tatbestand, Verfahren und Rechtsfolgen der Aufhebung **hinreichend bestimmt** (Bestimmtheitsgrundsatz aus dem Rechtsstaatsprinzip, Art. 20 Abs. 3 GG) regeln.

Verfassungsrechtlich wäre eine solche Regelung an den **allgemeinen Anforderungen** belastender Eingriffsregelungen zu messen. Mit dem Zuschlag erhält der bezuschlagte Bieter eine rechtlich gesicherte öffentlich-rechtliche Projektposition. Ihre vorzeitige Entziehung würde eine belastende hoheitliche Maßnahme darstellen und müsste daher neben dem genannten Bestimmtheitsgebot insbesondere dem Vorbehalt des Gesetzes, dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, dem allge-meinen Gleichheitssatz sowie beim Entzug gesicherter Rechtspositionen den Anforderungen des Vertrauensschutzes genügen.

Der Schutz der industriellen Basis, die Vermeidung eines Abreißens der Lieferkette, die Siche-rung des Offshore-Ausbaupfads und die Versorgungssicherheit könnten dabei als gewichtige Ge-meinwohlbelange in die **Verhältnismäßigkeitsprüfung** eingestellt werden. Sie könnten insbeson-dere zur Begründung eines legitimen Zwecks beitragen. Zur Erreichung dieses Zwecks muss die Regelung geeignet, erforderlich und angemessen sein. Dabei wäre insbesondere zu berücksichti-gen, ob mildere Mittel, etwa zusätzliche Realisierungsmeilensteine, angepasste Pönalen, Nach-weis- und Berichtspflichten oder sonstige Anreize zur Projektrealisierung, gleichermaßen geeig-net und dabei milder wären.

9.4. Zwischenergebnis

Aus der staatlichen Verantwortung für die Sicherung der Energieversorgung und aus den Vorga-ben der NNIV ergibt sich **keine Pflicht** des Bundes, einen staatlichen Rücknahme- und Neuauk-tionierungsmechanismus für bereits bezuschlagte Offshore-Windflächen einzuführen. Zwar kommt der Sicherung der Energieversorgung verfassungsrechtlich ein erhebliches Gewicht zu und weist auch Art. 26 NNIV einen Bezug zur vollständigen und fristgerechten Projektrealisie-rung auf. Daraus folgt jedoch keine Verpflichtung zur Wahl eines **bestimmten** marktsteuernden Instruments.

Der Schutz der industriellen Basis zum Erhalt der Lieferkette ist im geltenden Recht nicht als ei-genständiges überragendes öffentliches Interesse normiert. Er kann allenfalls mittelbar als ge-wichtiger Gemeinwohlbelang Bedeutung erlangen, soweit ein drohender Verlust industrieller Ka-pazitäten konkret die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen, die Erreichung der gesetzli-chen Ausbauziele und damit die **Sicherung der Energieversorgung** gefährdet.

Nach dem WindSeeG besteht keine hinreichende gesetzliche Grundlage für eine vorzeitige staatliche Aufhebung von Zuschlägen allein wegen Zweifeln an der späteren Projektrealisierung, drohender Lieferkettenunterbrechungen oder industriepolitischer Erwägungen. Eine entsprechende Regelung könnte **grundsätzlich** in das WindSeeG **eingefügt** werden. Ihre Verfassungsmäßigkeit hinge von der konkreten gesetzlichen Ausgestaltung ab. Erforderlich wären insbesondere die hinreichende Bestimmtheit, eine gleichheitsgerechte und verhältnismäßige Regelung sowie die Berücksichtigung schutzwürdigen Vertrauens.

10. Keine vergleichbaren Präzedenzfälle

10.1. Struktureller Vergleich

Für einen strukturellen Vergleich der Offshore-Windenergie-Ausschreibungen mit Ausschreibungsregimen in **anderen** hochregulierten **Wirtschaftsbereichen** stellt sich die Frage, ob der Staat dort schon einmal auf eine nachträglich eingetretene oder später erkannte systemische Unwirtschaftlichkeit bereits vergebener Nutzungsrechte durch eine Änderung der ursprünglichen Bedingungen oder durch die **Einführung einer Rückgabemöglichkeit** reagiert hat. Wenn er dies getan hat, wäre zu fragen, welchen Zweck er damit verfolgt hat.

10.2. Ausschreibungen nach dem EEG

Das EEG sieht für verschiedene Vergabeverfahren Ausschreibungsmodelle vor, so für Anlagen für Windenergie an Land, Solar, Biomasse, Biomethan und zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff sowie für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung und Innovationsausschreibungen (§§ 28 bis 39q EEG).

Anders als das WindSeeG, das eine freiwillige Rückgabe grundsätzlich ausschließt (siehe 5.2.), enthielt das EEG **zeitweise** eine abweichende Regelung für **Solaranlagen**: Nach § 37d Abs. 1 EEG 2017⁹² konnten Bieter Zuschläge für Solaranlagen ganz oder teilweise zurückgeben. Die Rückgabemöglichkeit wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2021 aber gestrichen.⁹³ Dies diente nach der Gesetzesbegründung der Rechtsbereinigung, weil von ihr in der Praxis fast kein Gebrauch gemacht worden war und seit 2017 mit einer Rückgabe keine Vergünstigungen mehr zu erlangen waren.⁹⁴

92 § 37d Abs. 1 des [Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 \(BGBl. I S. 1066\)](#), in der am 01.01.2017 geltenden Fassung des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258).

93 Art. 1 Nr. 51 Buchst. b des [Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 21. Dezember 2020](#), BGBl. I S. 3138.

94 Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, [BT-Drs. 19/23482](#), S. 114.

10.3. Mobilfunkfrequenzen

10.3.1. Auktionen

Die BNetzA hat die Vergabe von Mobilfunkfrequenzen in der Vergangenheit auf Grundlage des Telekommunikationsgesetzes (TKG)⁹⁵ in der jeweiligen Fassung als Auktion gestaltet. So auktionierte sie 2000, 2010, 2015 und 2019 Mobilfunkfrequenzen zum höchsten Gebotspreis.⁹⁶

10.3.2. UMTS-Versteigerung 2000

10.3.2.1. Rechtlicher Rahmen

Die Vergabe von Lizenzen für UMTS/IMT-2000 (3G) war als Auktion ausgestaltet.⁹⁷ Durch Entscheidungen der Präsidentenkammer legte die zuständige Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) – Vorgängerin der BNetzA – auf Grundlage des TKG die Anzahl der Lizenzen, die Vergabebedingungen, das Versteigerungsverfahren sowie allgemeine Lizenzbestimmungen fest.⁹⁸ Die allgemeinen Lizenzbestimmungen enthielten **keine** Regelung der **Rückgabe** der Lizenzen.⁹⁹ Vielmehr sollte durch Prüfung der Zuverlässigkeit, Leistungsfähigkeit und Fachkunde interessierter Bieter einer späteren Rückgabe der Lizenzen vorgebeugt werden, um Wirtschaftlichkeit und gemeinwohlorientierte, effiziente Durchführung des Infrastrukturprojekts zu

95 Telekommunikationsgesetz ([TKG](#)) in der Fassung der Bekanntmachung vom 25.07.1996 (BGBl. I. S. 1120).

96 Übersicht unter BNetzA, [Mobilfunkfrequenzen, Abgeschlossene Verfahren und weitere Entscheidungen](#).

97 RegTP, [BK-1b-98/005-1](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 18.02.2000 über die Festlegungen und Regeln im Einzelnen zur Vergabe von Lizenzen für Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)/International Mobile Telecommunications 2000 (IMT-2000) Mobilkommunikation der dritten Generation; RegTP, [BK-1b-98/005-2](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 18.02.2000 über die Regeln für die Durchführung des Versteigerungsverfahrens zur Vergabe von Lizenzen für UMTS/IMT-2000.

98 RegTP, [BK-1b-98/005](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 10. Mai 1999 über das Verfahren zur Vergabe von Lizenzen für Universal Mobile Telecommunications System (UMTS); RegTP, [BK-1b-98/005-1](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 18.02.2000 über die Festlegungen und Regeln im Einzelnen zur Vergabe von Lizenzen für Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)/International Mobile Telecommunications 2000 (IMT-2000) Mobilkommunikation der dritten Generation; RegTP, [BK-1b-98/005-2](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 18.02.2000 über die Regeln für die Durchführung des Versteigerungsverfahrens zur Vergabe von Lizenzen für UMTS/IMT-2000.

99 Vgl. RegTP, [BK-1b-98/005-1](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 18.02.2000 über die Festlegungen und Regeln im Einzelnen zur Vergabe von Lizenzen für Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)/International Mobile Telecommunications 2000 (IMT-2000) Mobilkommunikation der dritten Generation, S. 102 bis 111.

sichern.¹⁰⁰ Die Frequenznutzungsbestimmungen legten den Lizenznehmern überdies eine Versorgungspflicht auf.¹⁰¹

10.3.2.2. Lizenzrückgabe durch Mobilcom

Der bezuschlagte Bieter Mobilcom verzichtete 2003 auf seine Lizenz. Hintergrund war die zu erwartende **Nichterfüllung** seiner Versorgungspflicht.¹⁰² Das TKG 1996 kannte kein Erlöschen durch Verzicht, der entsprechende **Erlöschenstatbestand** wurde jedoch durch § 8 Abs. 4 Nr. 4 Frequenzzuteilungsverordnung¹⁰³ (26. April 2001) – also durch den Verordnungsgeber – **eingeführt**, die gem. § 10 Abs. 3 FreqZutV auch Anwendung auf die betreffende Lizenz fand.

Der Fall zeigt zwar, dass die Rückgabe einer im Wege eines Versteigerungsverfahrens erlangten Rechtsposition nachträglich ermöglicht und von einem erfolgreichen Bieter tatsächlich in Anspruch genommen wurde. Mit einer pönalfreien Rückgabe von Zuschlägen nach dem WindSeeG ist die Konstellation jedoch nicht unmittelbar vergleichbar. Die telekommunikationsrechtlichen Regelungen sahen für die Nichterfüllung der Versorgungspflicht keine den Pönalen des § 82 WindSeeG entsprechenden Zahlungsverpflichtungen vor. Mit dem Lizenzverzicht war daher insbesondere kein nachträglicher Verzicht des Staates auf eine bereits gesetzlich vorgesehene finanzielle Sanktion verbunden.

10.3.3. Versteigerungen 2010 und 2015

Die zurückgegebenen Lizenzen versteigerte die BNetzA im Rahmen der Frequenzversteigerung 2010 neben weiteren Frequenzen neu.¹⁰⁴ 2015 folgten weitere.¹⁰⁵ Aus diesen Auktionen sind keine Lizenzrückgaben bekannt.

-
- 100 Vgl. RegTP, [BK-1b-98/005-1](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 18.02.2000 über die Festlegungen und Regeln im Einzelnen zur Vergabe von Lizenzen für Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)/International Mobile Telecommunications 2000 (IMT-2000) Mobilkommunikation der dritten Generation, S. 10 ff.
- 101 Vgl. RegTP, [BK-1b-98/005-1](#), Entscheidung der Präsidentenkammer vom 18.02.2000 über die Festlegungen und Regeln im Einzelnen zur Vergabe von Lizenzen für Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)/International Mobile Telecommunications 2000 (IMT-2000) Mobilkommunikation der dritten Generation, S. 106 f.
- 102 Vgl. Spiegel vom 23.12.2003, [Mobilcom gibt seine UMTS-Lizenz auf](#).
- 103 Frequenzzuteilungsverordnung ([FreqZutV](#)) vom 26. April 2001 (BGBl. I S. 829).
- 104 BNetzA, [Frequenzvergabeverfahren 2010](#).
- 105 BNetzA, [BK1-11/003](#), Entscheidung der Präsidentenkammer der BNetzA für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen vom 28. Januar 2015 zur Anordnung und Wahl des Verfahrens sowie über die Festlegungen und Regeln im Einzelnen (Vergaberegeln) und über die Festlegungen und Regelungen für die Durchführung des Verfahrens (Auktionsregeln) zur Vergabe von Frequenzen in den Bereichen 700 MHz, 900 MHz, 1800 MHz sowie weiterer Frequenzen im Bereich 1452 – 1492 MHz für den drahtlosen Netzzugang zum Angebot von Telekommunikationsdiensten; Entscheidung gemäß §§ 55 Abs. 4, Abs. 5 und Abs. 10, 61 Abs. 1, Abs. 2, Abs. 3, Abs. 4 und Abs. 6, 132 Abs. 1 und Abs. 3 TKG.

10.4. Fazit

Die untersuchten Regelungsbereiche enthalten zwar **einzelne** Rückgabemöglichkeiten. Die Rückgaberegung des EEG schuf der Gesetzgeber jedoch nicht als Reaktion auf eine systemische Unwirtschaftlichkeit und schaffte sie später wieder ab. Die Möglichkeit des Lizenzverzichts im Telekommunikationssektor wurde zwar nachträglich eingeführt, weil ein Lizenzinhaber seine Pflichten nicht erfüllen konnte, die Regelung war jedoch nicht mit einem Wegfall vormals vorgesehener Pönalen verbunden. Finanzielle Auswirkungen auf Infrastruktur und Kunden entstanden also nicht in gleicher Weise. Ein mit den Überlegungen zur Offshore-Windenergie gut vergleichbarer Präzedenzfall ist daher **nicht** ersichtlich.

* * *