

Reform der Ausschreibungen für Offshore-Windenergie

Nach dem „Nullgebot“ das „Negativgebot“: Neues Ausschreibungsmodell gefährdet die Verwirklichung der erhöhten Ausbauziele

09.06.2020

Bundesregierung beschließt Reform des Windenergie-auf-See-Gesetz: Erhöhte Ausbauziele bei verschärften Ausschreibungsbedingungen

Das Bundeskabinett hat am 3. Juni 2020 die Reform des Windenergie-auf-See-Gesetz (**Wind-SeeG-E**) beschlossen. Neben einer Erhöhung der Ausbauziele von 15 GW auf 20 GW in 2020 auf 40 GW in 2040 ist der Schwerpunkt des WindSeeG-E die Einführung einer sog. zweiten Gebotskomponente. Damit sollen in den Ausschreibungen für Offshore-Windenergie negative Gebote zugelassen werden. Die stellt einen Bruch mit dem System der Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland dar: Denn seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 wurden die Erzeugung von erneuerbaren Energien gefördert. Nun soll die Möglichkeit geschaffen werden, dass Erzeuger von Offshore-Windenergie stattdessen Konzessionszahlungen leisten müssen.

Eine genaue Analyse zeigt, dass das neue Modell höhere Kosten und größere Unsicherheit bei der Erreichung der Ausbauziele verursacht als das im Vorfeld ebenfalls viel diskutierte Differenzvertragsmodell mit einer symmetrischen Marktprämie:

- Eine symmetrische Marktprämie führt im Vergleich zu dem Konzessionsmodell zu ca. 30% niedrigeren Finanzierungskosten.
- Ferner zeichnet sich eine symmetrische Marktprämie durch höhere Realisierungswahrscheinlichkeiten und tendenziell höhere Wettbewerbsintensität in der Ausschreibung aus. Dies spricht dafür, dass die Vorteile der symmetrischen Marktprämie eher beim Endkunden ankommen als im von der Bundesregierung beschlossenen Konzessionsmodell.
- Mit einer symmetrischen Marktprämie können auch die Probleme der Ausschreibungen bei der Windenergie an Land mit niedrigen Teilnahme- und Realisierungsquoten bei der Windenergie auf See vermieden werden. Daher wäre die Einführung einer symmetrischen Marktprämie besser als die vorgeschlagenen Konzessionszahlungen geeignet, die von der Bundesregierung beschlossenen Ausbauziele tatsächlich zu erreichen.
- Schließlich wäre die symmetrische Marktprämie auch eine systemkonforme Fortentwicklung des bestehenden Ausschreibungsmodells für Offshore-Windenergie im WindSeeG. Gegen die symmetrische Marktprämie bestehen auch nicht die verfassungsrechtlichen Bedenken wie gegen das Konzessionsmodell.

Hintergrund und Zusammenfassung der Reformvorschläge im WindSeeG-E

Die ersten Ausschreibungen für Offshore-Windenergie in Deutschland in den Jahren 2017 und 2018 sind aus Sicht des Gesetzgebers erfolgreich verlaufen: Die Zuschlagspreise lagen deutlich unter den Erwartungen, einige Projekte wurden sogar mit 0 Cent pro Kilowattstunde bezuschlagt. Das heißt, dass diese Projekte keinerlei EEG-Förderung mehr erhalten werden.

Dieser Erfolg hat jedoch einen Preis: Die Ausschreibungsregeln, die erst 2017 eingeführt worden sind, müssen vor dem Beginn der regelmäßigen Ausschreibungen im Jahr 2021 bereits wieder reformiert werden. Denn der Gesetzgeber hatte im WindSeeG 2017 festgelegt, dass das Höchstgebot der regelmäßigen Ausschreibungen im Jahr 2021 dem niedrigsten Zuschlag in der Ausschreibung im Jahr 2018 entsprechen soll. Somit liegt der Höchstwert nach der gegenwärtigen Gesetzeslage bei der Ausschreibung im Jahr 2021 bei lediglich 0 ct/kWh.

Dies führte aber dazu, dass im zentralen Modell kein Zuschlagsverfahren nach dem Gebotswert möglich wäre. Vielmehr müsste ein Losverfahren durchgeführt werden.¹ Bei einem Losverfahren handelt es sich jedoch nicht um ein sinnvolles regulatorisches Zuteilungssystem. Denn es würde die Ausschreibungen im zentralen System anstatt in eine mit der Einführung des WindSeeG bezweckte wettbewerbliche Vergabe in eine reine Lotterie verwandeln. Daher ist jetzt eine Reform des Ausschreibungssystems für Offshore-Windenergie im WindSeeG notwendig.

Um wettbewerbliche Ausschreibungen wieder zu ermöglichen, sieht der Kabinettsbeschluss zunächst vor, dass die Höchstwerte für die Ausschreibungen im Jahr 2021 auf 7,3 ct/kWh, für die Ausschreibungen im Jahr 2022 auf 6,4 ct/kWh und für die Ausschreibungen ab dem Jahr 2023 auf 6,2 ct/kWh (§ 22 WindSeeG-E) festgelegt werden.

Allerdings geht das BMWi – aufbauend auf den Ergebnissen der Ausschreibungen in den Jahren 2017 und 2018 – selbst davon aus, dass diese Höchstwerte zumindest nicht durchgängig erreicht werden, sondern, dass in den Ausschreibungen ab dem Jahr 2022 wiederum Gebote mit einem Wert von 0 ct/kWh abgegeben werden. Daher sieht der Kabinettsbeschluss als Kern der Reform des Ausschreibungssystems für Offshore-Windenergie vor, eine sog. zweite Gebotskomponente einzuführen, mit der negative Gebote möglich werden.

Diese Gebotskomponente soll in den Ausschreibungen ab dem Jahr 2021 als ergänzendes Zuschlagskriterium dienen, wenn das realistische Szenario eintritt, dass ein oder mehrere Bieter Gebote mit einem Wert von 0 ct/kWh abgeben.

¹ S. dazu im Einzelnen: *Lutz-Bachmann*, in: Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergierecht, § 23 WindSeeG Rn. 3f.

In diesem Fall soll ein sog. **dynamisches Gebotsverfahren** durchgeführt werden (§ 23a Wind-SeeG-E):

- Teilnahmeberechtigt an diesem dynamisches Gebotsverfahren sollen alle Bieter sein, die für eine Fläche ein Gebot mit dem Gebotswert 0 ct/kWh abgegeben haben.
- Das dynamische Gebotsverfahren soll aus mehreren Gebotsrunden mit ansteigenden Gebotsstufen bestehen. Diese Gebotsstufen werden von der Bundesnetzagentur vorgegeben. Mit jeder Gebotsstufe erhöht sich die zweite Gebotskomponente.
- Um in die nächste Gebotsrunde zu gelangen, müssen die Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist der Gebotsstufe zustimmen, also ein Gebot mit einer zweiten Gebotskomponente in Höhe der Gebotsstufe abgeben.
- Die Gebotsabgabe erfolgt verdeckt. Alle abgegebenen Gebote sind bindend. Stimmen mehrere Bieter der Gebotsstufe zu, beginnt eine neue Gebotsrunde, an der nur diese Bieter teilnehmen.
- Die Bundesnetzagentur führt das dynamische Gebotsverfahren so lange fort, bis nur noch höchstens ein Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist der Gebotsstufe zustimmt. In diesen Fall endet das dynamische Verfahren. Die Bundesnetzagentur erteilt dem Gebot in Höhe der Gebotsstufe den Zuschlag.

Wird ein Bieter auf der Grundlage dieser zweiten Gebotskomponente bezuschlagt, erhält er **keinerlei EEG-Vergütung mehr**, denn der Gebotswert ist dann negativ. Vielmehr müsste er über 15 Jahre verteilt in jährlichen Raten einen sog. **Offshore-Netzausbaubetrag** leisten (§ 23c WindSeeG-E). Die Höhe des Offshore-Netzausbaubetrags soll sich nach dem negativen Zuschlagswert der zweiten Gebotskomponente multipliziert mit dem Ausschreibungsvolumen für die Projektfläche berechnen. Faktisch handelt es sich bei dem Offshore-Netzausbaubetrag somit um eine **Konzessionszahlung**, die lediglich für die Senkung der Offshore-Netzumlage genutzt werden soll.

Differenzvertragsmodell als Alternative zum Konzessionsmodell

Im Vorfeld des Referentenentwurfs ist in Deutschland das Differenzvertragsmodell² als Reformmodell für die Ausschreibungen von Offshore-Windenergie diskutiert worden. Im europäischen Ausland findet dieses Modell inzwischen in der Mehrzahl der Länder mit ambitionierten Zielen für den Ausbau der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 Anwendung.³

² Für eine Beschreibung des Differenzvertragsmodells siehe zum Beispiel *May, Nils, Neuhoff, Karsten und Richstein, Jörn*: „Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien“, DIW Wochenbericht, Nr. 28/2018.

³ In den vier europäischen Ländern mit den höchsten Ausbauzielen findet sich das Differenzvertragsmodell in Großbritannien, Frankreich und Dänemark, das „deutsche“ Modell nur in den Niederlanden. Auch dort wird es allerdings inzwischen von Gutachtern der niederländischen Regierung zugunsten eines symmetrischen Marktprämienmodells in Frage gestellt. (siehe *AFRY*. „The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind“ 2020., abrufbar: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/publicaties/2020/03/05/the-business-case-and-supporting-interventions-for-dutch-offshore-wind>)

Der wesentliche Unterschied zwischen dem Differenzvertragsmodell (in der deutschen Diskussion) und den vom Bundeskabinett vorgeschlagenen Konzessionszahlungen ist, dass beim Differenzvertragsmodell lediglich Mehrerlöse, die über den Zuschlagswert hinausgehen, zur Senkung der EEG-Umlage (bzw. der Offshore-Netzumlage) abzuführen wären. Fällt der Strompreis unter den in der Ausschreibung ermittelten Wert, wäre der erfolgreiche Bieter hingegen nicht verpflichtet, Zahlungen zu leisten. Vielmehr würde der erfolgreiche Bieter – wie bisher – eine Vergütung für die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Zuschlagswert erhalten. Es handelt sich bei dem Differenzvertragsmodell mithin um eine **symmetrische Marktprämie** und nicht – wie der aus der Praxis in UK entlehnte Begriff der Differenzverträge nahelegen könnte – um Verträge, die zwischen dem Betreiber der Offshore-Windparks und dem Staat oder den Übertragungsnetzbetreibern abgeschlossen werden.⁴ Mit dem Begriff symmetrische Marktprämie wird vielmehr beschrieben, dass im Differenzvertragsmodell – abhängig vom Zuschlagswert und von der Entwicklung des Strompreises – dem möglichen Empfang von Leistungen aus dem EEG-Konto eine mögliche Verpflichtung zur Leistung an das EEG-Konto gegenüberstehen.

Im Folgenden prüfen wir, ob die Einführung einer symmetrischen Marktprämie gegenüber dem im Kabinettsbeschluss vorgesehenen Konzessionsmodell, auch unter Berücksichtigung der nationalen Besonderheiten in Deutschland, Vorteile bei der Erreichung der erheblich erhöhten Ausbauziele hätte.

Symmetrische Marktprämie reduziert Finanzierungskosten

Weitgehend unstrittig und bekannt ist die Tatsache, dass die Einführung der symmetrischen Marktprämie gegenüber dem vorgeschlagenen Konzessionsmodell bei den Finanzierungskosten von Vorteil ist. Dieser Vorteil wird von verschiedenen Instituten im Bereich von 30% angegeben und wird grundsätzlich auch von den Beratern der Bundesregierung selbst nicht angezweifelt.⁵ Die erhebliche Senkung der Kosten basiert unter anderem auf dem geringeren Ausfallrisiko der Vertragspartei sowie der verbesserten Planbarkeit der für den Schuldendienst verfügbaren Erträge.⁶

Ein Modell mit symmetrischer Marktprämie erhöht tendenziell Wettbewerbsintensität der Ausschreibung

Für das Gesamtsystem von erheblichem Interesse ist, ob dieser Finanzierungskostenvorteil auch beim Endkunden ankommt. Die unterbleibende Weitergabe von Kostensenkungen durch (erfolgreiches) strategisches Bieten hat bereits an mehreren Stellen in Ausschreibungen für Erneuerbare Energien in Deutschland die Kosten für den Endkunden erhöht.⁷

⁴ Vgl. zu den Begriffen „symmetrische Marktprämie“ und „Differenzvertragsmodell“ zum Beispiel *Neuhoff, Karsten et al.* (2018): Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie? DIW Berlin, abrufbar unter <https://www.econstor.eu/handle/10419/175752>

⁵ *Höfling et al.* Handlungsoptionen zum Umgang mit Null-Cent-Geboten bei Ausschreibungen für Windenergie auf See, 2020. S. 6, 17.

⁶ *Neuhoff, Karsten und Nils May/ DIW.* „Differenzverträge für erneuerbare Energien.“ Datum: 30.04.2020. S. 5, 6.

⁷ Dies zeigen die Clusterung der Gebote nahe dem Höchstpreis für die letzten sechs Gebotsrunden bei der Windenergie an Land, sowie für einzelne „Restkapazitäten“ bei der Windenergie auf See.

Aus zwei Gründen ist aus unserer Sicht damit zu rechnen, dass eine symmetrische Marktprämie zu stärkerem Wettbewerb unter Bietern in Deutschland führt:

- Die vorgesehene zweite Gebotsrunde verschafft den anderen Teilnehmern sowie dem eintrittsberechtigten Unternehmen – welches an diesem dynamischen Gebotsverfahren nicht teilnimmt⁸ – unter Umständen detaillierte Einblicke in die Zahlungsbereitschaft aller Wettbewerber. Die zweite Gebotsrunde stellt damit für die übrigen Bieter erhebliche „Kosten“ im Sinne der Preisgabe von sensitiven Informationen dar, zumal der eintrittsberechtigte Bieter Informationen, die er gegebenenfalls auch in anderen Ausschreibungen verwenden kann sogar bekommt ohne eigene Zahlungsbereitschaften preiszugeben.
- Die Berater der Bundesregierung haben in anderen Studien nachgewiesen, dass rationale Bieter bei hohen Kosten der Teilnahme und geringen Erfolgsaussichten nicht an der Ausschreibung teilnehmen, was zum Zusammenbruch der Ausschreibung führen kann.⁹ **D.h. wenn das Risiko als hoch eingeschätzt wird, dass ein Eintrittsrecht ausgeübt wird, erhöht das dynamische Gebotsverfahren die Wahrscheinlichkeit, dass das Wettbewerbsniveau sinkt und im Extremfall der eintrittsberechtigte Bieter das Projekt risikolos zum Höchstpreis erhält.**
- Die geringere Komplexität des ausgeschriebenen Produkts (symmetrische Marktprämie), insbesondere in Bezug auf die Strompreisprognose, kann ggf. auch neue Marktteilnehmer mit niedrigen Kapitalkosten, zum Beispiel Pensionskassen und asiatische Investoren in früheren Stadien zum Einstieg bewegen. Darüber hinaus sinkt aufgrund der höheren Stabilität der Erlöse unter der symmetrischen Marktprämie der Eigenkapitalbedarf, was es einerseits allen Bietern ermöglicht an mehr Projekten gleichzeitig teilzunehmen und andererseits Bietern mit geringerer Kapitalausstattung ermöglicht überhaupt teilzunehmen.¹⁰ **Es kommt damit zu einer größeren Akteursvielfalt und -zahl in der Ausschreibung, was durch die zu erwartende hohe Gleichzeitigkeit der Projekte ab 2024 von besonderer Bedeutung ist**

Eine symmetrische Marktprämie erhöht folglich die Wettbewerbsintensität in der Ausschreibung und damit die Wahrscheinlichkeit, dass sich Kostensenkungen vollständig in den Ausschreibungsergebnissen und der Belastung der Endkunden widerspiegeln.

Ein Modell mit symmetrischer Marktprämie erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit

Vor dem Hintergrund der in § 1 WindSeeG-E vorgesehenen Erhöhung der Ausbauziele von 15 GW auf 20 GW in 2020 auf 40 GW in 2040 ist zusätzlich relevant, dass ein Modell mit einer symmetrischen Marktprämie die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte erhöhen würde.

⁸ Nach § 23a erhalten alle Teilnehmer am dynamischen Gebotsverfahren umfangreiche Informationen zum Gebotsverhalten. § 23a Abs. 2 Satz 2 WindSeeG-E schließt das eintrittsberechtigte Unternehmen explizit von der Teilnahme aus, so dass diesem Unternehmen insgesamt weniger Informationen zufließen werden als den anderen am dynamischen Verfahren teilnehmenden Bietern.

⁹ Siehe z.B. Ehrhart, Karl-Martin et al. "Endogene Rationierung in Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Verdrängung von Angebot statt Schaffung von Wettbewerb." Datum: 16.10.2019., abrufbar unter https://www.zew.de/fileadmin/FTP/gutachten/ZEW_Expertise_ER_2019.pdf

¹⁰ Siehe Neuhoff und May 2020, S. 7, 10.

Denn die Nullgebote in den Ausschreibungen in den Jahren 2017 und 2018 erklären sich nicht unerheblich durch „*optionsbasiertes Bieten*.“¹¹ Optionsbasiertes Bieten berücksichtigt, dass zwischen Bezuschlagung und der finalen Investitionsentscheidung oft mehrere Jahre liegen in denen die Unsicherheit für den Bieter über den wahren Wert des Projekts abnimmt, weil zusätzliche Informationen, zum Beispiel über den zu erwartenden Strompreis und die Technologieentwicklung bekannt werden.¹² Bei der symmetrischen Marktprämie erfolgte ein entsprechendes optionsbasiertes Bieten lediglich im Hinblick auf die Technologieentwicklung; bei der einseitigen Marktprämie kommt noch die Berücksichtigung der Strompreisentwicklung hinzu, so dass hier mehr Fallkonstellationen auftreten in denen Projekte abgebrochen werden.

Das angestrebte Konzessionsmodell hat dabei den weiteren Nachteil, dass der Offshore-Netzausbau betrag unabhängig von der Entwicklung der Strompreise, und sogar unabhängig von dem tatsächlich in das Netz eingespeisten Offshore-Strom, zu leisten wäre. Projektabbrüche unter der einseitigen Marktprämie erfolgen daher insbesondere in den Situationen, wo der (erwartete) Großhandelspreis niedrig ist, das heißt genau dann, wenn das einseitige Modell (bei Realisierung) gegenüber dem symmetrischen Modell für den deutschen Stromkunden einen Vorteil bieten sollte.¹³ Müssen nach einem Projektabbruch kurzfristig erneuerbare Projekte „nachbeschafft“ werden um die Ausbauziele der Bundesregierung dennoch zu erreichen, sind diese mit hoher Wahrscheinlichkeit teurer. Wird nicht „nachbeschafft“, werden die Ausbauziele verfehlt.

Senkung der Systemkosten kann auch mit symmetrischer Marktprämie erfolgen

Wesentliches Argument der Befürworter der einseitigen Marktprämie ist der höhere Anreiz der Windparkbetreiber zur langfristigen Marktintegration des produzierten Stroms und der damit einhergehenden Reduzierung der Systemkosten der Erneuerbaren Energien.¹⁴

Liegen wesentliche systemkostenrelevante Faktoren, wie zum Beispiel Standortauswahl und Netzanschluss, nicht in der Hand des Bieters, begrenzt sich die Ineffizienz der symmetrischen Marktprämie im Wesentlichen auf die Stunden mit negativen Großhandelspreisen, deren Einfluss aber unter

¹¹ Vgl. dazu *Huebler, Dominik et al.* „Hart am Wind: Einsichten aus der Optionsbewertung zu den Ergebnissen der ersten deutschen Offshore-Wind-Ausschreibung und ihren Auswirkungen“, 2017 und *Muesgens, Felix / Riepin*, *Is Offshore Already Competitive? Analyzing German Offshore Wind Auctions*, 2018.

¹² Je mehr Informationen (z.B. zur Strompreisentwicklung nach Abschluss des Atomausstiegs) bis zur finalen Investitionsentscheidung bekannt werden und je kostengünstiger durch Projektabbruch die schlimmsten Negativszenarien vermieden werden, desto stärker werden Gebote den möglichen Projektabbruch einpreisen. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass die höheren Pönalen und tendenziell kürzeren Realisierungszeiträume das optionsbasierte Bieten im zentralen Modell gegenüber den Übergangsausschreibungen etwas einschränken.

¹³ Eine einfache „Lösung“ der Abbruchproblematik durch die erhebliche Erhöhung der Pönalen ist wiederum mit Problemen bezüglich der Wettbewerbsdynamik und der Finanzierungskosten behaftet, da i) die Kosten der Bereitstellung der Sicherheiten auf die Gebotswerte aufgeschlagen würden und ii) zu hohe Kapitalanforderungen den Bieterkreis verringern und damit das Risiko erhöhen, dass Kostensenkungen nicht an den Endkunden weitergegeben werden.

¹⁴ Durch die Bemühungen der Bieter sich gegen langfristige Marktpreisrisiken z.B. mit PPAs abzusichern, werde der bestehende Trend hin zu einer vollständigen Marktintegration von Offshore Windenergie vorangetrieben. Vgl. u.a. *Höfling, Holger et al./Fraunhofer ISI* u.a. „Handlungsoptionen zum Umgang mit Null-Cent-Geboten bei Ausschreibungen für Windenergie auf See“. 2020. S.4,10.

anderem durch § 51 EEG begrenzt ist.¹⁵ Darüber hinaus erscheinen im Rahmen des zentralen Modells in Deutschland folgende Mechanismen geeignet einen größeren Beitrag zur Reduktion der Systemkosten zu leisten:

- Geeignete Anreize zur Ko-Produktion von Wasserstoff bzw. anderer Formen der Speicherung;
- Eine systemkostenfreundliche Standortauswahl im Rahmen der staatlichen Vorentwicklung; oder
- Anreize zur Optimierung bzw. der Verringerung der Kosten der Netzanbindung durch die Einbeziehung der Netzanbindung in die Ausschreibung, wie es bereits in Großbritannien der Fall ist.¹⁶

Eine konsequente Umsetzung dieser Aspekte in Kombination mit der Einführung einer symmetrischen Marktprämie in das heutige Modell wären geeignet, sowohl die Kosten für den deutschen Stromkunden zu senken als auch die Wahrscheinlichkeit der Erreichung der erhöhten Ausbauziele zu verbessern.¹⁷

Einführung einer symmetrischen Marktprämie als systemkonforme Fortentwicklung des bestehenden Ausschreibungsmodells

Die Einführung einer symmetrischen Marktprämie würde auch eine systemkonforme Weiterentwicklung des Ausschreibungsmodells darstellen. Denn eine symmetrische Marktprämie würde lediglich die möglichen Erlöse der erfolgreichen Bieter nach oben begrenzen und damit die in den Übergangsausschreibungen gezeigte „Zahlungsbereitschaft“ im Sinne des Stromkunden abschöpfen. Darüber hinaus bleibt die bestehende Systematik der „anzulegenden Werte“ aus EEG und WindSeeG erhalten, die im Vergleich zu strommarktbasierten Einnahmen ohne Absicherung („*merchant without mitigation*“) ein wesentlicher Faktor bei der Kapitalanziehung und damit der Realisierung von Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien ist.¹⁸

¹⁵ S. dazu im Einzelnen: *Kroeger*, in: Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergierecht, Baden-Baden 2018, § 51 EEG.

¹⁶ Siehe dazu: *Spieth/Lutz-Bachmann*, Ausschreibungen für Offshore-Anbindungsleitungen? In: Gundel/Lange Europäisches Energierecht zwischen Klimaschutz und Binnenmarkt; DIW Econ. „Marktdesign für eine effiziente Netzanbindung von Offshore-Windenergie“ 2019., abrufbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.618644.de/diwkompakt_2019-136.pdf

¹⁷ Auch eine Regelung der daraus entstehenden Problematik mit der Ausstellung von Herkunftsnachweisen erscheint lösbar. So sind Modelle denkbar nach denen ein Betreiber Herkunftsnachweise für diejenigen Stunden erhält in denen er im Rahmen der symmetrischen Marktprämie an das EEG-Konto zurückzahlt, ggf. beschränkt auf solche Projekte, die einen anzulegenden Wert geboten haben, der in Höhe einer – zum Beispiel durch BSH / BNetzA zu ermittelnden – „offiziellen“ Strompreiserwartung liegt. So könnte sichergestellt werden, dass Herkunftsnachweise nur an Projekte ausgestellt werden, die im Erwartungswert „ungefördert“ sind.

¹⁸ Zum Beispiel schreibt die Rating-Agentur Standard & Poors: „*In the absence of mitigants, greater reliance on merchant cash flows (market risk) will likely lead to an erosion of credit and even potentially undermine growth of renewables.*“ abrufbar unter: <https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/191108-energy-transition-renewable-energy-matures-with-blossoming-complexity-11232995#ID3713>

Der gesetzliche Anpassungsbedarf für die Einführung einer symmetrischen Marktprämie wäre auch überschaubar. Denn die Umstellung des bestehenden Marktprämienmodells auf die symmetrische Marktprämie erforderte lediglich punktuelle Ergänzungen des EEG und des WindSeeG:

- Spiegelbildlich zum Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers in § 19 EEG müsste (wie auch für das Konzessionsmodell) eine Zahlungspflicht des Anlagenbetreibers eingeführt werden, allerdings lediglich für den Fall, dass die Strompreise über den Zuschlagswert steigen. Erlöse, die über den Zuschlagswert hinausgehen, sind demnach an das EEG-Konto bzw. die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber abzuführen.
- Ergänzend zu den Vergütungsmodellen der Einspeisevergütung (§ 21 EEG) und der Marktprämie (§ 20 EEG) müsste eine kurze Vorschrift eingefügt werden, mit der die Rechte und Pflichten der Anlagen- und Netzbetreiber bei einer symmetrischen Marktprämie regelt. Klargestellt wird darin auch, dass Anlagenbetreiber nicht, wie bisher nach § 21b EEG möglich, von der symmetrischen Marktprämie in eine andere Vermarktungsform wechseln können (keine Ausstiegsmöglichkeit).
- Flankierend dazu müsste die in Anlage 1 zum EEG festgelegte Berechnungsmethode angepasst werden, indem dort eine negative Marktprämie eingeführt würde (insb. durch eine Änderung von Ziff 1.2. von Anlage 1). Ferner wäre dort eine Regelung zur Saldierung von positiven und negativen Differenzbeträgen durch die ÜNB aufzunehmen.
- Das WindSeeG wäre geringfügig an diese neuen Vergütungsregelungen des EEG anzupassen. Soweit das WindSeeG auf die entsprechenden Regelungen verweist (insbesondere in § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG) träte fortan an die Stelle der Marktprämie (§§ 19, 20 EEG) die symmetrische Marktprämie (§§ 19, 20a EEG).

Die Umstellung auf die symmetrische Marktprämie begründete zudem unionsrechtlich wohl keine Beihilfe. Die symmetrische Marktprämie verbliebe vollständig innerhalb des bestehenden Systems aus Marktprämie und EEG-Umlage. Wie der Europäischen Gerichtshof mit seinem Urteil vom 28. März 2019 (Rs. C-405/16) erst jüngst bestätigt hat, stellt das EEG-Vergütungssystem wegen der fehlenden unmittelbaren staatlichen Kontrolle über die jeweiligen finanziellen Mittel keine staatliche Beihilfe dar. Daran änderte sich durch die Umstellung auf eine symmetrische Marktprämie nichts.

Die Einführung von Konzessionszahlungen wäre verfassungsrechtlich bedenklich

Die Einführung der von der Bundesregierung vorgeschlagenen Konzessionszahlungen wäre – im Gegensatz zur symmetrischen Markprämie – verfassungsrechtlich bedenklich.

Zunächst würden Konzessionszahlungen das sog. Eintrittsrecht entwerten.¹⁹ Dieses Eintrittsrecht hat der Gesetzgeber den Projektinhabern gewährt, denen durch die Einführung des WindSeeG die Projektrechte vom Staat entzogen worden sind: Entwickler von Projekten, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des WindSeeG am 1. Januar 2017 bereits genehmigt waren bzw. für die bereits ein Erörterungstermin durchgeführt worden war, die aber noch nicht an das Netz angeschlossen waren, können seit der Einführung des Ausschreibungssystems mit dem WindSeeG ihre Projektrechte grundsätzlich nicht mehr ausüben, sofern sie nicht in den Übergangsausschreibungen in den Jahren 2017 oder 2018 erfolgreich waren.

Dieser Systemwechsel stellte einen erheblichen Eingriff in ihr Recht auf Eigentum (Art. 14 Abs. 1 GG) dar. Denn die Projektrechte beruhten auf eigenen Leistungen, nämlich den Investitionen. Allein für die Projektentwicklung und die Erlangung einer Genehmigung für ein Offshore-Windparkprojekt musste ein Millionenbetrag investiert werden, insbesondere für die umfangreichen technischen und umweltfachgutachterlichen Studien. Die Kontrolle über die Projektrechte ist mit dem Inkrafttreten des WindSeeG, spätestens mit dem Abschluss der Übergangsausschreibungen, an den Staat gefallen. Dieser kann die Projektflächen im Ausschreibungssystem unter Nutzung der Informationen, die die ehemaligen Projektinhaber beim BSH einzureichen hatten, erneut vergeben.

Als Kompensation für diesen Verlust hat der Gesetzgeber den betroffenen Projektentwicklern neben einem Übergangssystem daher ein Eintrittsrecht eingeräumt. Dieses Eintrittsrecht ist folglich die Entschädigung für die verlorenen Projektrechte. Das Eintrittsrecht nimmt somit am grundrechtlichen Eigentumsschutz teil.

Die Einführung von Konzessionszahlungen wäre mit Blick auf den Eigentumsschutz in Form des Vertrauensschutzes der Eintrittsberechtigten bedenklich. Denn die Eintrittsberechtigten hatten im Vertrauen auf das im WindSeeG festgelegte Design der Ausschreibungen ab dem Jahr 2021 ihre Projekt- und Untersuchungsunterlagen im Jahr 2018 kompensationslos an den Staat übertragen. Dies war eine wesentliche Voraussetzung für die Erlangung des Eintrittsrechts. Die Einführung von Konzessionszahlungen würde – wie oben beschrieben – die Wirtschaftlichkeit und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten, die über die zweite Gebotskomponente bezuschlagt werden, erheblich vermindern und daher das Eintrittsrecht nachträglich entwerten. Somit würde den Eintrittsberechtigten mit der deutlichen Reduzierung der Realisierungswahrscheinlichkeit (erneut) die Substanz ihrer Investitionen genommen.

Die Konzessionszahlungen erscheinen auch finanzverfassungsrechtlich bedenklich. Denn mit dem Offshore-Netzausbaubetrag würde eine neue Sonderabgabe eingeführt, die nicht ohne Weiteres die Anforderungen des Bundesverfassungsgericht an deren Rechtfertigung erfüllen dürfte.

¹⁹ Vgl. *Spieth/Lutz-Bachmann*, Systemwidriger Reformvorschlag des BMWi, Tagesspiegel Background 3. Juni 2020, abrufbar unter <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/systemwidriger-reformvorschlag-des-bmwi>

Ansprechpartner



Dr. Wolf Spieth
Partner

POSSER SPIETH WOLFERS & PARTNERS

Palais Holler
Kurfürstendamm 170
10707 Berlin
T + 49 30 814 542-501
E wolf.spieth@pswp.de
www.pswp.de



Sebastian Lutz-Bachmann, LL.M.
Principal Associate

POSSER SPIETH WOLFERS & PARTNERS

Palais Holler
Kurfürstendamm 170
10707 Berlin
T + 49 30 814 542-507
F + 49 30 814 542-420
E sebastian.lutz-bachmann@pswp.de
www.pswp.de



Dominik Huebler
Associate Director

NERA Economic Consulting

Unter den Linden 14
10117 Berlin
Tel: +49 30 700 1506 20 (Berlin)
Tel: +44 20 7659 8504 (London)
Mob: +49 171 922 3525
dominik.huebler@nera.com



Leonie Janisch
Research Officer

NERA Economic Consulting

Unter den Linden 14
10117 Berlin
Tel: +49 30 700 150 632
leonie.janisch@nera.com