

## Stellungnahme

# zum Referentenentwurf für eine Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen

Berlin 8. Juli 2019

## 1. Einleitung

Im Folgenden nimmt der BDEW Stellung zu dem am 25. Juli 2019 zur Konsultation gestellten Referentenentwurf einer Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen.

Aus Sicht des BDEW ist es zu begrüßen, dass die Bundesregierung die Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien durch weitere Maßnahmen stärken möchte. Die im Rahmen der Konsultation vorgelegten Vorschläge sind aus Sicht des BDEW jedoch nicht geeignet, zu einer besseren Markt- und Systemintegration und perspektivisch zu einer Entlastung der Verbraucher beizutragen. Stattdessen ist aufgrund der vorgeschlagenen Instrumente teilweise damit zu rechnen, dass die Belastungen für die Verbraucher steigen.

Ansätze, die geeignet wären, technische Innovationen - wie die parallele Nutzung von Flächen für die Landwirtschaft und für die Solarstromerzeugung zu fördern - fehlen ebenso, wie wirksame Anreize zur Marktintegration und Stärkung der Akteursvielfalt. Der BDEW verweist hier zur Stärkung der Marktintegration auf die Beseitigung bestehender Hemmnisse durch das „3-Säulen-Modell“ und empfiehlt im ersten Schritt die Einführung einer Symmetrischen Marktprämie. Gleichzeitig sind Maßnahmen zur Verbesserung der angespannten Ausschreibungslage hinsichtlich Genehmigungen und Flächenverfügbarkeit erforderlich, um die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen zu erhöhen und die Ausbauziele zu erreichen. Darüber hinaus gehört die Stärkung des Rechtsrahmens für Prosumer für eine Flexibilisierung des Energieversorgungssystems und eine verbesserte Teilhabe von Prosumer auf die Tagesordnung, um die Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien weiter voranzutreiben. Diese Flexibilisierung wird mit der gegenwärtigen Regelung für Selbstverbrauch verhindert. Konkrete Vorschläge zur Hebung der Potentiale auf Seiten der Prosumer finden sich im „3-Säulen-Modell“ des BDEW.

**Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW die Bundesregierung auf, diese Verordnung deutlicher auf die Möglichkeiten von Innovationen zur Markt- und Systemintegration und zum effizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien auszurichten. Die vorliegenden Maßnahmen sind nicht dazu geeignet, zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit zu führen.**

Der BDEW bezweifelt außerdem, dass der Verordnungsentwurf die verfassungsrechtlichen Anforderungen nach §§ 39j, 88d EEG 2017 erfüllt. Grundlage für die Verordnung ist danach, dass bei Geboten für Innovationsausschreibungen „besonders netz- oder systemdienliche *technische* Lösungen“ gefunden werden. Dies wird aber durch den Verordnungsentwurf nicht zur Grundlage für die Gebotsabgabe gemacht. Dementsprechend verletzt der Verordnungsentwurf die verfassungsrechtlichen Vorgaben in der Ermächtigungsgrundlage.

Im Folgenden werden die zentralen Elemente des vorliegenden Verordnungsentwurfes im Detail kommentiert.

## **2. Fixe Marktprämie**

Der BDEW hat sich in der Vergangenheit bereits mehrfach gegen die Einführung einer fixen Marktprämie ausgesprochen. An dieser Stelle werden die drei wichtigsten Gründe zusammengefasst:

### **1.) Gefahr einer Überförderung**

Im Rahmen einer fixen Marktprämie erhalten Investoren zusätzlich zum Strompreiserlös eine vor Projektbeginn festgelegte fixe Zahlung pro Megawattstunde erzeugten Strom. Das bedeutet, dass sich der Zuschlag – anders als bei der derzeitigen gleitenden Marktprämie – nicht entsprechend den Erlösen aus dem Strommarkt anpasst. Das heißt: Während die gleitende Marktprämie bei steigendem Strompreisniveau abnimmt und schließlich auf null sinkt, würde bei der fixen Marktprämie auch dann noch eine EEG-Vergütung gezahlt, wenn der Strompreis längst ein Niveau erreicht hat, das einen wirtschaftlichen Betrieb von EE-Anlagen über den Markt ermöglicht. Eine fixe Marktprämie ermöglicht es dem Anlagenbetreiber somit, dauerhaft Förderung zu erhalten, auch wenn diese bei steigenden Marktpreisen wirtschaftlich nicht mehr notwendig ist.

### **2.) Kein Vorteil bei Systemintegration; tendenziell sogar Schwächung der Systemintegration**

Zweitens ist darauf hinzuweisen, dass durch eine fixe Marktprämie keine stärkere Wirkung hinsichtlich der Systemintegration erreicht wird als bei einer gleitenden oder symmetrischen Marktprämie. Sowohl die Anreize im Hinblick auf die Anlagenauslegung (Erlösoptimierung) als auch die Anreize hinsichtlich des Einspeiseverhaltens sind identisch. Sie sind bei der fixen Marktprämie aufgrund der zu erwartenden Risikoaufschläge tendenziell sogar schwächer als bei der gleitenden bzw. symmetrischen Marktprämie.

### **3.) Mehrkosten durch höhere Risiken**

Bei einer fixen Marktprämie müssen Investoren bei der Gebotsabgabe langfristige Preiserwartungen einpreisen, wenn sie in einer Ausschreibung mit hoher Wettbewerbsintensität teilnehmen. Aus Sicht des BDEW ist dies in einem marktlichen System korrekt. Allerdings darf in diesem Kontext nicht übersehen werden, dass der Energiemarkt - wie kaum ein anderer Markt - durch regulatorische Vorgaben beeinflusst wird. Als Beispiel sei hier die Veränderung des Erneuerbare-Energien-Ausbauziels für das Jahr 2030 genannt. Allein diese Anpassung des Ausbauziels führt laut Aurora Energy Research je nach Energieträger zu einer Senkung des Marktwerts des Stroms aus diesen Anlagen im Jahr 2030 zwischen 20 (Windenergie auf See) und 37 Prozent (Photovoltaik). Weitere Änderungen des regulatorischen Rahmens (Kohleausstieg, Sektorkopplung, Förderung von E-mobility) führen zu weiteren Veränderungen, die für die meisten Marktakteure kaum vorhersehbar sind. Eine fixe Marktprämie setzt keine produktiven Anreize. Es werden einfach unproduktive Risiken erzeugt, welche die Risikoaufschläge bei den EE-Investoren erhöhen und über erhöhte Verzinsungsanforderungen die Zuschlagspreise bei den

Ausschreibungen in die Höhe treiben. Dies führt letztendlich zu höheren Kosten für die Stromkunden. Die langfristige Prognose von unsicheren Preisen in Kombination mit wettbewerblichen Ausschreibungen befeuert zudem den winners curse, welcher dazu führt, dass unwirtschaftliche Projekte realisiert werden oder dass sich eine geringe Realisationsquote bei bezuschlagten Projekten einstellt.

Das erhöhte Risiko für Investoren bei niedrigen Strompreisen würde laut einer Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung<sup>1</sup> dazu führen, dass Investoren aufgrund der fehlenden Absicherung mit höheren Eigenkapitalanteilen bzw. Risikoaufschlägen der Banken rechnen müssen. Damit steigen letztlich die Kosten der Anlagen gegenüber der heute gültigen gleitenden Marktprämie. So ist aufgrund der höheren Risiken für Akteure zu erwarten, dass die Wettbewerbsintensität in Ausschreibungen weiter abnehmen kann und auf diese Weise zusätzliche Belastungen für die Letztverbraucher sowie für Industrie und Gewerbe entstehen.

Daneben sind aus Sicht des BDEW weitere Elemente im Zusammenhang mit der zur Konsultation gestellten fixen Marktprämie unstimmtig:

- In der Begründung des Verordnungsentwurfs heißt es zu § 4, dass neben dem Grundwert des 5-Jahres-Futures der daraus zu berechnende Floor- und Capwert sowie die maximal zulässige fixe Marktprämie zu benennen sind. In der Begründung zu § 6 Abs. 1 ist die Rede von der Einführung eines Floors, um Risiken abzumildern. Im Verordnungstext selbst finden sich jedoch keinerlei Aussagen zu Floor und Cap, sondern lediglich zum erlaubten Höchstwert der fixen Marktprämie (§ 6 Abs. 3). Somit ist 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 sehr schwierig. Ein Floorwert ist – wie in der Begründung zu § 6 Abs. 1 völlig richtig erläutert wird – in jedem Fall vonnöten.
- Das vorgeschlagene Limit für die fixe Marktprämie passt nicht zu den erheblich erhöhten Risiken einer fixen Marktprämie ohne Vergütung bei negativen Preisen. Externe Studien belegen einen deutlichen Rückgang der Marktwertfaktoren von Erneuerbaren, da insbesondere, wenn die Sonne scheint oder der Wind weht, die Preise immer niedriger werden. So ist es unwahrscheinlich, dass sich für die Erneuerbaren Energien stark steigende Strompreise materialisieren. Bei erhöhter Verzinsungsanforderung (wegen gesteigerter Risiken) liegt der Zeitpunkt für die Refinanzierung in immer weiterer Ferne. Alte EEG-Anlagen und Anlagen in den technologiespezifischen Ausschreibungen werden immer noch im GW-Umfang nicht abgeregelt und reagieren überhaupt nicht auf mögliche negative Preise. Wenige

---

<sup>1</sup> Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für Erneuerbare Energien. [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.594100.de/18-28-3.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594100.de/18-28-3.pdf)

Projekte in den Innovationsausschreibungen werden die Häufigkeit von negativen Preisen damit nicht massiv beeinflussen.

- Fraglich ist auch die hinreichende Liquidität von 5-Jahres-Futures, welche gemäß Verordnungsentwurf als Benchmark herangezogen werden sollen. Der 3-Jahres-Future verfügt über eine höhere Liquidität und Aussagekraft. Allerdings führt die Verkürzung des Bezugszeitraumes zu noch größerer langfristiger Unsicherheit und verstärkt unter Umständen die oben skizzierten Probleme.

Da ein Base Futurepreis die geringeren und weiter sinkenden Marktwerte von Erneuerbaren Energien nicht abbildet, ergäbe sich aus seiner Nutzung ein zu niedriger Maximalwert für die fixe Marktprämie.

### **Handlungsempfehlung**

Auch vor dem Hintergrund der oben genannten Überlegungen hat der BDEW das „3-Säulen-Modell“ vorgeschlagen, das für risikobereitere Akteure ein Investitionsumfeld mit allen Chancen und Risiken des (regulierten) Marktes (Säule 1) bietet, während risikoaverse Investoren in der 2. Säule ein geschütztes Umfeld mit ggf. geringeren aber gesicherten Renditen finden. Der BDEW empfiehlt insbesondere die Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie zu einer symmetrischen Marktprämie. Dies würde die Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien stärken und dazu beitragen, dass der Anreiz wächst, Anlagen außerhalb des EEG zu errichten. Wie bei der aktuellen gleitenden Marktprämie erhalten Betreiber bei der symmetrischen Marktprämie eine Aufstockung ihrer Erlöse, sofern der technologie-spezifische Monatsmarktwert (MM) ihrer Stromproduktion unter ihrem in einer Auktion zugeschlagenen anzulegenden Wert (AW) liegt. Liegt der MM jedoch über dem AW des Anlagenbetreibers, so muss dieser bei einer symmetrischen Marktprämie – anders als heute – die entsprechende Differenz in das EEG Konto einzahlen. So kommt es – im Austausch für die Absicherung des Risikos niedriger Marktpreise – in Zeiten hoher Preise zu einer Rückzahlung an das Fördersystem.

Für kosteneffiziente Erzeugungsanlagen stärkt die symmetrische Marktprämie den Anreiz, auf eine Absicherung durch die Marktprämie zu verzichten. Ein solcher Mechanismus würde mittelfristig das Entstehen eines PPA-Markts in Deutschland begünstigen.

### **3. Marktprämie in Stunden mit negativen Marktpreisen**

Der Verordnungsentwurf sieht vor, dass in Stunden mit negativen Marktpreisen keine Förderung ausgezahlt werden darf. Aus Sicht des BDEW ist ein solcher Vorschlag nur auf den ersten Blick logisch. Bei näherer Betrachtung wird deutlich, dass damit die Finanzierungskosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen drastisch steigen müssen.

Die Aussetzung der Förderung in Stunden mit negativen Marktpreisen ist das falsche Signal, weil es die Finanzierbarkeit von EE-Anlagen erschwert. Ein Investor muss vor dem Kauf seiner Anlage sicher sein, dass er über mehrere Jahre (in der Regel 12-15 Jahre) hinweg die Verbindlichkeiten bei seiner Bank bedienen kann. Ist die Rückzahlung hingegen nicht kalkulierbar, steigen die für die Finanzierung anfallenden Zinsen.

Alleine im Juni 2019 sind an fast jedem Wochenende negative Strompreise aufgetreten. Einmal sogar 18 Stunden nacheinander. Im ersten Halbjahr 2019 wurden fast genauso viele negative Stunden wie im gesamten letzten Jahr registriert. Erste Ergebnisse noch laufender Studien belegen bereits einen massiven Anstieg negativer Strompreise bei einer Erhöhung der Nennleistung gegenüber dem Status Quo von nur 20 bis 30 Prozent.

Aus Sicht des BDEW muss zwischen marktlichen und regulatorischen Risiken differenziert werden. Marktliche Chancen und Risiken sind solche, die sich aus dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage, der Entwicklung von Technologien oder dem Standort an sich ergeben.

Während marktliche Risiken von Akteuren meist ganz gut eingeschätzt werden können, besteht hinsichtlich regulatorischer Risiken kaum eine Möglichkeit diese vorherzusehen.

Aktuell sehen sich viele Stromhändler nicht in der Lage, Strompreise über die nächsten 20 Monate zu prognostizieren, geschweige denn über 20 Jahre. Dies liegt daran, dass angesichts der für die Energiewende notwendigen Umstrukturierung regulatorische Eingriffe das Marktumfeld immer wieder drastisch beeinflussen. Als Beispiel kann hier die politische Einigung auf das 65-Prozent-Ausbauziel für 2030 angeführt werden. Allein diese Entscheidung führt zu einer Reduzierung des zu erwartenden Marktwerts zwischen 20 Prozent (Windenergie auf See) und 37 Prozent (Photovoltaik). Solche Entscheidungen haben nachträglich einen massiven Einfluss auf bereits bestehende Projekte. Dabei handelt es sich eben nicht um ein marktliches, sondern um ein regulatorisches Risiko. Weitere solcher Risiken stecken in folgenden Weichenstellungen: Kohleausstiegsgesetz, Netzausbau, Regeln zum Redispatch sowie Zielpfad für 65% Erneuerbare, ETS-Reformen etc.

Solche regulatorischen Unsicherheiten führen zu Risikoaufschlägen bei der Finanzierung oder ggf. zu einer Verkleinerung der Akteursvielfalt. Beides führt (direkt oder indirekt) zu Mehrkosten und Belastungen für die Letztverbraucher und schwächt den Wirtschaftsstandort Deutschland. Statt der Erhöhung der regulatorischen Risiken empfiehlt der BDEW daher eine Umgestaltung des Finanzierungsrahmens dahingehend, dass marktliche Chancen und Risiken erhalten bleiben, aber regulatorische Risiken reduziert werden. Die im „3-Säulen-Modell“ vorgeschlagenen Maßnahmen erreichen genau dieses Ziel.

Negative Marktpreise sind ein wichtiges Signal für Investoren zur Bereitstellung von Flexibilitäten. Die vorgeschlagene Maßnahme zur Streichung der für die Finanzierung so wichtigen Förderung bei negativen Marktpreisen reduziert also auch den Anreiz zur Hebung von Flexibilitätpotentialen.

### **Handlungsempfehlung:**

Der BDEW empfiehlt, §51 EEG sowie §7 der zur Konsultation gestellten Verordnung ersatzlos zu streichen.

#### **4. Zuschlagsbegrenzung**

Eine Zuschlagsbegrenzung auf 80 Prozent der abgegebenen Gebote ist ein Instrument, um eine höhere Wettbewerbsintensität zu erzeugen in einer Ausschreibung, in der die Angebote nicht ausreichen, um die ursprüngliche Nachfrage zu decken. In einer solchen Situation entsteht für Auktionsteilnehmer der Anreiz, Gebote knapp unter dem Höchstwert abzugeben, da sie sicher sein können, einen Zuschlag zu erhalten. Durch die nachträgliche Verknappung der Nachfrage auf 80 Prozent der abgegebenen Gebote wird die Wettbewerbsintensität erhöht und die Bieter steigen in einen Unterbietungswettbewerb ein. Dies erhöht die Kosteneffizienz der Förderung und ist ein aus Sicht des BDEW positiv zu bewertender Effekt.

Allerdings erkaufte man sich diese höhere Wettbewerbsintensität durch eine Unterschreitung des Zubaukorridors und durch eine Verunsicherung von Akteuren. Eine nachträgliche Kappung der Nachfrage in Ausschreibungen bekämpft nur Symptome aktueller Fehlentwicklungen (Flächenknappheit, langwierige Genehmigungsverfahren, etc.). Dies führt zwangsläufig zu einer Verfehlung des Gesamtziels, wenn nicht die Ursachen dieser Fehlentwicklungen beseitigt und somit die Gebotsmengen erhöht werden. Zumindest muss gewährleistet werden, dass die fehlenden Leistungen zu einem späteren Zeitpunkt unter besseren Rahmenbedingungen (Wettbewerb) bezuschlagt werden.

Auch besteht ein deutlicher Anreiz, nur die günstigste Erzeugungstechnologie (PV) zu wählen (siehe folgender Punkt). Eine Technologieneutralität ist somit nur scheinbar gegeben, weil mögliche Kombi-Kraftwerke (beispielsweise fluktuierende EE-Anlage in Kombination mit einer steuerbaren EE-Anlage oder einer Gasturbine) mit Blick auf die 80%-Regelung aus Risikoaversion nicht geplant werden.

#### **5. Technologie-Offenheit**

Der vorliegende Entwurf sieht technologieoffene Ausschreibungen vor, wobei auch Gebote zulässig sind, die auf Anlagen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien beruhen. Die bisherigen Erfahrungen mit technologieoffenen Ausschreibungen zeigen, dass hier in der Regel die PV-Freiflächenanlagen den Zuschlag erhalten haben. Der Grund hierfür liegt in den parallel stattfindenden Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land mit einer Unterdeckung der Nachfrage. Die geringe Wettbewerbsintensität in diesen Ausschreibungen macht es für die entsprechenden Projektierer attraktiver, an den technologiespezifischen Ausschreibungen teilzunehmen, da sie dort Zuschläge nahe der Höchstgrenze erzielen können, während im Unterbietungswettbewerb mit Photovoltaik-Freiflächenanlagen nur geringe Renditen erreicht werden können.

Hinzu kommt: Würden die Ausschreibungen kurzfristig in dieser Form eingeführt, könnten auch keine Kombi-Kraftwerke teilnehmen, da diese eine längere Vorlaufzeit in der Projektentwicklung haben. Die Projektentwickler müssten zunächst die planungsrechtlichen Genehmigungen für diese Projekte erwirken, was teilweise sogar mehrere Jahre in Anspruch nehmen kann.

Aus Sicht des BDEW ist daher keine Durchmischung der Anlagen und auch keine Innovation zu erwarten.

## **6. Lucky-Shot-Risiko**

Aus der Gesamtbetrachtung der hohen Dichte der weiteren EEG-Ausschreibungen (technologiespezifische Ausschreibungen, Sonderausschreibungen, gemeinsame Ausschreibungen) in Verbindung mit einer stagnierenden Anzahl möglicher Projekte steigt das Risiko, dass Projekte in der Innovationsausschreibung mit der Hoffnung auf einen „lucky shot“ platziert und bei Nichterfolg in eine der zahlreichen weiteren Ausschreibung verschoben werden.

## **7. Innovative Ansätze**

Anstatt neue Vermarktungsdesigns zu testen (die fixe Prämie reizt keine Innovationen an), sollten andere Maßnahmen erwogen werden, mit denen wirkliche Innovationen gefördert werden können, um die angespannte Lage (Genehmigungsstau, Flächenverfügbarkeit, Akteursvielfalt, Kostenbelastungen) hinsichtlich der Erreichung des 65 % Ziels zu verbessern, z. B.:

- Ausschreibung von Agrar-Photovoltaik, die die parallele Nutzung von Flächen für die Landwirtschaft und für die Solarstromerzeugung ermöglicht.
- Erprobung einer symmetrischen Marktprämie

## **8. Juristische Hinweise zum Verordnungsentwurf**

### **Zu Artikel 1 (Innovationsausschreibungsverordnung)**

#### **§ 5 (Gebote in den Innovationsausschreibungen)**

Absatz 2 sollte der Klarstellung halber wie folgt formuliert werden:

*„... müssen den Anforderungen des § 30 mit Ausnahme von § 30 Absatz 1 Nummer 5 und den Anforderungen nach § 36, § 37 oder § 39 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechen“.*

Anderenfalls ist unklar, ob sich die Ausnahme oder die Anforderungen auf die §§ 36, 37 und 39 beziehen.

#### **§ 10 (Evaluierung)**



Bei der Vorgabe der Evaluierung der Innovationsausschreibungen ist unklar, anhand welcher Kriterien eine solche Evaluierung erfolgen soll. Gemäß den vorstehenden Darstellungen verfehlt der vorliegende Verordnungsentwurf das Ziel aus § 39j EEG 2017. Hiernach werden die Einzelheiten der Innovationsausschreibungen in einer Rechtsverordnung nach § 88d EEG 2017 näher bestimmt. Dabei *soll* sichergestellt werden, dass besonders netz- oder systemdienliche *technische* Lösungen gefördert werden, die sich im technologieneutralen wettbewerblichen Verfahren als effizient erweisen.“

Der vorliegende Verordnungsentwurf erfüllt aber nicht das Kriterium, dass besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen durch die Innovationsausschreibungen gefördert werden. Da es sich hier um eine „Soll-Vorschrift“ handelt, müsste zumindest im Verordnungsentwurf begründet werden, warum von dieser Vorgabe abgewichen wird. Aber auch dies fehlt. Dementsprechend kann die Evaluierung letztlich auf Basis von Kriterien durchgeführt werden, die beliebig sind.

Außerdem findet sich in Absatz 2 keinerlei Frist für die Übermittlungspflicht bzw. kein Übermittlungsturnus. Beides ist aber für die Ausführbarkeit der Regelung erforderlich.

Darüber hinaus ist in Absatz 2 Nr. 2 und 3 des Gesetzentwurfs vorgesehen, dass die Anschluss-Netzbetreiber neben den Zahlungen für die fixe Marktprämie auch die „am Sportmarkt zum Zeitpunkt der Einspeisung erzielbaren Vermarktungserlöse“ bzw. die „am Sportmarkt erzielbaren Vermarktungserlöse aufgeschlüsselt nach Technologien“ an die BNetzA übermitteln. Der BDEW lehnt diese Berichtspflicht ab. Die betroffenen Netzbetreiber können diese Daten nicht selbständig generieren, weil sie nicht selbst am Spotmarkt tätig sind. Im Gegenteil kann diese Generierung vielmehr durch die BNetzA selber erfolgen. Die betreffenden Daten sind zudem nicht für die Abwicklung der EEG-Förderung durch die Netzbetreiber relevant. Dementsprechend ist diese Datenübermittlungspflicht zum einen vollkommen unnötig und zum anderen nicht mit dem gesetzlich zulässigen Tätigkeitsfeld der Netzbetreiber nach §§ 6 ff. EnWG vereinbar.

### **Allgemeine juristische Hinweise**

Schließlich weist der BDEW darauf hin, dass bei Kombination von Anlagen oder von verschiedenen Technologien Probleme bei den Fördergrundlagen entstehen können:

Wenn verschiedene Anlagen oder Technologien für die Gebotsabgabe und die spätere Realisierung kombiniert werden, wird es im Zweifel unterschiedliche Inbetriebnahmezeitpunkte dieser Anlagen oder Technologien geben, z.B. von je einer Biomasseanlage und einer Solarinstallation. Hier ist dann fraglich, ob die noch fristgerechte Inbetriebnahme der früher in Betrieb genommenen Anlage die Förderung der Anlage auf Basis des Zuschlags sicherstellt oder ob der nicht mehr fristgerecht in Betrieb genommene Teil des Gesamtprojektes dann nicht mehr auf Basis des vorhandenen Zuschlags förderfähig ist.

Gleiches gilt für eine rein räumliche Zusammenfassung verschiedener Einheiten zum selben Projekt. Es ist davon auszugehen, dass hierfür verschiedene technische „Anlagen“ im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2017 existieren. Deren Zusammenfassung zum Zwecke der Prüfung der

termingerechten Projektrealisierung ist allerdings unklar. § 24 Abs. 1 oder 2 EEG 2017 können hierfür nicht herangezogen werden, weil sie nur für die Schwellenwerte nach § 22 EEG 2017 gelten sollen. Dementsprechend muss ein anderes Kriterium in der Verordnung geschaffen werden, durch das rechtssicher klargestellt wird, dass verschiedene Anlagen oder Anlagen verschiedener Technologien dann für die Realisierung und die anschließende Förderung zusammengefasst werden, obwohl sie sich möglicherweise über mehrere hundert Meter oder mehrere Kilometer erstrecken oder entsprechend entfernt auseinanderliegen. Ein Abstand von mehreren Kilometern zwischen den einzelnen Anlagen wäre jedenfalls kaum noch „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ im Sinne von § 24 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017. Denkbar wäre insoweit, dass innerhalb des Gebotes bereits der räumliche Bereich des Gesamtprojektes mit Rücksicht auf bestimmte Flurstücke, die dann für die Realisierung verwendet werden sollen, abgesteckt werden muss, wie dies ähnlich bei Windenergieanlagen an Land der Fall ist.

#### **Zu Artikel 4 (Änderung der Marktstammdatenregisterverordnung)**

Der Änderungsbefehl Nr. 5 sollte der Klarstellung halber wie folgt formuliert werden:

*„(7) Betreiber von Wasserkraftanlagen müssen vorgenommene Ertüchtigungen gemäß § 40 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nach Maßgabe der Anlage zu dieser Verordnung innerhalb eines Monats nach der Inbetriebnahme der ertüchtigten Anlage eintragen.“*

Da es keine Legaldefinition der „Ertüchtigung von Wasserkraftanlagen“ im EEG gibt, muss hier der Verweis auf § 40 Abs. 2 EEG 2017 eingefügt werden.

Zu Artikel 4, Ziffer 4

Die hier vorgeschlagene Änderung scheint bereits umgesetzt worden zu sein. Die laut Ziffer 4 zu ersetzenden Wörter in § 16 Abs. 3 Satz 1 finden sich an dieser Stelle nicht mehr. Die Wörter, die eingefügt werden sollen, entsprechen hingegen bereits dem aktuellen Wortlaut der Norm.

#### **Ansprechpartner:**

Stefan Thimm  
Fachgebietsleiter Erneuerbare Energien  
Telefon: +49 30 300 199-1310  
stefan.thimm@bdew.de

Christoph Weißenborn  
Fachgebietsleiter EEG und KWKG  
Telefon: 030 / 300 199 – 1514  
christoph.weissenborn@bdew.de