



Stellungnahme des Bundesverbandes Wind-Energie e.V. zum Referentenentwurf einer Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen - InnAusVuÄndV (Bearbeitungsstand 25.06.2019)

09.07.2019

Zusammenfassung

Der Entwurf InnAusV fördert keine technischen Innovationen.

Der Entwurf sollte überarbeitet werden und um echte technische Innovationen ergänzt werden, die das Erreichen des 65 - % - Ziels unterstützen.

Zuschlagsbegrenzung auf 80 Prozent bei Unterzeichnung schadet Wettbewerb.

Stattdessen müssen die Ursachen der Unterzeichnung ermittelt und behoben werden.

Die Einführung einer fixen Marktprämie führt nicht zu geringeren Kosten.

Statt fixer Marktprämie sollten wirkliche technische Innovationen und die „symmetrische Marktprämie“ erprobt werden.

Einleitung:

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) begrüßt zwar, dass die Bundesregierung einen Entwurf für die Verordnung zu den Innovationsausschreibungen vorgelegt hat. Bedauerlicherweise enthält der Entwurf jedoch keinerlei technische oder systemdienliche Innovationen, die Anreize bei Sektorenkopplung, Systemdienlichkeit oder Netzverträglichkeit setzen würden. **Der Gesetzgeber fordert in § 39j Abs. 2 EEG 17 die besondere Förderung von netz- und systemdienlichen technischen**

Lösungen. Dieser Anforderung kommt der vorliegende Entwurf nicht nach. Es fehlen Regelungen, die die wesentlichen Themen für die Neu- und Weiterentwicklung im Erneuerbare-Energien-Bereich hinsichtlich der Nutzung von grünem Strom in den Fokus stellen. Tatsächliche Anreize für die Umsetzung von technologieübergreifenden Erneuerbare-Energien-Projekten außerhalb des Forschungs- und Förderstatus fehlen.

Stattdessen sollen Preis- und Ausschreibungsmechanismen erprobt werden, die bereits seit Jahren diskutiert und deren „kostensenkende“ Wirkung nicht nur von Seiten der Windbranche bezweifelt werden, sondern auch energiewirtschaftlich nicht belegt sind und auch in der Begründung zum Entwurf nicht ausgeführt werden. Die Umstellung der gleitenden Marktprämie auf eine fixe Marktprämie führt zu mehr Risiko für die Betreiber und auch zu Mitnahmeeffekten. Die Absicherung des Risikos wird in die Gebote eingepreist und führt insgesamt zu höheren Kosten für das EEG-Konto und damit die Verbraucher.¹ Die erzeugte Unsicherheit wird zu weniger Projektangebot im Markt führen. Hinzu kommt, dass die fixe Marktprämie auch dann gezahlt wird, wenn die Strommarkterlöse der geförderten Anlagen ansteigen sollten. Es könnten damit Mitnahmeeffekte generiert werden, die zu Lasten des EEG-Kontos und der Verbraucher führen. Solche Mitnahmeeffekte könnten durch die Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie zu einer „symmetrischen Marktprämie“ vermieden werden.

Die Zuschlagsbeschränkung auf 80 Prozent schadet dem Wettbewerb. Angesichts der aktuellen schwachen Genehmigungsentwicklung im Bereich Wind an Land wäre diese mögliche Konsequenz der 80-Prozent-Regel bei Übertragung auf alle EEG-Ausschreibungen stark kontraproduktiv und würde das geringe Projektangebot weiter reduzieren.

Über die Innovationsausschreibungen hinaus nimmt der BWE diese Stellungnahme zum Anlass, um nochmals auf die sehr kritische Situation insbesondere beim dringend notwendigen Ausbau der Windenergie und die hochproblematische Deckelung von Photovoltaik in Deutschland hinzuweisen. Daher regen wir an, neben den echten innovationsfördernden Elementen in Ausschreibungen, jetzt zügig vor allem die Deckelung der Erneuerbaren Energien aufzulösen und die Verbesserung der Flächenverfügbarkeit sowie die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren in den politischen Fokus zu rücken. Bei der derzeitigen Genehmigungslage und der Ausgestaltung des Verordnungsentwurfes ist zu bezweifeln, ob auch nur ein Windprojekt in den Ausschreibungen bieten wird.

¹ Vgl. Strohmayer 2019: https://www.strommarkttreffen.org/2019-04-12_Strohmayer_Innovationsausschreibungen_im_EEG.pdf (zuletzt abgerufen am 8.7.2019).

Die wichtigsten Punkte allgemein:

1. Technische Innovationen anreizen

Der BWE empfiehlt dringend, echte technische Innovationen mit in den Entwurf aufzunehmen. Denn der Entwurf enthält bisher rein marktliche „Innovationen“, die aus Sicht des BWE an der Intention des Gesetzgebers vorbeigehen. Die Intention war, technische Innovationen, die der Sektorenkopplung, der Netzverträglichkeit und dem System dienen, anzureizen. Flexibilitätsoptionen fehlen ebenfalls völlig. Ziel dieser Innovationen sollte daher zum einen sein, die Last, wo möglich, der (fluktuierenden) Erzeugung anzupassen, und nicht umgekehrt - wie aktuell üblich. Zum anderen sollten Last und Erzeugung an die Netzsituation angepasst werden. Durch die Technologieoffenheit ist es wahrscheinlich, dass in der Innovationsausschreibung, wie in der gemeinsamen Ausschreibung, ausschließlich PV-Freifläche zum Zuge kommt. Es besteht in dem vorliegenden Entwurf kein Anreiz Erneuerbare-Energien-Technologien zu kombinieren. Die hohe Dichte an weiteren EEG-Ausschreibungen (technologiespezifische, Sonderausschreibungen, gemeinsame Ausschreibungen) verstärkt – auch angesichts der schleppenden Genehmigungslage bei Wind an Land – diesen Effekt.

2. Fixe Marktprämie ist teuer

Wie bereits in der Vergangenheit vorgetragen, lehnt der BWE die Einführung einer fixen Marktprämie ab. Der Gesetzgeber will das Risiko voll auf den Betreiber übertragen. Dieser wird das Risiko in sein Gebotsverhalten einpreisen und somit die Projekte verteuern. Die Akteursvielfalt wird ebenfalls darunter leiden. Hinzu kommt, dass die fixe Marktprämie auch dann gezahlt wird, wenn die Strommarkterlöse der geförderten Anlagen steigen sollten. Es könnten damit Mitnahmeeffekte generiert werden, die zu Lasten des EEG-Kontos und der Verbraucher gehen. Diese Mitnahmeeffekte könnten durch die Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie zu einer „symmetrischen Marktprämie“ vermieden werden, die im Rahmen der Innovationsausschreibung auf ihre Wirkung hin getestet werden könnte

3. Zuschlagsbegrenzung bei 80 Prozent schadet Wettbewerb

Die Intention, durch Verknappung Wettbewerb herzustellen, ist teilweise nachvollziehbar. Aber als Signal für den Windmarkt ist sie verheerend. Selbst die Gutachter des BMWi kommen zu dem Schluss, dass, statt künstlich mehr Wettbewerb herzustellen, vielmehr die Ursachen für die Unterzeichnungen angegangen werden sollten.² Bei Anwendung der 80-Prozent-Regel besteht die Gefahr eines Staus an Projekten, die unter dem Höchstwert bieten und realisiert werden könnten, aber nicht zum Zuge kommen. Angesichts des aktuellen Einbruchs des Ausbaus der Windenergie an Land ist dies nicht hinzunehmen. Denn zum Erreichen der Energie- und Klimaziele der Bundesregierung muss jedes Projekt, das erfolgreich bieten kann, umgesetzt werden. Dieses Modell hätte darüber hinaus negative Auswirkungen auf den Ausbau im Süden Deutschlands und ist deshalb abzulehnen.

² Ehrhart et al. 2019: Endogene Rationierung in Ausschreibungen für erneuerbare Energien: Verdrängung von Angebot statt Schaffung von Wettbewerb. <http://games.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhartHankeOtt190517.pdf> (zuletzt abgerufen am 8.7.2019)



4. Technologieneutrale Ausschreibungen sind gescheitert

Die Windenergie spielte bei der letzten gemeinsamen Ausschreibung gar keine Rolle mehr. In der ersten Runde im April 2018 waren 18 Gebote abgegeben worden, in der zweiten Runde nur ein Gebot und in der dritten Runde gar kein Windgebot mehr. Kein Windprojekt wurde bezuschlagt. Es hat sich gezeigt, dass technologieneutrale Ausschreibungen ungeeignet sind, um einen ausgewogenen Energiemix herzustellen. Daraus folgt, dass der technologieneutrale Ansatz des vorliegenden Entwurfs zumindest für die Windenergie an Land nicht funktionieren wird.

5. Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen ist falsch

Diese Regelung trifft die Erneuerbaren Energien, die aber insbesondere unter Berücksichtigung des gesetzlichen Einspeisevorrangs nicht für die temporären Überschussmengen im Stromnetz verantwortlich sind. CO₂-frei erzeugter Strom wird so aus dem Netz gedrängt. Diese Regelung wird abgelehnt.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. lehnt den aktuellen Entwurf in den wesentlichen Punkten ab, will sich aber konstruktiv an der Ausgestaltung von Innovationsausschreibungen beteiligen. Der BWE nimmt zu dem Referentenentwurf wie folgt Stellung:

I. Zu den Regelungen im Einzelnen

1. Artikel 1 Verordnung Innovationsausschreibungen

1.1 § 1 Anwendungsbereich

(1) Absatz 1 der Entwurfsfassung verweist auf § 39j Abs. 2 EEG 2017. Dieser gibt allerdings vor, dass mit der Verordnung sichergestellt werden soll, „dass besonders netz- und systemdienliche technische Lösungen gefördert werden, ...“. Die besonders netz- und systemdienlichen technischen Lösungen spielen im vorliegenden Entwurf jedoch keine Rolle. Das ist nicht nachvollziehbar und geht aus Sicht des BWE an der Intention des Gesetzgebers vorbei. Seit der Ankündigung von Innovationsausschreibungen haben viele Vertreter der Windbranche Vorschläge zur Ausgestaltung der Innovationsausschreibungen, die technische Innovationen beinhalten, vorgelegt. Der Entwurf greift diese Bemühungen nicht auf. Wenn der Entwurf nicht zurückgezogen wird, dann sollten auf jeden Fall die Vorschläge aus der Branche zu technischen Innovationen (Netzverträglichkeit, Systemdienlichkeit, Sektorenkopplung) aufgegriffen werden. Wichtig wäre, Anreize für Power-to-X-Anlagen, Speicherprojekte usw. zu setzen. Um für dezentrale Power-to-X-Projekte einen Anreiz zur nachfrageorientierten Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung zu setzen, müssen die Betreiber von Anlagen, die einen Zuschlag im Rahmen der "Innovationsausschreibungen" erlangen, von den Beschränkungen des § 27a EEG 2017 ausgenommen werden. Betreibern von Anlagen sollte es damit freistehen, im Rahmen ihrer Geschäftsmodelle flexibel und stundenweise zwischen einer Einspeisung in das öffentliche Netz und einer Eigenversorgung zur Herstellung von Wärme, Wasserstoff oder sonstigen Stoffen oder einer Nutzung in Mobilitätsanwendungen zu wechseln, ohne dass der Anspruch auf Zuschlagszahlungen entfällt. Außerdem sollte für diese Anlagenbetreiber, die einen Teil ihres Stroms nach dem Eigenversorgungsprinzip nutzen, die EEG-Umlage nach § 61a EEG 2017 entfallen.

(2) Laut Absatz 2 sind auch Gebote für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener Erneuerbarer Energien erlaubt. Das ist zunächst zu begrüßen, aber durch die Einschränkung, dass diese sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden müssen, werden kaum Kombinationen aus Windenergieanlagen/PV o.ä. in Frage kommen. Denn für PV-Anlagen gilt bei Teilnahme an den Innovationsausschreibungen die Flächenkulisse des EEG und es ist nicht ersichtlich, dass eine Windenergieanlage „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ zu einer PV-Anlage z.B. auf einer Gewerbefläche oder Konversionsfläche errichtet bzw. genehmigt werden könnte (Vgl. Anm. zu § 5 Entwurf).

Darüber hinaus ist unverständlich, dass Speicher nicht zugelassen werden sollen. Mit Speichern kann die Einspeisung systemdienlicher gestaltet werden. Der BWE schlägt die Aufnahme eines weiteren Absatzes vor:

BWE-Vorschlag:

In den Ausschreibungen können nur Gebote für Anlagen abgegeben werden, sofern die Marktprämie für die Anlage nach § 22 Absatz 2 bis 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Ausnahme bestehender Biomasseanlagen nach § 39f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Ausschreibungen ermittelt wird. Gebote dürfen für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener Erneuerbarer Energien abgegeben werden, sofern sich die geplanten Anlagen auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden **oder über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt Strom einspeisen. Die Kombinationen und Zusammenschlüsse können gebildet werden aus:**

1. Windenergieanlagen an Land,
2. Solaranlagen,
3. Biomasseanlagen.

Neu Absatz 3:

(3) Die Integration von Energiespeichern und Energiekopplungsanlagen in Kombination mit den in Absatz 2 angeführten Technologien ist zugelassen, sofern diese über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeisen und sichergestellt ist, dass eingespeicherte Energien nur aus den Anlagenteilen der Kombination oder des Zusammenschlusses geliefert wird.

1.2 § 3 Anwendung der Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Um eine bürgernahe Energiewende mit größtmöglicher Akzeptanz zu gewährleisten und dem derzeitigen faktischen Ausbaustopp entgegenzuwirken, sind folgende Punkte für die Innovationsausschreibungen zu streichen:

- die Einbeziehung von §27a EEG 2017 (Verbot von Eigenversorgungskonzepten) in §3 Absatz 4 und
- das Netzausbaugebiet (§36c EEG 2017) in §3 Absatz 2

Demgegenüber ist aufzunehmen:

- die Anwendung von § 36g EEG 2017 in § 3 Abs. 2 InnAusV, unter der Bedingung, dass die Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz auch für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36 g EEG 2017 als Teilnahmevoraussetzung gilt;
- sowie die geringere Sicherheit für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g Abs. 2 EEG 2017.

Ziel der Innovationsausschreibungen muss es sein, über System- und Sektorkopplungslösungen vor Ort auch die Akzeptanz der Energiewende in den Regionen weiter zu stärken.

1.3 § 5 Gebote in den Innovationsausschreibungen

Nach § 5 Abs. 3 Nr. 4 muss bei Geboten für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener Erneuerbarer Energien eine Eigenerklärung des Bieters vorgelegt werden, wonach sich die geplanten Anlagen auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden.

Unter dem Punkt 1.1. wurde bereits angemerkt, dass das Kriterium „räumliche Nähe“ aus Sicht des BWE dazu führen wird, dass es kaum Kombinationen aus Wind/PV-Projekten geben wird. Es handelt sich hierbei um einen unbestimmten Rechtsbegriff mit unterschiedlicher Auslegung, der insbesondere für die Windenergie bislang kaum sinnvoll und rechtssicher definiert ist. Das Erfordernis der unmittelbaren räumlichen Nähe bzw. des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs ist im Energierecht in verschiedenen Kontexten und Bezugsgrößen formuliert. Während im Stromsteuerrecht ein räumlicher Zusammenhang in einem Umkreis von 4,5 km definiert ist, fehlt eine entsprechend klare Grenze im EEG.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass der Rechtsbegriff eine geringe räumliche Entfernung oder unmittelbare Umgebung einschließt, nicht aber räumliche Distanzen und Hindernisse zwischen Anlage und Verbrauch. Im Zweifelsfall sei aber eine Einzelfallbetrachtung notwendig. In der Praxis können so z.B. bereits angrenzende und zu querende Verkehrswege den räumlichen Zusammenhang auf ein praxisuntaugliches Minimum reduzieren. Dies passt ganz offensichtlich nicht zur Eigenschaft eines Windparks, der sich häufig zwangsläufig „in der Fläche erstreckt“. Es besteht keinerlei sachlicher Anlass, wieso nicht auch innerhalb eines Windparks bei hinreichend räumlich-funktionalem Zusammenhang eine Eigenversorgung möglich sein sollte. Dies würde auch nicht zur aktuellen branchenweiten Handhabung passen, nach der windparkinterne Verbräuche desselben Betreibers selbstverständlich als Eigenversorgung behandelt werden.

Der vorliegende Entwurf bietet die Möglichkeit, den Begriff der räumlichen Nähe entweder ganz zu streichen oder so zu definieren, dass verschiedene Erneuerbare-Energien-Kombinationen ermöglicht werden. Der BWE hatte in der Vergangenheit bereits vorgeschlagen, durch eine Streichung des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe (§ 3 Nummer 16, 21b Absatz 4 EEG 2017) die regionale Vermarktung von Windstrom aus Windenergieanlagen zu erleichtern. So ließen sich Direktleitungen z.B. zur Belieferung der Industrie und des Gewerbes auch über größere Distanzen wirtschaftlich darstellen und realisieren.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, welche Rechtsfolge eine unzutreffende Eigenerklärung eines Bieters zum Vorliegen einer unmittelbaren räumlichen Nähe zwischen den geplanten Anlagen hätte. Wird sich die Bundesnetzagentur bei der Prüfung des Vorliegens der Zuschlagsvoraussetzungen mit der Eigenerklärung zufriedengeben? Was passiert aber, wenn dies später durch Dritte (z.B. Beschwerde gegen einen erteilten Zuschlag erheben) bezweifelt wird? Würde dies zur (ggf. teilweisen) Entwertung des Zuschlags führen? Oder hätte man aus einem gemeinsamen Zuschlag zwei – jeweils für jeden Energieträger – zu machen? Und warum sollte ein Bieter ein Gebot für einen Zusammenschluss verschiedener Energieträger abgeben, wenn die Teilnahme an den Innovationsausschreibungen auch für einzelne Energieträger – ggf. kombiniert mit der Abgabe mehrerer Gebote – möglich ist, ohne den Restriktionen durch „unmittelbare räumliche Nähe“ etc. zu unterliegen?

1.4 § 6 Fixe Marktprämie

Mit der Einführung einer fixen Marktprämie werden weder Anreize zum systemdienlichen Verhalten gesetzt noch Kosten gesenkt. Der BEE hat berechnet, dass bereits heute eine geringe fixe Marktprämie

teurer ist als die gleitende Marktprämie.³ Auf die BEE-Stellungnahme zum InnAusVuÄndV-Entwurf wird [hier](#) verwiesen.⁴

Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie des EEG 2017 sinkt die fixe Marktprämie nicht auf Null, wenn die Marktwerte für Windenergie und andere Erneuerbare Energien steigen. Das Risiko, das mit der fixen Marktprämie auf den Anlagenbetreiber vollständig übertragen wird, wird in die Kalkulation des Gebotswertes eingepreist werden und somit dafür sorgen, dass die Kosten für den Endverbraucher steigen. Die Auswirkungen auf die Akteursvielfalt wären ebenfalls verheerend. Denn kleinere Akteure werden sich unter diesen Voraussetzungen noch weniger im Ausschreibungsverfahren durchsetzen können, da sie das Finanzierungsrisiko weniger streuen können.

Der BWE und sein Dachverband BEE diskutieren seit Ende 2017 die sogenannte „symmetrische Marktprämie“: In Monaten, in denen der technologiespezifische Referenzmarktwert über dem anzulegenden Wert liegt, ist die Marktprämie rechnerisch negativ. Damit entsteht eine symmetrische Marktprämie. Bei einer rechnerisch negativen Marktprämie erfolgt eine Abschöpfung von Markterlösen, indem der negative Differenzbetrag vom anzulegenden Wert zum Referenzmarktwert in das EEG-Konto einbezahlt wird. Wenn schon Preismechanismen getestet werden sollen, dann hätte dieser Mechanismus auch aufgenommen werden können. Der BWE empfiehlt daher, anstelle der fixen Marktprämie die symmetrische Marktprämie zu erproben.

Sollte die fixe Marktprämie trotz aller Kritik Teil des Designs der Innovationsausschreibungen bleiben, sollten die Elemente Floor und Cap getestet werden. In der Begründung zum Verordnungsentwurf (zu § 4 und zu § 6 Abs. 1) wird auf einen Floor und ein Cap für die fixe Marktprämie verwiesen. Diese sind jedoch im Verordnungstext nicht enthalten. Somit ist völlig unklar, wie Floor und Cap berechnet werden. Weiterhin ist unklar, was ein Cap konkret bedeutet, d.h. es bleibt offen, ob beim Cap lediglich die fixe Marktprämie ausgesetzt wird oder ob zusätzlich auch Markterlöse oberhalb des Caps an das EEG-Konto zurückzuzahlen sind. Ohne Spezifikation der Bestimmung von Caps und Floors sowie ohne Möglichkeit, deren Höhe einschätzen zu können, ist eine Bewertung der Norm derzeit sehr schwierig. Ein Floor-Wert ist – wie in der Begründung zu § 6 Abs. 1 des Entwurfes völlig richtig erläutert wird – in jedem Fall angeraten.

1.5 § 7 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

Negative Strompreise sind der Ausdruck von Ineffizienzen am Strommarkt. Es fehlt zunächst ein hinreichender Ausgleich von Erzeugung und Last, d.h. von Angebot und Nachfrage. Damit entfalten negative Strompreise eine wichtige Anreizwirkung für zusätzlich benötigte Flexibilität im Strommarkt etwa

³ https://www.strommarkttreffen.org/2019-04-12_Strohmayer_Innovationsausschreibungen_im_EEG.pdf (zuletzt abgerufen am 8.7.2019)

⁴ https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20190709_BEE_Stellungnahme_Innovationsausschreibung_InnAusVu%C3%84ndV_fin.pdf

zur Lasterhöhung (z.B. Kühlhäuser, Stromspeicherung) oder Verminderung der Erzeugung (z.B. Leistungsreduzierung von Kraftwerken). Diese Regelung trifft die Erneuerbaren Energien, die aber insbesondere unter Berücksichtigung des gesetzlichen Einspeisevorrangs, nicht für die temporären Überschussmengen im Stromnetz verantwortlich sind. CO₂-frei erzeugter Strom wird aus dem Netz gedrängt.

Das energiewirtschaftliche Grundproblem wird allerdings nicht adressiert: Für einen Erfolg der Energiewende ist neben einer Verzahnung der Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität eine Erhöhung der sogenannten Flexibilitäten im Strommarkt bzw. perspektivisch in allen drei Sektoren unverzichtbar. Deshalb lehnt der BWE die Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen ab.

Prognosen über die Häufigkeit des Auftretens negativer Strompreise sind mit hoher Unsicherheit behaftet, insbesondere wenn sie die mindestens 20-jährige Betriebsdauer eines neuen Wind- oder Solarparks umfassen sollen. Die vorliegenden Studien sind sich darin einig, dass die Perioden temporärer Stromüberschüsse bei dem geplanten und notwendigen weiteren Ausbau der fluktuierenden Wind- und Solarenergie ca. ab dem Jahr 2025 deutlich zunehmen werden. Welche Erlöseinbußen sich daraus bei einer Einführung dieser Regelung für EE-Betreiber ergeben würden, hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Flexibilität im Strommarkt bis dahin erhöht hat, welche Mindestleistung konventioneller Kraftwerke zur Stabilität des Stromnetzbetriebes (Must-Run-Sockel) dann noch erforderlich sein wird und welche Handlungsoptionen sich für die Marktakteure aus dem Marktdesign ergeben werden.

Für Projektfinanzierungen von Windenergieanlagen, die auf einen möglichst stabilen Cash-Flow abstellen, ist eine Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen mit massiven Unsicherheiten behaftet und somit projektbedrohend. Die vorgeschlagene Ausgestaltung dieser Regelung im Rahmen der Innovationsausschreibungen folgt einer anderen Logik als die 6-Stunden-Regel im EEG. Da anders als im § 51 Absatz 1 EEG 2017 im Verordnungsentwurf nicht der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion, sondern der Spotmarktpreis selbst herangezogen wird, wird die ohnehin schon scharfe Zahlungsanspruchsregel gegenüber dem EEG nicht nur von sechs auf null Stunden verkürzt, sondern darüber hinaus weiter verschärft. Die Bezugnahme auf den Spotmarkt erachtet der BWE daher als unnötige Härte für die verhältnismäßig kleine Anzahl von Innovationsausschreibungs-Anlagen. Dies dürfte zu erheblichem Mehraufwand bei Direktvermarktern und Netzbetreibern führen, der nicht im Verhältnis zum Erkenntnisgewinn steht, der mit der Erprobung dieser Regel erwartet wird. Eine alleinige Betrachtung der DayAhead-Werte ließe es hingegen bereits zu, den Kraftwerkseinsatzplan von in der Innovationsausschreibung bezuschlagten Anlagen ausreichend zu beeinflussen.

Der BWE empfiehlt daher die Anwendung der 6-Stunden-Regelung nach § 51 EEG 2017.

Sollte diese nicht angewendet werden, schlägt der BWE folgende Änderungen in § 7 InnAusV vor:

§ 7 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen bei gleichzeitiger Entlastung

(1) Für Anlagen, die Zahlungen aufgrund eines Zuschlags in der Innovationsausschreibung zu dem Gebotstermin 1. September 2021 erhalten, verringert sich die fixe Marktprämie für einen Zeitraum, in dem der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone die Stundenkontrakte **der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion** negativ sind, auf null.

(2) **Strom, für den im Sinne von Absatz (1) die Marktprämie null beträgt, ist von der EEG Umlage, der KWK Umlage, der Umlage nach §19 StromNEV, der Offshore-Haftungsumlage, der Umlage für abschaltbare Lasten sowie der Strom- und Umsatzsteuer und der Konzessionsabgabe befreit und kann in Anlagen, die sich in räumlicher Nähe befinden, verwendet und umgewandelt werden.**

1.6 § 8 Zuschlagserteilung, Zuschlagsbegrenzung

Die Zuschlagsbegrenzung bei 80 Prozent führt zu einer weiteren künstlichen Verknappung des aktuell ohnehin schon zu geringen Ausbauvolumens. Bei einer Übertragung der Regel „80-Prozent-Beschränkung bei einer Unterzeichnung“ auf alle EEG-Ausschreibungen besteht die Gefahr, dass sich ein Stau an Projekten bildet, die unterhalb des Höchstwertes bieten könnten, jedoch aufgrund der 80-Prozent-Regel nicht zum Zug kommen. Angesichts der aktuellen schwachen Genehmigungsentwicklung im Bereich Wind an Land wäre diese mögliche Konsequenz der 80-Prozent-Regel bei Übertragung auf alle EEG-Ausschreibungen stark kontraproduktiv und würde das geringe Projektangebot weiter reduzieren.

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragten Vorhabens „Evaluierung der Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, dem Windenergie-auf-See-Gesetz und zugehöriger Ausschreibungsverordnungen (Ausschreibungsevaluierung)“ wurden die Auswirkungen einer endogenen Steuerung des Ausschreibungsvolumens auf die Ausschreibungsergebnisse untersucht (Vgl. auch Antwort der Bundesregierung zu Frage 11 der Kleinen Anfrage der Grünen zu den Innovationsausschreibungen, Drucksache [19/10841](#)). Die Forschungsnehmer kommen zu dem Schluss, dass eine Regelung, wie in der InnAusV angedacht, den Wettbewerb in den Ausschreibungen nachhaltig schädigen kann. Es ist zudem unklar, wie dieser Wert (80 Prozent) sachlich zu begründen ist.

Hinzu kommt die Frage des nicht bezuschlagten Volumens in diesem Modell. Dieses sollte dem Ausschreibungsverfahren wieder zugeführt werden, sowohl in den regulären, als auch den Innovationsausschreibungen. Bei Limitierung auf 80 Prozent der Gebotsmenge würde der Topf dadurch immer größer, was ebenfalls gegen die Deckelung auf 80 Prozent spricht. In diesem Zusammenhang sei auch auf [die Antwort der Bundesregierung vom 27.06.2019](#) auf die Kleine Anfrage der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN „Windenergie und Genehmigungen“, BT-Drucksache: 19/10859, verwiesen: „Wenn die Ausschreibungsmengen nicht durch zugelassene Gebotsmengen vollständig abgedeckt sind, wirkt dies als Signal an die Marktakteure verstärkt in die Entwicklung von Windenergieanlagen zu investieren. [...] Eine unmittelbare Reaktion ist deshalb nicht erforderlich.“ Nicht zuletzt sind Unterdeckungen als deutliches Signal zu werten, dass die bestehenden Hemmnisse in den Genehmigungsverfahren

dringend abgebaut müssen, um wieder mehr genehmigtes Volumen für die Ausschreibungen zu generieren.

1.7 § 10 Evaluierung

Es ist nicht ersichtlich, wie die Evaluierung der Innovationsausschreibungen bis zum 31.12.2021 seriös und vollständig gelingen soll. Die dritte Innovationsausschreibungsrunde mit dem höchsten ausgeschriebenem Volumen (500 MW) endet am 1. September 2021. Aus Sicht des BWE ist nicht davon auszugehen, dass die bezuschlagten Projekte der dritten Runde bis Ende 2021 realisiert wurden und ins Netz einspeisen. Folglich lassen sich die Erfahrungen nicht evaluieren geschweige denn Erkenntnisse daraus ableiten, die auf technologiespezifische Ausschreibungen übertragen werden könnten.

1.8 § 11 Übergangsbestimmung

Der BWE empfiehlt, die erste Ausschreibungsrunde der Innovationsausschreibung am bzw. nach dem 01.01.2020 durchzuführen.

Ansprechpartner

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin

Georg Schroth

Abteilungsleiter Politik

T +49 (0)30 / 212341-242

g.schroth@wind-energie.de

Sabine Schmedding

Referentin Politik

T +49 (0)30 / 212341-252

s.schmedding@wind-energie.de