



# vonBredow Valentin Herz

Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

## Das EEG 2017

# vBVH-Sondernewsletter

### Hinweise zu diesem Sondernewsletter

Dieser Sondernewsletter behandelt die am 8. Juli 2016 im Bundestag verabschiedete Fassung des EEG 2017 in der Fassung des Änderungsgesetzes vom 15. Dezember 2016. Es handelt sich um ein weiteres Update unseres Sondernewsletters zum EEG 2017. Die bisherigen Fassungen können Sie [hier](#) abrufen.

Die wesentlichen Änderungen im Vergleich zur Sommer-Version unseres Sondernewsletters erkennen Sie an der rechtsbündigen grünen Markierung!

Bitte beachten Sie, dass dieser Newsletter ausschließlich dazu dient, Sie allgemein über rechtliche Entwicklungen zu informieren. Eine verbindliche Rechtsberatung, bei der die Besonderheiten des jeweiligen Einzelfalls Berücksichtigung finden, kann hierdurch nicht ersetzt werden. Der Newsletter wurde mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Wir übernehmen dennoch keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität aller Inhalte in diesem Newsletter.

Liebe Leserinnen und Leser,

und täglich grüßt die EEG-Novelle. Das durch den Bundestag am 8. Juli 2016 verabschiedete EEG 2017 wurde gerade noch rechtzeitig vor dem Inkrafttreten zum 1. Januar 2017 bereits in einer Reihe von Regelungen wieder geändert. Ein von verschiedenen, teils äußerst kurzfristigen Änderungen gekennzeichneter Novellierungsprozess findet damit zunächst einmal sein vorläufiges Ende.

War ursprünglich noch ein „Ausschreibungsgesetz“ angekündigt worden, das das EEG 2014 nur punktuell modifizieren sollte, wurde das EEG 2017 letztlich doch eine umfassende Novelle.

Erstmals wird dabei im EEG 2017 nicht nur ein Zubauziel, sondern eine klare Deckelung des jährlichen Ausbaus festgelegt. Eine deutliche Überschreitung der jährlichen Zubauziele, wie z.B. in den vergangenen Jahren im Bereich der Windenergie an Land, wird damit ausgeschlossen. Nachdem die Bioenergie und die Photovoltaik (PV) zu den großen Verlierern der letzten Reformen des EEG wurden, droht nun der Windenergie an Land mit dem EEG 2017 dasselbe Schicksal. Die Branche sieht der Umstellung auf eine Mengensteuerung und der Einführung von Ausschreibungen in jedem Fall mit großer Sorge entgegen. Nach der Analyse des EEG 2017 besteht insoweit auch kein Anlass zur Entwarnung. Einiges hat sich aber gegenüber den ersten Entwurfsfassungen jedoch im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens auch verbessert.

Es bleibt jedoch dabei: Ein weiterer großer Verlierer könnte ein Großteil der bisherigen Akteure einer dezentralen Energiewende werden, insbesondere also kleine und mittelständische Unternehmen sowie Bürgerenergiegesellschaften. Die Regelungen zu Gunsten von Bürgerenergiegesellschaften werden eine deutliche Veränderung der Akteursstruktur durch die Umstellung auf Ausschreibungen nicht verhindern können. Batteriespeicher werden durch das EEG 2017 infolge der im Dezember beschlossenen Änderungen – anders als die Sektorenkopplung – allerdings gestärkt. Gemischte Geschäftsmodelle werden künftig nicht mehr doppelt mit der EEG-Umlage belastet.

Und wie immer gilt: Nach dem EEG ist vor dem EEG. Gerade die konkrete Ausgestaltung einiger bereits im EEG 2017 angelegter Rechtsverordnungen bleibt mit Spannung zu erwarten. Außerdem wurden mit dem Strommarktgesetz und dem Digitalisierungsgesetz weitere wichtige Neuerungen für die Energiewirtschaft verabschiedet. Das Tauziehen um die Energiewende geht weiter.

Wir halten Sie auf dem Laufenden.

**Ihre Anwältinnen und Anwälte der Kanzlei von Bredow Valentin Herz**

# Inhalt

A.	Änderungen für alle Energieträger .....	5
I.	Mengensteuerung – Deckelung des Ausbaus der erneuerbaren Energien .....	6
II.	Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen.....	7
1.	Hintergründe und Ziele.....	7
2.	Ausschreibungen für alle erneuerbaren Energien?.....	8
3.	Teilnahmevoraussetzungen.....	9
4.	Ablauf des Ausschreibungsverfahrens .....	9
5.	Sonderregeln für die Bürgerenergie .....	10
6.	Ausschreibungen going international .....	10
7.	Ausblick: Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen.....	11
8.	Ausblick: Innovationsausschreibungen .....	11
9.	Verbot der Eigenversorgung .....	12
III.	Weitere wichtige Änderungen .....	12
1.	Inkrafttreten und Übergangsregelungen für Bestandsanlagen.....	12
2.	Doppelförderungsverbot bei Stromsteuerbefreiung .....	13
3.	Abmilderung der Sanktion bei versäumter Anlagenregistrierung .....	15
4.	Stärkung der Clearingstelle EEG .....	16
5.	Regelung zur Anlagenzusammenfassung.....	17
6.	Anlagenbegriff.....	18
7.	Einschränkung des Abweichungsverbotes .....	19
8.	Sonstige Änderungen bei der finanziellen Förderung .....	19
9.	Erleichterung bei Veröffentlichungspflichten für EVU und VNB .....	19
10.	Regionálnachweise.....	20
11.	Folgen des Messstellenbetriebsgesetzes für Anlagenbetreiber .....	20
B.	Windenergie an Land .....	22
I.	Ausschreibungsvolumen für Windenergie onshore.....	22
II.	Besondere Zuschlagsvoraussetzungen für das Netzausbaubereich .....	23
III.	Späte Ausschreibung .....	23
IV.	Einstufiges Referenzertragsmodell.....	24
V.	Akteursvielfalt? Ausnahmeregelungen für Bürgerwindparks .....	26
VI.	Änderungen außerhalb der Ausschreibungen .....	29
C.	Photovoltaik.....	30
I.	Neues bei den Ausschreibungen für Solaranlagen .....	31
II.	Einspeisevergütung für Anlagen bis 750 kW .....	34
III.	Anpassung des Anlagenbegriffs .....	35
IV.	Ausblick: Förderung von Mieterstrommodellen? .....	36

D.	Biomasse .....	37
I.	Das Ausschreibungsvolumen .....	38
II.	Das Ausschreibungsdesign .....	38
1.	Ausschreibungsverfahren .....	39
2.	Besonderheiten für Bestandsanlagen .....	40
III.	Förderung außerhalb von Ausschreibungen .....	43
E.	Windenergie auf See .....	44
F.	Wasserkraft.....	45
G.	Speicher und Sektorenkopplung.....	45
I.	Keine neue Definition – Speicher bleiben Letztverbraucher.....	45
II.	EEG-Umlage bei Speichern: Ende der Doppelbelastung .....	46
III.	Eigenversorgungsverbot: Neue Einschränkung für dezentrale Speicherkonzepte .....	49
IV.	Neuregelung zu zuschaltbaren Lasten: Künftig auch für Stromspeicher interessant? .....	50
H.	Eigenversorgung und Besondere Ausgleichsregelung .....	51

## A. Änderungen für alle Energieträger

### Kurz und knapp

Statt über einen gesetzlich festgelegten Fördersatz bzw. Preis wird der Ausbau der erneuerbaren Energien zukünftig über festgelegte Mengen bzw. Ausschreibungsvolumina gesteuert und damit auch begrenzt. Für neue Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW (Windenergie an Land und Solarenergie) bzw. 150 kW (Biomasse) wird die Förderhöhe künftig zunächst in technologiespezifischen Ausschreibungen ermittelt werden. Bei Bestands-Biomasseanlagen gilt dagegen keine solche Leistungsgrenze. Auch kleine Anlagen (< 150 kW) können hier an den Ausschreibungen teilnehmen. Zudem sollen bei der Wind- und Solarenergie energieträgerübergreifende Ausschreibungen getestet werden.

Nur wer einen Zuschlag erhält, bekommt auch eine Förderung nach dem EEG. Bei den Ausschreibungen findet in den allermeisten Fällen das sogenannte pay-as-bid-Verfahren (Gebotspreisverfahren) Anwendung: Für den bezuschlagten Strom erhält ein Anlagenbetreiber – unabhängig von der Höhe der Gebote der Wettbewerber – den Preis, für den er seinen Strom angeboten hat. Lediglich für kleine Bestands-Biogasanlagen und Bürgerenergiegesellschaften gilt künftig das sogenannte uniform pricing (Einheitspreisverfahren). In diesen Fällen orientiert sich die Förderung am höchsten noch bezuschlagten Gebot der jeweiligen Ausschreibungsrunde.

Neben den Regeln für die Teilnahme an Ausschreibungen enthält das EEG 2017 auch weitere wichtige Änderungen, die alle Energieträger betreffen, z.B. zu Stromspeichern, zum Verbot der Doppelförderung durch EEG und Stromsteuergesetz, zu Innovationsausschreibungen sowie zur Rolle der Clearingstelle EEG.

In letzter Sekunde wurde zudem eine Verordnungsermächtigung für Mieterstrommodelle aufgenommen.

Die wichtigste Entwicklung ist die mit dem EEG 2017 weiter forcierte Umstellung der Förderung auf eine **Mengensteuerung** und die Ermittlung der Förderhöhe in **Ausschreibungen**. Doch auch sonst ändert sich mit dem EEG 2017 einiges. Dabei wird das EEG 2017 wie bereits das EEG 2014 im Grundsatz für sämtliche Neu- und Bestandsanlagen gelten – mit zahlreichen Ausnahmen in den

Übergangsbestimmungen. Es tritt am 1. Januar 2017 in Kraft, entfaltet jedoch teilweise jedoch auch Auswirkungen in die Vergangenheit.

Im Folgenden haben wir für Sie einige **wichtige technologieübergreifende Änderungen** gegenüber der bislang geltenden Rechtslage zusammengestellt, die für alle erneuerbaren Energien gelten werden.

## I. Mengensteuerung – Deckelung des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Nach dem EEG 2017 sollen die bereits im EEG 2014 angelegten **Ausbauziele** (Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 sowie 55 bis 60 Prozent in 2035) durch Festlegung entsprechender Ausschreibungsvolumen **zielgenau erreicht** werden.

Zur Einhaltung des Gesamt-Ausbauziels sieht § 4 EEG 2017 verschiedene **Ausbauziele** für die Energieträger Wind- und Solarenergie sowie Biomasse (inklusive Biogas) vor:

### ☺ Windenergie an Land:

- Zubau von 2.800 MW (brutto) in den Jahren 2017 bis 2019
- Zubau von 2.900 MW (brutto) ab dem Jahr 2020

### ☺ Windenergie auf See:

- Steigerung auf 6.500 MW bis 2020
- Steigerung auf 15.000 MW bis 2030

### ☺ PV:

- Zubau von 2.500 MW (brutto) pro Jahr

### ☺ Biomasse:

- Zubau von 150 MW (brutto) in den Jahren 2017 bis 2019
- Zubau von 200 MW (brutto) in den Jahren 2020 bis 2022

## II. Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen

### Kurz und knapp

Für neue Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW (Windenergie auf Land und PV) bzw. mehr als 150 kW (Biomasse) wird nach dem EEG 2017 die Förderhöhe grundsätzlich durch Ausschreibungen ermittelt. Auch für Windenergieanlagen auf See werden Ausschreibungen eingeführt.

Bei Windenergieanlagen an Land wird die Förderhöhe nach einem zukünftig einstufigen Referenzertragsmodell an die Güte des Standorts angepasst.

Ausgenommen von der Ausschreibungspflicht sind Windenergieanlagen an Land sowie Biomasse- bzw. Biogasanlagen allerdings dann, wenn sie noch 2016 genehmigt und bis 2018 in Betrieb genommen worden sind. Auch Pilotwindenergieanlagen an Land müssen grundsätzlich nicht an Ausschreibungen teilnehmen.

### 1. Hintergründe und Ziele

Das EEG 2017 soll zu Ende führen, was mit dem EEG 2014 begonnen wurde. Die Höhe, in der die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gefördert wird, wird künftig nicht mehr gesetzlich festgelegt, sondern im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt.

Ziel der Ausschreibungen ist die **wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe**. Der Gesetzgeber legt nicht mehr den „Preis“ (Vergütungssätze) fest und versucht, so die Menge (Ausbau) zu steuern, sondern legt über das **Ausschreibungsvolumen** die Menge neuer Anlagen fest, die gebaut werden sollen. Die Preisbildung soll dann dem Markt überlassen werden: Die Teilnehmer an der Ausschreibung bieten auf den „anzulegenden Wert“, anhand dessen sich die Höhe der für den direkt vermarkteten Strom zu zahlenden Marktprämie (in ct/kWh; für 20 Jahre ab der Inbetriebnahme) bestimmt. Die Preisfindung ist allerdings nicht völlig frei, da der Gesetzgeber einen Gebotshöchstpreis festlegt und insoweit regulierend eingreift.

Mit der Umstellung auf Ausschreibungen kommt die Bundesregierung grundsätzlich europäischen Vorgaben nach. Die EU-Kommission hat in ihren **Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020** festgelegt, dass seit dem 1. Januar 2017 die Förderung der erneuerbaren Energien im Regelfall durch Ausschreibungen erfolgen muss. Ausnahmen sehen die Beihilfe-Leitlinien allerdings für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 1 MW (bei Wind: 6 MW

oder 6 Erzeugungseinheiten) und in begründeten Sonderfällen vor. Diese Möglichkeiten schöpft das EEG 2017 nicht aus.

Erste Erfahrungen sammelte die Bundesregierung mit der **Pilotausschreibung für PV-Freiflächenanlagen**. Diese begann im Frühjahr 2015 und umfasste im letzten Jahr drei Ausschreibungsrunden mit einem Volumen von jeweils 200 MW. Die Bundesregierung wertete diese Ausschreibungen als Erfolg, da die bezuschlagten Gebote niedriger waren als die im EEG vorgesehenen Fördersätze.

Entscheidend wird allerdings sein, wie viele der geplanten und bezuschlagten Projekte auch tatsächlich umgesetzt werden (**Realisierungsrate**). Dementsprechend kann auch die hoch umstrittene Frage, ob Ausschreibungen geeignet sind, die Ausbauziele zu erreichen und gleichzeitig die Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien zu senken, erst zu einem späteren Zeitpunkt beantwortet werden.

## 2. Ausschreibungen für alle erneuerbaren Energien?

Ausschreibungen wird es für große PV-Anlagen, Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See und Biomasseanlagen geben. Diese als **Volumensträger der Energiewende** bezeichneten Technologien sollen maßgeblich zum Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen.

Ausgenommen von den Ausschreibungspflichten sind **neue Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kW (Windenergie an Land und PV) bzw. bis zu 150 kW (Biomasseanlagen)**. Für diese Anlagen wird die Förderhöhe weiterhin gesetzlich bestimmt.

Im Bereich Solarenergie fallen nunmehr weitere Flächen und große Dachanlagen unter die Ausschreibungspflicht (siehe unten C.). Auch für die Biomasse (inklusive Biogas) enthält das EEG 2017 Regelungen zur Ausschreibung (siehe unten D.). Dabei wird auch für Bestandsanlagen die Möglichkeit eröffnet, künftig an Ausschreibungen teilzunehmen und so ihren Förderzeitraum zu verlängern. Für Windenergieanlagen auf See wurde hingegen gemeinsam mit dem EEG 2017 ein eigenes Gesetz, das **Windenergie-auf-See-Gesetz** beschlossen. Darin werden die Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See gesondert geregelt (siehe unten E.). Hintergrund ist, dass das Ausschreibungsdesign von demjenigen der übrigen Energieträger erheblich abweicht. Insbesondere ist dort eine enge **Verzahnung mit dem Bauplanungs- und Genehmigungsrecht** vorgesehen. Bei den Energieträgern **Wasserkraft, Geothermie, Deponiegas, Klärgas und Grubengas** schätzt das BMWi die Wettbewerbssituation hingegen als zu gering ein, um Ausschreibungen sinnvoll durchführen zu können.



### 3. Teilnahmevoraussetzungen

Um an der Ausschreibung teilnehmen zu können, müssen die Projekte bereits einen gewissen **Realisierungsgrad** erreicht haben. Welche „materiellen Präqualifikationsanforderungen“ genau erfüllt sein müssen, ist von Energieträger zu Energieträger unterschiedlich.

Wird ein Projekt, für das ein Zuschlag erteilt worden ist, nicht innerhalb einer gesetzlich festgelegten Frist realisiert, muss der Bieter eine **Pönale** zahlen. Zur Absicherung dieser Zahlungspflicht muss bereits bei Teilnahme an der Ausschreibung eine Sicherheit (sogenannter **bid bond**) hinterlegt werden. Auch diese Sicherheiten unterscheiden sich von Energieträger zu Energieträger.

### 4. Ablauf des Ausschreibungsverfahrens

Für die jeweiligen Technologien werden die Ausschreibungsbedingungen im Einzelnen detailliert gesondert festgelegt (siehe für die einzelnen Energieträger unten). Allerdings ist eine Reihe von Vorgaben für alle Technologien identisch:

- 🕒 Sämtliche Ausschreibungen werden zentral von der **Bundesnetzagentur** durchgeführt.
- 🕒 Ausgeschrieben wird der anzulegende Wert, der auch weiterhin die Grundlage für die **gleitende Marktprämie** bildet.
- 🕒 Jeder Bieter erhält den anzulegenden Wert, den er in seinem Gebot angegeben hat (**Gebotspreisverfahren oder „pay-as-bid-Verfahren“**). Jeder Bieter erhält dementsprechend einen individuellen Fördersatz. Das **Einheitspreisverfahren („uniform-pricing-Verfahren“)** soll nur in Ausnahmefällen (Bürgerwindparks und kleine Bestands-Biogasanlagen) zur Anwendung kommen.
- 🕒 Das Ausschreibungsverfahren läuft im Einzelnen wie folgt ab:
  - Die Ausschreibungen werden bis spätestens vor Ablauf der sechsten Kalenderwoche vor dem jeweiligen Gebotstermin auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekanntgemacht. In der **Bekanntmachung** werden im Wesentlichen der Gebotstermin, das Ausschreibungsvolumen und der maximal erzielbare Höchstwert angegeben.
  - Eine **Rücknahme** eines einmal abgegeben Gebots ist nur bis zum Gebotstermin zulässig. Danach sind die Bieter an ihr Gebot gebunden.
  - Für ein Gebot muss der Bieter bei der Bundesnetzagentur eine **Sicherheit** leisten, deren Höhe je nach Energieträger unterschiedlich ist. Die Sicherheit kann in Form einer Bürgschaft oder einer Zahlung eines Geldbetrages an die Bundesnetzagentur geleistet werden.

- Nach dem **Gebotstermin** wertet die Bundesnetzagentur die Ergebnisse aus und gibt diese bekannt.
- Entscheidend für den **Zuschlag** ist allein der Gebotswert, also der angebotene Preis, für den eine kWh Strom erzeugt und in das Netz eingespeist wird. Der Bieter mit dem geringsten Gebotswert erhält den Zuschlag für die angebotene Leistung. Berücksichtigt werden alle Gebote, von dem geringsten Gebot aufwärts, bis die ausgeschriebene Leistung erreicht ist. Bei gleichen Gebotswerten erhält der Bieter mit der geringeren Gebotsmenge vorrangig den Zuschlag.
- Die **Realisierungsfrist** von Zuschlagserteilung bis zur Inbetriebnahme der Anlage ist abhängig vom jeweiligen Energieträger (siehe jeweils die nachstehenden Abschnitte).
- Wenn nicht für das gesamte Volumen einer Ausschreibungsrunde Zuschläge erteilt werden konnten oder bei Solaranlagen geforderte Zweitsicherheiten nicht geleistet wurden, wird das Ausschreibungsvolumen bei einer der nächsten Ausschreibungsrunden entsprechend erhöht. **Nicht ausgeschöpfte Zubauvolumina** „verfallen“ also nicht.

## 5. Sonderregeln für die Bürgerenergie

Kleine Akteure (z.B. kleine Projektentwickler und Bürgerenergieprojekte) sind im Ausschreibungsmodell gegenüber größeren Unternehmen aus mehreren Gründen im Nachteil. Unter anderem können sie das Risiko, keinen Zuschlag zu einem angemessenen Preis zu erhalten, nicht auf mehrere Projekte streuen. Dementsprechend können sie auch hinsichtlich der für die Projektentwicklung entstehenden Kosten nicht gleichermaßen ins Risiko gehen.

Sowohl im EEG 2017 als auch an anderer Stelle wird seitens des Gesetzgebers stets betont, dass der **Erhalt der Akteursvielfalt** dem Gesetzgeber ein besonderes Anliegen ist. Für die Ausschreibungen im Bereich Windenergie an Land enthält das EEG 2017 eine Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften (hierzu ausführlich unten, B. V.).

## 6. Ausschreibungen going international

Auch die Internationalisierung der EEG-Förderung nimmt mit dem EEG 2017 schärfere Konturen an. Nach den Vorgaben der Europäischen Kommission müssen in den Ausschreibungen Anlagen im Staatsgebiet der Europäischen Union im Umfang von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung bezuschlagt werden können. In Zukunft sollen in internationalen Ausschreibungen bezuschlagte Mengen installierter Leistung jeweils auf das jährliche Ausschreibungsvolumen des betroffenen Energieträgers im Inland angerechnet werden.

Diese Öffnung gilt allerdings nur für solche Mitgliedsstaaten, die vergleichbare Ausschreibungen für Anlagen in Deutschland öffnen und mit denen eine entsprechende völkerrechtliche Vereinbarung besteht. Neben der gegenseitig geöffneten Ausschreibung sind grundsätzlich auch gemeinsame Ausschreibungen der Kooperationsstaaten möglich. Zudem muss der Strom einen tatsächlichen Effekt auf den deutschen Strommarkt haben („physischer Import“).

Die rechtlichen Grundlagen für die Durchführung von grenzüberschreitenden Ausschreibungen sind in der bereits am 15. Juli 2016 in Kraft getretenen **„Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV)“** aufgeführt. Eine erste grenzüberschreitende Pilotausschreibung für PV-Freiflächenanlagen ist bereits in Deutschland und Dänemark durchgeführt worden. Insgesamt hatten sich in der fast fünffach überzeichneten Ausschreibungsrunde 43 Projekte beworben. Der Gebotswert der bezuschlagten Projekte liegt bei 5,38 ct/kWh. Dabei gingen alle Zuschläge in der deutschen Ausschreibungsrunde an Anlagen mit einem Standort in Dänemark (siehe hierzu unseren [Newsletter III.2016](#)).

## **7. Ausblick: Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen**

In den Jahren 2018 bis 2020 sollen energieträgerübergreifende gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen im Umfang von 400 MW pro Jahr durchgeführt werden (§§ 39i und 88c EEG 2017). Erstmal werden dann also die erneuerbaren Energien im direkten Vergleich aufeinandertreffen. Dabei soll sichergestellt werden, dass ein hinreichend diversifizierter Zubau erfolgt und die allgemeinen Ausbauziele für Strom aus erneuerbaren Energien nicht gefährdet werden. Die in den gemeinsamen Ausschreibungen erteilten Zuschläge werden energieträgerspezifisch beim Ausschreibungsvolumen der Windenergieanlagen an Land und der Solaranlagen berücksichtigt. Die Einzelheiten sollen bis zum 1. Mai 2018 in einer Rechtsverordnung geregelt werden.

## **8. Ausblick: Innovationsausschreibungen**

Energieträgerübergreifende „Innovationsausschreibungen“ sollen in den Jahren 2018 bis 2020 zur Förderung „besonders netz- oder systemdienlicher technischer Lösungen“ führen (§§ 39j und 88d EEG 2017). Auch Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien sollen daran teilnehmen können. Teilnahmeberechtigt sollen u.a. „innovative Ansätze zum Bau und Betrieb systemdienlich ausgelegter Anlagen“, „innovative Beiträge von Anlagen zu einem optimierten Netzbetrieb mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“, „innovative Ansätze zur Steigerung der Flexibilität“ und „innovative Ansätze zur Minderung der Abregelung von Anlagen“ sein. Als Ausschreibungsvolumen sind für die Innovationsausschreibungen in den Jahren 2018 bis 2020 jeweils 50 MW vorgesehen. Die entsprechende Rechtsverordnung soll spätestens bis zum 1. Mai 2018 erlassen werden. Insbesondere für die Sektorenkopplung und Speicher dürfte das Instrument Chancen mit sich bringen.

## 9. Verbot der Eigenversorgung

Ein **Hindernis für die Eigenversorgung, Stromspeicher und Technologien der Sektorenkopplung (Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc.)** ist in § 27a EEG 2017 zu finden. Danach darf Strom aus Anlagen, die ihre Förderung in einer Ausschreibung ersteigert haben, nicht vom Anlagenbetreiber vor Ort selbst verbraucht werden. Bei einem Verstoß gegen die Regelung verringert sich der anzulegende Wert für den Strom aus der Anlage in dem gesamten Kalenderjahr auf Null. Durch diese Vorgabe sollen nach der Begründung der Norm Wettbewerbsverzerrungen ausgeschlossen werden. Ausnahmen von dem Eigenversorgungsverbot bestehen nach der im parlamentarischen Verfahren noch geänderten Fassung der Bestimmung immerhin für den Kraftwerkseigenverbrauch – hier weit gefasst –, Netzverluste, negative Preisphasen an der Strombörse und Zeiten der Abregelung durch den Netzbetreiber. Außerhalb dieser Grenzen wird durch die Regelung auch die Speicherung von Strom oder auch die Umwandlung in Gas oder Wärme (Power-to-X) durch den Anlagenbetreiber selbst ausgeschlossen, da in diesen Fällen nach herrschender Rechtsmeinung ebenfalls eine Eigenversorgung stattfindet. Die Direktlieferung an Dritte bleibt indessen jederzeit zulässig. Durch die Änderungen im parlamentarischen Verfahren wurde die Tragweite der Norm (ehemals als „Volleinspeisungsgebot“ bezeichnet) immerhin reduziert.

Gleichwohl führt das Eigenversorgungsverbot zu einer Einschränkung oder einem Ausschluss einer Vielzahl innovativer dezentraler Versorgungskonzepte, die andernfalls einen Beitrag zur System- und Netzdienlichkeit leisten könnten.

### III. Weitere wichtige Änderungen

Im Folgenden fassen wir die neben der Umstellung auf Ausschreibungen weiteren wichtigen Änderungen für alle Energieträger zusammen, die sich gegenüber dem EEG 2014 ergeben.

#### 1. Inkrafttreten und Übergangsregelungen für Bestandsanlagen

Das EEG 2017 ist am **1. Januar 2017 in Kraft getreten**. Die anfänglich in den ersten Entwürfen enthaltene rückwirkende Geltung bereits zum 1. Januar 2016 wurde also letztlich nicht umgesetzt. Dies ist aus juristischer Perspektive zu begrüßen, da das rückwirkende Inkrafttreten des EEG 2017 eine ganze Reihe schwieriger Auslegungsfragen und Rechtsunsicherheiten mit sich gebracht hätte.

Seit dem 1. Januar 2017 gilt das EEG 2017 grundsätzlich auch für **Bestandsanlagen** – jedoch bei Weitem nicht für alle. So bestimmen die **Übergangsregelungen**, dass das **EEG 2017 für Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014 nicht anwendbar** ist. Hier bleibt es bei der Anwendung des EEG 2014 (inklusive dessen Übergangsbestimmungen für ältere Bestandsanlagen). Jedoch bestehen Sonderregeln, nach denen wiederum einzelne Regelungen des EEG 2017 auch für diese älteren Bestandsanlagen anwendbar sind. So kommen etwa die Neuregelungen zum Anlagenbegriff bei

Solaranlagen (näher hierzu C. III.) für sämtliche Neu- und Bestandsanlagen zum Tragen, und zwar auch bereits rückwirkend bei der Jahresendabrechnung für 2016. Auch in die neue Abmilderung der Sanktion für versäumte Meldungen beim Anlagenregister (näher hierzu unten Abschnitt 3.) werden die älteren Bestandsanlagen einbezogen, ebenso wie in die nachträgliche Überprüfung des Referenzertrags für Windenergieanlagen (näher hierzu Abschnitt B.IV). Auf zahlreiche andere spezielle Neuregelungen verweist die Übergangsbestimmung für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014 dagegen nicht, was für die Praxis zahlreiche Anwendungsfragen und rechtliche Inkonsistenzen nach sich zieht. Es wäre zu wünschen, dass der Gesetzgeber die Übergangsbestimmungen noch einmal einer umfassenden Prüfung und ggf. Neuordnung unterzieht. In ihrer derzeitigen Form sind sie selbst für geübte Rechtsanwender kaum noch überschaubar.

## 2. Doppelförderungsverbot bei Stromsteuerbefreiung

Nach dem sog. **Doppelförderungsverbot** soll eine „Überförderung“ für die dezentrale Energieversorgung sowie die Stromentnahme aus einem Ökostromnetz vermieden werden. Betroffen sind Unternehmen, die im Rahmen einer regionalen Direktvermarktung eine Stromsteuerbefreiung in Anspruch nehmen sowie **Anlagenbetreiber mit kaufmännisch-bilanzieller Volleinspeisung**, die ihren Bezugsstrom stromsteuerbefreit geliefert bekommen.

Das ursprünglich äußerst restriktiv ausgestaltete Doppelförderungsverbot war mit dem im Sommer 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz bereits in das EEG 2014 aufgenommen worden – und zwar rückwirkend zum 1. Januar 2016. Nach der ursprünglichen Fassung des Doppelförderungsverbotes bestand ein Anspruch auf EEG-Vergütung nur dann, wenn nicht gleichzeitig „eine Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG für Strom, der durch das Netz geleitet wird, in Anspruch genommen wird“. Im Ergebnis bestand die Gefahr, dass zahlreiche Anlagenbetreiber für einen Teil des erzeugten Stroms ihren Vergütungsanspruch verlieren, nur weil sie (oder ggfs. auch ein Dritter) *kraft Gesetzes* für Ihren Bezugsstrom von einer Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 Stromsteuergesetz profitierten (vgl. hierzu noch unseren [Newsletter III.2016](#), S. 11 f.).

Mit den nun erfolgten Änderungen, die erst kurz vor Verabschiedung des Änderungsgesetzes vom zuständigen Ausschuss empfohlen worden sind, scheint diese Rechtsfolge sowohl für den Anwendungsbereich des EEG 2014 (Kalenderjahr 2016) als auch für das EEG 2017 abgewendet:

Die Stromsteuerbefreiung hat nun nicht länger zur Folge, dass der Vergütungsanspruch für eine entsprechende Strommenge vollständig entfällt. Vielmehr ist das sog. **Anrechnungsmodell** in das Gesetz aufgenommen worden. Danach verringert sich der Anspruch auf die EEG-Vergütung „um die Höhe der pro Kilowattstunde gewährten Stromsteuerbefreiung“. Das Anrechnungsmodell findet dabei rückwirkend zum 1. Januar 2016 Anwendung. Es ist allerdings ein beklagenswerter Zustand, dass der Gesetzgeber die in ihrer wirtschaftlichen Existenz bedrohten Anlagenbetreiber derart lange hat zittern

lassen – und dies, obwohl zahlreiche Verbände und Branchenvertreter bereits unmittelbar nach den ersten Entwürfen des Strommarktgesetzes im November 2015 (!) auf die verheerenden Folgen der Regelung aufmerksam gemacht hatten.

Auch wenn die schlimmsten Befürchtungen letztlich abgewendet werden konnten: Die neue Regelung wirft neue Fragen auf.

Nach dem Wortlaut verringert sich der anzulegende Wert nur für solchen Strom, der durch ein Netz durchgeleitet wird und der von der Stromsteuer befreit ist. Dies trifft beispielsweise auf Strom zu, der in EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 MW erzeugt und dann im Rahmen einer sog. regionalen Direktvermarktung an Letztverbraucher in einem Umkreis von 4,5 km von der Anlage geleistet wird. Hintergrund ist, dass derartige Strom unter Umständen mit der Marktprämie gefördert wird und zugleich nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 StromStG von der Stromsteuer befreit ist.

Dem Wortlaut der Regelung lässt sich hingegen nicht entnehmen, dass sich die EEG-Vergütung auch dann verringert, wenn der in der Anlage erzeugte Strom kaufmännisch-bilanziell in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird und im Gegenzug kaufmännisch-bilanziell anderer **Strom aus dem Netz** bezogen wird. Denn in diesem Fall ist nicht der in der Anlage erzeugte und in das Netz eingespeiste, sondern allenfalls der aus dem Netz bezogene Strom von der Stromsteuer befreit (etwa nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 StromStG). Einziger Anhaltspunkt für die Annahme, dass auch derartige Fälle von der Regelung umfasst sein sollen, sind die Regierungsbegründungen zum Strommarktgesetz und zum Entwurf des EEG 2017. Mit dem Änderungsgesetz sind beide Regelungen jedoch komplett neu gefasst worden. Der Begründung der Ausschussdrucksache, mit der die Neuregelung Eingang in das Änderungsgesetz gefunden hat, lässt sich kein Hinweis auf einen über den Wortlaut hinausgehenden Anwendungsbereich entnehmen.

Unklar erscheint auch, ob das Doppelförderungsverbot bei jeder Art der Stromsteuerbefreiung greift oder nur bei solchen Steuerbefreiungen, deren Zweck die Förderung der dezentralen oder erneuerbaren Erzeugung von Strom ist. Während das Strommarktgesetz und der ursprüngliche Entwurf noch eine Begrenzung auf die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 3 StromStG vorsahen, ist die nunmehr geltende Regelung offen formuliert. Allerdings ergibt sich aus der Begründung der Ausschussdrucksache, dass Fälle in denen keine Stromsteuerbefreiung, sondern nur eine Stromsteuerreduzierung nach dem Stromsteuergesetz vorliegt, vom Verbot nicht erfasst sein sollen. Damit dürften jedenfalls die Entlastungen nach §§ 9b und 10 StromStG gemeint sein. Zudem nennt die Begründung ausdrücklich nur § 9 Absatz 1 Nummer 1 und 3 StromStG, so dass nach wie vor davon auszugehen ist, dass eine Befreiung nach **§ 9 Absatz 1 Nummer 2 StromStG (Strom zur Stromerzeugung)** nicht vom Doppelförderungsverbot umfasst ist.

Zu guter Letzt ist auch die Rechtsfolge unklar. Nach dem Wortlaut der Regelung soll sich der anzulegende Wert „**um die Höhe der pro Kilowattstunde gewährten Stromsteuerbefreiung**“ verringern. Das Gesetz schweigt allerdings zu der Frage, wie die Höhe der Stromsteuerbefreiung zu ermitteln ist. Es spricht viel dafür, dass insoweit nicht von dem Delta zwischen vollständiger Steuerbefreiung und dem gesetzlichen Regelsteuersatz (2,05 ct/kWh) auszugehen ist, sondern danach zu fragen ist, in welcher Höhe die Stromsteuer hätte gezahlt werden müssen, wenn der Strom nicht von der Steuer befreit gewesen wäre. Jede andere Auslegung hätte zur Folge, dass der Anlagenbetreiber aufgrund der vollständigen Befreiung von der Stromsteuer im Ergebnis schlechter stünde, als wenn der Strom nicht von der Steuer befreit gewesen wäre. Denn nach derzeitiger Praxis der Hauptzollämter wird ein Entlastungsantrag für die Strommenge, die von der Stromsteuer kraft Gesetzes befreit ist, abgelehnt. Dem Anlagenbetreiber, der den Strom stromsteuerbefreit bezieht, wäre es daher – trotz einer Kürzung des anzulegenden Wertes um 2,05 ct/kWh – nicht möglich, zusätzlich Entlastungsanträge zu stellen. Bei der Ermittlung der konkreten Höhe der Kürzung des anzulegenden Wertes sind daher im Rahmen einer **hypothetischen Betrachtung nachträgliche Steuerentlastungen**, etwa nach § 9b StromStG oder gemäß § 10 StromStG, zu berücksichtigen. Ob sich diese Auffassung bei den zuständigen Netzbetreibern bzw. den Gerichten durchsetzen wird, bleibt allerdings abzuwarten.

### 3. Abmilderung der Sanktion bei versäumter Anlagenregistrierung

Des Weiteren werden die Regelungen zu **Rechtsfolgen und Sanktionen** umstrukturiert und teilweise neu gefasst. Hervorzuheben ist dabei insbesondere, dass die Sanktionierung der **Melde- und Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA)** abgemildert werden sollen. Künftig wird – sofern die Mitteilungspflichten gegenüber dem Netzbetreiber erfüllt sind – die Förderung statt wie bislang auf null nur noch um 20 Prozent gekürzt, wenn die Anlagenbetreiber ihren Registrierungsspflichten beim Anlagenregister nicht nachkommen (§ 52 Absatz 3 EEG 2017). Dies ist angesichts der teilweise verheerenden Folgen der bisherigen Regelungen (siehe hierzu unsere Aktuelles-Meldung vom [19. Januar 2016](#)) ein deutlicher Fortschritt.

Erfreulich ist, dass diese Erleichterung auch für **Bestandsanlagen** und vor allen Dingen **rückwirkend** greift: Für sämtlichen Strom, der seit dem 1. August 2014 in das Netz eingespeist wurde, gilt die abgemilderte Sanktion für versäumte Registrierungen. Anlagenbetreiber, die aufgrund versäumter Registermeldungen bereits Vergütungseinbußen hinnehmen mussten, sollten sich jetzt um die **Rückforderung der überzahlten Sanktionsbeträge** beim Netzbetreiber bemühen. Zinsen können hierfür jedoch erst seit dem 1. Januar 2017 gefordert werden, da das Gesetz die Fälligkeit der Rückzahlungsansprüche ausdrücklich auf diesen Zeitpunkt festlegt. Letzteres gilt nach der jetzigen Systematik und dem Wortlaut der Übergangsbestimmungen allerdings nur für Anlagen mit einer Inbetriebnahme zwischen dem 1. August 2014 und dem 1. Januar 2016 – hierbei dürfte es sich jedoch



um ein gesetzgeberisches Versehen handeln. Anlagenbetreiber, deren Fall bereits von einem Gericht rechtskräftig entschieden wurde, können von der neuen Regelung insgesamt leider nicht mehr profitieren.

Die Sanktionen können trotz der Absenkung auf „nur noch“ 20 Prozent auch zukünftig existenzbedrohende Wirkung entfalten. Es bleibt daher für Anlagenbetreiber zwingend erforderlich, sich hinsichtlich der Meldepflichten laufend auf dem aktuellen Stand zu halten und sie mit größtmöglicher Sorgfalt umzusetzen.

Auch die **Meldepflichten bei der Eigenversorgung** und ihre Sanktionierung wurden im EEG 2017 überarbeitet. Sehen Sie hierzu im Einzelnen unten Abschnitt H.

#### 4. Stärkung der Clearingstelle EEG

Der Gesetzgeber will Anlagenbetreiber, die auf eine Entscheidung oder Empfehlung der **Clearingstelle EEG** vertraut haben, künftig besser schützen. So soll in einer neuen Regelung geklärt werden, was passiert, wenn sich die Rechtsauffassung der Clearingstelle EEG als unzutreffend erweist oder der BGH und die Clearingstelle EEG in EEG-Fragen nicht einig sind – wie in der Vergangenheit sehr zum Leidwesen der Praxis immer wieder geschehen (vgl. § 57 Absatz 5 Satz 2 EEG 2017).

Es gilt der Grundsatz, dass Netzbetreiber Förderbeträge, die sie im Widerspruch zu einem späteren anderslautenden **BGH-Urteil** oder sonst in irgendeiner Abweichung vom EEG zu viel an Anlagenbetreiber ausgezahlt haben, wieder zurückfordern müssen. Nach Inkrafttreten des EEG 2017 kann der Anlagenbetreiber nun eine **Einrede gegen den Rückforderungsanspruch** erheben, wenn die Rückforderung auf einem BGH-Urteil in anderer Sache beruht und die bisherige Förderung im Einklang mit der Rechtsauffassung der Clearingstelle EEG stand. Das Vertrauen von Anlagenbetreibern auf Äußerungen der Clearingstelle EEG soll damit zukünftig solange geschützt werden, bis der BGH etwas Anderes entscheidet. Ab dem Zeitpunkt des BGH-Urteils bleibt jedoch auch zukünftig allein die Meinung des BGH maßgeblich.

Die Regelung wurde im parlamentarischen Verfahren mehrfach geändert und zunehmend klarer gefasst. Sie wirft dennoch auch in der letztlich in Kraft getretenen Fassung einige Fragen auf. Insbesondere stellt sich die Frage, wie es – auch verfassungsrechtlich – zu beurteilen ist, dass die Regelung im Ergebnis Spielräume für eine uneinheitliche Rechtsanwendung lässt. Auch stellt sich die Frage, ob die Einrede nur gegen Rückforderungen auf Grundlage von BGH-Urteilen erhoben werden kann oder auch gegen Rückforderungen, die auf untergerichtlichen Urteilen in anderer Sache beruhen. Zur Vermeidung von widersprüchlichen Ergebnissen liegt die letztere Auslegung nahe, entspricht aber nicht dem Wortlaut der Regelung.



Es bleibt abzuwarten, wie die neue Regelung letztlich angewandt wird. Bei Rückforderungen von Netzbetreibern sollte seitens des Anlagenbetreibers nunmehr allerdings in jedem Einzelfall qualifiziert geprüft werden, ob sich in der Vielzahl von Entscheidungen, Empfehlungen und Hinweisen der Clearingstelle EEG eine auf den konkreten Fall anwendbare Entscheidung findet, mit der die neue **Einrede gegen die Rückforderung** erhoben werden kann. Dies betrifft grundsätzlich nicht nur Rückforderungsansprüche von Netzbetreibern, die nach Inkrafttreten des EEG 2017 geltend gemacht werden, sondern auch bereits laufende Auseinandersetzungen. Die Regelung dürfte auch dann anwendbar sein, wenn es sich um Bestandsanlagen und um bereits vor dem 1. Januar 2017 entstandene Rückforderungsansprüche handelt – auch wenn die Übergangsbestimmungen wieder einmal widersprüchlich und unklar erscheinen.

## 5. Regelung zur Anlagenzusammenfassung

Auch die Regelung zur **fiktiven Anlagenzusammenfassung** (§ 19 EEG 2009/2012, [§ 32 EEG 2014](#)) bei der Förderberechnung wurde geändert. Sie findet sich nunmehr in § 24 EEG 2017. Die Regelung gewinnt zukünftig noch stärker als bislang an Bedeutung. Denn im EEG 2017 dient sie nicht nur dazu, wie bislang die Größe der Anlage für die Berechnung der Förderung zu bestimmen. Vielmehr ist die Regelung zur fiktiven Anlagenzusammenfassung künftig auch für die Frage heranzuziehen, ob die Leistungsgrenze für die Teilnahmepflicht an den Ausschreibungen überschritten ist (Wind/PV: 750 kW; Biomasse 150 kW).

Zum ersten wurde die Regelung zur **räumlichen Situation** der zusammenzufassenden Anlagen geändert. So soll es künftig darauf ankommen, ob sich mehrere Anlagen „auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe“ befinden (§ 24 EEG 2017). Was mit dieser Änderung beabsichtigt wird, ist unklar, zumal sie in der Begründung nicht näher thematisiert wird. Dort findet sich lediglich die Behauptung, dass die neue Regelung [§ 32 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014](#) „entspricht“. Die Neuregelung wirft eine Reihe von Fragen auf, da das EEG inzwischen eine ganze Fülle unterschiedlicher örtlicher Bezugsbegriffe enthält, die allesamt nicht näher definiert sind: Was genau ist unter dem „Betriebsgelände“ zu verstehen? Wie grenzt es sich ab zum „Grundstück“, zur „unmittelbaren räumlichen Nähe“, zum „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ (vgl. etwa [§ 5 Nummer 12 EEG 2014](#)), zum „räumlichen Zusammenhang“ (vgl. etwa [§ 40 Absatz 4 Nummer 1](#) und [§ 61 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 EEG 2014](#)) und zum „Standort“ (vgl. etwa [§ 51 Absatz 4](#), [§ 61 Absatz 3 Satz 2 Nummer 3](#), [§ 64 Absatz 5 EEG 2014](#))? Und wie all diese Begriffe wiederum untereinander? Auch bleibt unklar, wieso in der Parallel-Regelung zur Anlagenzusammenfassung im Rahmen der technischen Vorgaben (vgl. [§ 9 Absatz 3 EEG 2014](#)) keine entsprechende Änderung vorgenommen wurde.

Immerhin enthält die Regelung zur Anlagenzusammenfassung aber nunmehr eine Klarstellung, dass **Solaranlagen auf Gebäuden und Freiflächen nicht zusammenzufassen** sind. Ob und inwieweit dies

auch für Solaranlagen auf **sonstigen baulichen Anlagen** gilt, bleibt nach dem Gesetzeswortlaut unklar. Hieraus könnte man entweder ableiten, dass Solaranlagen auf baulichen Anlagen sowohl mit Freiflächenanlagen als auch mit Gebäudeanlagen zusammengefasst werden (und damit über bauliche Anlagen auch eine „Verklammerung“ von Freiflächen- und Gebäudeanlagen in Betracht kommt) als auch, dass eine Zusammenfassung mit beiden Anlagenkategorien ausgeschlossen ist. Auch bleibt bereits unklar, ob Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen überhaupt der fiktiven Anlagenzusammenfassung unterliegen, da sie im EEG 2017 nicht in Abhängigkeit von der installierten Leistung gefördert werden – dies ist nach § 24 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014 aber Voraussetzung für eine Anlagenzusammenfassung. Rein nach dem Gesetzeswortlaut ließe sich also durchaus argumentieren, dass für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen für die Leistungsgrenze zur Ausschreibungspflicht stets nur das einzelne Modul zu betrachten ist und eine Zusammenfassung nach § 24 Absatz 1 EEG 2017 hier grundsätzlich nicht in Betracht kommt. Im Ergebnis könnten – dem Wortlaut nach – auf sonstigen baulichen Anlagen dann beliebig große Solaranlagen errichtet werden, ohne zuvor an der Ausschreibung teilzunehmen.

Weitere Unklarheiten, gegebenenfalls aber auch neue Spielräume, ergeben sich aus einer systematischen Umstellung im Zusammenhang mit der **10-MW-Grenze für Solarfreiflächenanlagen**. Für die Frage, ob mehrere Freiflächenanlagen in einer Gemeinde im Hinblick auf die 10-MW-Grenze zusammenzufassen sind, kommt es nach § 24 Absatz 2 EEG 2017 darauf an, ob sie in 2 km Abstand zueinander und innerhalb von 24 Monaten errichtet wurden. Aus der neuen Systematik und dem Wortlaut der einschlägigen Regelungen folgt, dass für den gesetzlichen Förderanspruch von Freiflächenanlagen mit einer installierten Gesamtleistung bis 750 kW die Anlagenzusammenfassung für die 10-MW-Grenze nicht mehr greift. Das würde bedeuten, dass beliebig viele Freiflächenanlagen mit einer jeweiligen Leistung von bis zu 750 kW auch im 2-km-Radius/24-Monats-Zeitraum förderfähig errichtet werden könnten, unabhängig von der 10-MW-Grenze. Dies kommt jedoch nur in Betracht, soweit eine Anlagenzusammenfassung nach § 24 Absatz 1 EEG 2017 ausgeschlossen ist.

## 6. Anlagenbegriff

Die Begriffsbestimmungen wurden im EEG 2017 erneut deutlich ausgeweitet. Gerade der seit jeher umstrittene Begriff der „**Anlage**“ und sein Zusammenspiel mit dem Begriff der „**Inbetriebnahme**“ war dabei jüngst erneut Gegenstand großer Diskussionen. So hatte ein viel beachtetes Urteil des Bundesgerichtshofs (BGH) zum PV-Anlagenbegriff auch zahlreiche Fragen für andere Technologien – etwa Biomasse- und Windenergieanlagen oder für Hybridkraftwerke – aufgeworfen (siehe hierzu unsere Aktuelles-Meldungen vom [1. Dezember 2015](#) und vom [7. Januar 2016](#)). Das EEG 2017 bringt nun wohl zumindest für Solaranlagen Klarheit (siehe hierzu unten C.III). Ob und wie das Urteil sich aber künftig auf andere Technologien auswirken wird, bleibt auch im EEG 2017 unbeantwortet. Auch bestehen nach wie vor zahlreiche offene Fragen hinsichtlich der konkreten förderrechtlichen

Auswirkungen bei Änderungen an EE-Anlagen, etwa, wenn Anlagen oder einzelne Elemente versetzt oder erweitert werden. Hier wird auch das EEG 2017 der Praxis bis auf weiteres keine Klarheit bringen. Der Gesetzgeber verlässt sich hier offensichtlich weiterhin auf Rechtsprechung, Praxis und Clearingstelle EEG und nimmt die damit verbundenen Risiken und Nebenwirkungen in Kauf.

## 7. Einschränkung des Abweichungsverbotes

Das **Abweichungsverbot** wird im EEG 2017 eingeschränkt. Nach diesem Grundsatz durfte bislang von den Vorgaben des EEG nicht zu Lasten des Anlagen- oder Netzbetreibers abgewichen werden (vgl. § 4 Absatz 2 EEG 2009/2012, [§ 7 Absatz 2 EEG 2014](#)). Im Wesentlichen sicherte das Abweichungsverbot die Einhaltung der Grundpflichten ab, die sich aus dem Vorrangprinzip und der Vergütungspflicht für Strom aus erneuerbaren Energien ergaben. Künftig können Anlagen- und Netzbetreiber grundsätzlich gemeinsam entscheiden, von den Vorgaben des EEG abzuweichen. Allerdings müssen sie sich dabei an gewisse Spielregeln halten. So müssen abweichende Regelungen klar und verständlich formuliert sein und dürfen keinen Vertragspartner unangemessen benachteiligen. Es muss sichergestellt sein, dass die EEG-Vorschriften die Vertragsbeziehung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber insgesamt prägen und schutzwürdige Belange nicht wesentlich beeinträchtigt werden. Höhere als die im EEG vorgesehenen Fördersätze dürfen nicht vereinbart werden. Die praktischen Auswirkungen dieser Änderung sind derzeit noch nicht absehbar. Sie könnte aber durchaus Möglichkeiten für individualisierte und passgenaue Regelungen je nach konkreter Einspeisesituation eröffnen.

## 8. Sonstige Änderungen bei der finanziellen Förderung

Der Anspruch auf die sogenannte **Ausfallvergütung** besteht künftig nur (noch) für drei aufeinanderfolgende Kalendermonate und insgesamt bis zu sechs Kalendermonate pro Kalenderjahr. Diese Regelungen sollen den Ausnahmecharakter der Ausfallvergütung unterstreichen. Insbesondere bei PV-Anlagen mit hoher Eigenverbrauchsquote war die Ausfallvergütung bislang als „Backup-Lösung“ zur Direktvermarktung angesehen worden. Diese Möglichkeit entfällt somit im EEG 2017.

Begrüßenswert ist dagegen die Klarstellung, dass künftig eine **Direktvermarktung an einen Letztverbraucher oder an der Strombörse auch unmittelbar durch den Anlagenbetreiber selbst** erfolgen kann. So wird eine Formulierung im EEG 2014 korrigiert, nach deren Wortlaut die für die Marktprämie erforderliche Fernsteuerung ausschließlich durch Dritte erfolgen konnte (vgl. [§ 36 Absatz 1 EEG 2014](#)).

## 9. Erleichterung bei Veröffentlichungspflichten für EVU und VNB

Bei den **Veröffentlichungspflichten** nach [§ 77 EEG 2014](#) enthält das EEG 2017 eine Erleichterung für Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) und Verteilnetzbetreiber (VNB): Künftig unterliegen nur noch die Übertragungsnetzbetreiber den Veröffentlichungspflichten auf ihrer Website nach

§ 77 EEG 2017, um das Verfahren zu vereinfachen und den bürokratischen Aufwand zu verringern. Dies ist insbesondere für kleinere EVU und VNB ein begrüßenswertes Signal.

## 10. Regionalnachweise

Neu ist außerdem, dass das EEG 2017 im Rahmen der Direktvermarktung die Möglichkeit zur **regionalen Grünstromkennzeichnung** von EE-Strom eröffnet. Hierzu hatte das BMWi bereits im März 2016 ein Eckpunktepapier vorgelegt (sehen Sie hierzu etwa unsere Meldung vom [14. März 2016](#)). Das EEG 2017 und die bereits umgesetzten Änderungen an der inzwischen aufgehobenen und in die neue [Erneuerbare-Energien-Verordnung](#) (Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes, EEV) integrierten Herkunfts- und Regionalnachweisverordnung enthalten nunmehr ein erstes Modell sowie eine weitergehende Verordnungsermächtigung für sogenannte **Regionalnachweise**. So können Stromkunden künftig im Rahmen der Stromkennzeichnung explizit darüber informiert werden, wenn der von ihnen gekaufte Strom aus Anlagen in ihrer Region stammt. Die Regionalkennzeichnung betrifft allerdings nur das „EEG-Tortenstück“ der Stromkennzeichnung. Die damit verbundene potenziell höhere Zahlungsbereitschaft soll dadurch ausgeglichen werden, dass bei der Nutzung von Regionalnachweisen die gesetzliche Förderung um 0,1 Cent pro Kilowattstunde gekürzt wird. Im Rahmen von Ausschreibungen geht die Bundesregierung davon aus, dass die höhere Zahlungsbereitschaft in die Angebote eingepreist wird.

## 11. Folgen des Messstellenbetriebsgesetzes für Anlagenbetreiber

Wir hatten bereits in unserem [Newsletter III.2016](#) darauf hingewiesen, dass am 2. September 2016 das **Messstellenbetriebsgesetz** in Kraft getreten ist – und mit ihm eine ganze Reihe von Änderungen für Anlagenbetreiber (die ausführliche Meldung können Sie außerdem [hier](#) abrufen). Eine wichtige Neuerung ist etwa der Übergang der **Grundzuständigkeit für den Messbetrieb** vom Anlagen- auf den Netzbetreiber sowie die umfassende Neuregelung des Pflichtengefüges im Messwesen. Anlagenbetreiber sollten sich mit ihren Netzbetreibern darüber abstimmen, wer künftig den Messstellenbetrieb übernimmt. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Anlagenbetreiber einen Dritten mit dem Messstellenbetrieb beauftragt hat oder diesen bislang selbst übernimmt.

Zudem werden künftig Erneuerbare-Energien-Anlagen in den sogenannten **Smart-Meter-Rollout** einbezogen, sie werden also künftig verpflichtend mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Das EEG 2017 enthält ergänzende Regelungen dazu, in welchem Verhältnis die Smart-Meter-Pflicht und die sonstigen technischen Vorgaben des EEG zueinander stehen. So wird in § 9 Absatz 7 EEG 2017 klargestellt, dass der Netzbetreiber das **Einspeisemanagement** nicht über das intelligente Messsystem vornehmen muss und hierfür ggf. weiterhin die bisherigen technischen Einrichtungen nutzen kann. Demgegenüber muss die **Fernsteuerung durch den Direktvermarkter** künftig

grundsätzlich über den Smart Meter erfolgen, allerdings gelten hierfür Übergangsfristen (§ 20 Absatz 3 EEG 2017). Als problematisch stellt sich hier einmal mehr dar, dass nach der Systematik der Übergangsregelungen des EEG 2017 diese Sonderregeln für die Nutzung intelligenter Messsysteme nur für Neuanlagen sowie Bestandsanlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 1. August 2014 gelten. Die entsprechenden Regelungen im für ältere Bestandsanlagen fortgeltenden EEG 2014 (vgl. dort §§ 9 Absatz 8, 36 Absatz 2) sind deutlich weniger detailliert und schreiben insbesondere nicht die Ausnahmen und Übergangsfristen der Regelungen im EEG 2017 fest. Hier wäre eine gesetzgeberische Klarstellung wünschenswert, dass die entsprechenden Bestimmungen im EEG 2017 für sämtliche Bestandsanlagen gelten.

## **Bewertung**

### **Was fehlt aus rechtlicher Sicht im EEG 2017?**

Bedauerlich ist, dass die Novelle nicht dazu genutzt worden ist, diverse in der Praxis problematische Unklarheiten zu beseitigen und mutigere Impulse für die Energiewende zu setzen. Das Gesetz enthält insoweit verschiedene Leerstellen. So hätte sich gerade die Windbranche vom EEG 2017 etwa eine Anpassung (bzw. Streichung) des [§ 24 EEG 2014](#) erhofft, der dafür sorgt, dass bei dauerhaft negativen Strompreisen an der Börse keine EEG-Förderung mehr ausgezahlt wird. Außerdem wäre eine Klarstellung des Begriffs der Eigenversorgung hinsichtlich der erforderlichen Personenidentität wünschenswert gewesen. Auch der unter dem EEG 2014 strittige Begriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ in der Definition der Eigenversorgung (vgl. [§ 5 Nummer 12 EEG 2014](#)) wird nicht angetastet (siehe hierzu unten H.). Insgesamt bleibt festzustellen, dass die erhebliche Komplexität der allgemeinen Regelungen des EEG und insbesondere der Übergangsbestimmungen für die Praxis zunehmend zum Problem wird. Die für die eigene Anlage anwendbare Gesetzesfassung mit allen Rückausnahmen und Zusatzregelungen ausfindig zu machen, ist für einen juristisch nicht geschulten und mit dem EEG nicht bereits intensivst vertrauten Rechtsanwender kaum noch zu leisten. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund drohender Sanktionen und der Risiken rechtlicher Streitigkeiten bedenklich. Aus Sicht der Praxis und angesichts des Gesetzesziels eines zunehmenden Ausbaus der erneuerbaren Energien wäre daher ein erhöhtes Maß an Rechtsklarheit und -sicherheit äußerst wünschenswert.

## B. Windenergie an Land

### Kurz und knapp

Die Windenergiebranche wird von den Änderungen des EEG 2017 durch die Umstellung auf die Mengensteuerung und Ausschreibungen am meisten betroffen sein. Gegenüber den vergangenen Jahren wird es nach dem Plan des Gesetzgebers zu einem deutlichen Rückgang der Ausbautzahlen kommen.

Zudem ist davon auszugehen, dass sich die Akteursvielfalt durch die Einführung von Ausschreibungen verringern wird. Immerhin versucht der Gesetzgeber, den Bedenken durch Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften zu begegnen. Ob diese geeignet sind, diesen Akteuren auch weiterhin eine relevante Teilhabe am Ausbau zu ermöglichen, bleibt abzuwarten. Erfüllt eine Gesellschaft die vorgesehenen Kriterien, so ist sie jedenfalls gegenüber den weiteren Teilnehmern an den Ausschreibungen privilegiert.

Der erheblich kritisierte § 24 EEG 2014 zur Reduzierung der Förderung bei negativen Preisen an der Börse bleibt zum Leidwesen der Branche als § 51 EEG 2017 bestehen.

Ein zukünftig einstufiges Referenzertragsmodell soll die Nutzung schwächerer Windstandorte ermöglichen.

### I. Ausschreibungsvolumen für Windenergie onshore

Für Windenergie an Land ist im EEG 2017 ein jährlicher Zubau von 2.800 MW (brutto) in den Jahren 2017 bis 2019 und 2.900 MW (brutto) ab dem Jahr 2020 vorgesehen. Diese Zahlen liegen deutlich unter den Zubauzahlen der letzten Jahre (2014: ca. 4,39 GW (netto); 2015: ca. 3,54 GW (netto)). Die ursprünglich vorgesehene „Weltformel“, nach der über den Zubau von Windenergieanlagen an Land die Einhaltung des Ausbaukorridors der erneuerbaren Energien insgesamt gesteuert werden sollte, ist indessen nicht mehr vorgesehen.

Im Jahr **2017** werden **drei Ausschreibungsrunden** stattfinden, wobei der erste Termin ein Volumen von 800 MW und der zweite und dritte Gebotstermin jeweils ein Volumen von 1.000 MW haben werden. In den Jahren 2018 und 2019 wird es vier Gebotstermine mit einem Volumen von jeweils 700 MW geben. Ab dem Jahr 2020 sollen schließlich an drei Gebotsterminen einmal 1.000 MW und zwei Mal 950 MW ausgeschrieben werden. Weiterhin enthält das EEG 2017 Anpassungsregelungen im Hinblick auf das Volumen ab dem Jahr 2018. Dieses verringert sich um die Summe der installierten Leistung von Anlagen, die in einer grenzüberschreitenden Ausschreibung einen Zuschlag erhalten

haben, sowie von Anlagen, die in einer gemeinsamen Ausschreibung mit Solaranlagen einen Zuschlag erhalten haben. Weiterhin wird vom Ausschreibungsvolumen die installierte Leistung der im Vorjahr erstmals vergüteten Pilotwindenergieanlagen an Land abgezogen. Im Gegenzug erhöht sich das Volumen um die installierte Leistung, für die im Vorjahr – mangels Angeboten – gegebenenfalls kein Zuschlag erteilt werden konnte. Unverständlicher Weise nicht vorgesehen ist auch in der Endfassung des EEG 2017 eine dahingehende Berücksichtigung der bezuschlagten aber innerhalb der vorgesehenen Fristen nicht realisierten Projekte, dass diese nach Ablauf der Realisierungsfrist erneut ausgeschrieben werden.

## II. Besondere Zuschlagsvoraussetzungen für das Netzausbauggebiet

Neu ist auch die Einführung eines sogenannten Netzausbauggebietes, das dadurch gekennzeichnet ist, dass dort die Übertragungsnetze besonders stark belastet sind und voraussichtlich in den nächsten drei bis fünf Jahren in erheblichem Umfang die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen abgeregelt werden muss. Im Netzausbauggebiet wird der weitere Zubau von Windenergieanlagen begrenzt. Die Obergrenze beträgt pro Jahr 58 Prozent der installierten Leistung, die im Jahresdurchschnitt in den Jahren 2013 bis 2015 in dieser Region in Betrieb genommenen worden sind. Diese Obergrenze verringert sich ab dem Jahr 2018 um die Summe der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land, die im Rahmen von grenzüberschreitenden Ausschreibungen bezuschlagt worden sind.

Das Netzausbauggebiet wird – gestützt auf eine Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber – durch Verordnung des Bundeswirtschaftsministeriums festgelegt. Hierzu enthält das EEG 2017 auch eine umfassende Verordnungsermächtigung. Ist die Verordnung in Kraft, soll die Festlegung des Netzausbauggebietes und der Obergrenze nur in bestimmten Abständen geändert werden können: Erstmals zum 1. Januar 2020 und danach alle zwei Jahre.

Die Gebote aus einem Netzausbauggebiet werden grundsätzlich in die normale Reihung aufgenommen. Wird allerdings die oben genannte installierte Leistung in dem Netzausbauggebiet erreicht, werden weitere Gebote aus diesem Gebiet nicht mehr berücksichtigt. Zudem sollen Bürgerenergiegesellschaften im Netzausbauggebiet im Rahmen des Uniform Pricing nur noch den im Netzausbauggebiet höchsten bezuschlagten Wert erhalten (siehe hierzu unten V.).

## III. Späte Ausschreibung

Für Windenergieanlagen an Land sieht das EEG 2017 sogenannte späte Ausschreibungen vor: Materielle Teilnahmebedingung ist das Vorliegen einer **Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz** (im Folgenden: BImSchG) für die entsprechende Windenergieanlage. Die Genehmigung muss drei Wochen vor dem Ausschreibungstermin erteilt und die Anlage drei Wochen vor dem Gebotstermin an das Anlagenregister gemeldet worden sein.



Ziel der späten Ausschreibung ist es nach der Regierungsbegründung, die Nachteile von Ausschreibungsverfahren für kleine Akteure möglichst gering zu halten. Angesichts der hohen materiellen Anforderungen seien vergleichsweise geringe finanzielle Präqualifikationsanforderungen erforderlich, um eine hohe Realisierungsrate sicherzustellen. Im Vergleich zur Höhe der Sicherheit von 50 Euro pro kW für Solaranlagen beträgt die Sicherheit für Windenergieanlagen nach dem EEG 2017 nur 30 Euro pro kW installierter Leistung (zum Erhalt der Akteursvielfalt siehe auch unten B.V).

Darüber hinaus sind für die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land die folgenden Regelungen vorgesehen:

- ☺ Es gibt **keine Maximalgröße** für Windparkprojekte.
- ☺ Der Zuschlag erlischt grundsätzlich 30 Monate nach dessen Bekanntgabe, wenn die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden. Zusätzlich fallen **Strafzahlungen** nach 26, 28 und 30 Monaten in Höhe von jeweils 10 Euro je kW an. Die Bundesnetzagentur kann die **Realisierungsfrist** allerdings unter bestimmten Voraussetzungen einmalig verlängern, wenn gegen die BImSchG-Genehmigung nach der Abgabe des Gebots ein Rechtsbehelf Dritter eingelegt ist. Zusätzlich muss die Behörde oder ein Gericht die sofortige Vollziehung der Genehmigung angeordnet haben. Es ist absehbar, dass diese Regelung zu einigen Härtefällen führen dürfte. Schließlich ist nicht zu erwarten, dass die Zahl der Drittanfechtungen von Genehmigungen im enger werdenden Markt für Windenergieanlagen abnehmen wird.
- ☺ Anders als bei der Photovoltaik (hierzu C.) sind die Zuschläge zwingend der in dem Gebot angegebenen Windenergieanlage zugeordnet. Eine **Übertragung auf einen anderen Standort** ist ausgeschlossen. Die Veräußerung der bezuschlagten Gesellschaft (**Share Deal**) lässt das EEG 2017 hingegen ebenso zu wie die Veräußerung der Windenergieanlage mit dem dazugehörigen Zuschlag (**Asset Deal**).

#### IV. Einstufiges Referenzertragsmodell

Das EEG 2017 verabschiedet sich zudem zu Gunsten einer einstufigen Berechnung vom zweistufigen Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen an Land.

Dies bedeutet im ersten Schritt, dass künftig die erhöhte Anfangsvergütung entfällt und über den gesamten Förderzeitraum nur noch ein **anzulegender Wert gilt** (einstufig).

Ausgangswert für die Berechnung der Vergütung ist entweder der Zuschlagswert am Referenzstandort oder der Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots aus dem Vorvorjahr, wenn die Anlage von der Ausschreibungspflicht befreit ist. Dieser Wert wird mit einem Korrekturfaktor multipliziert, der von der **Windhöufigkeit** des Standorts abhängt. Die Windhöufigkeit



wiederum wird durch einen sogenannten Gütefaktor ausgedrückt. Der Gütefaktor basiert auf den Anforderungen der Technischen Richtlinien, Teil 6, der Fördergesellschaft Windenergie. Er muss vom erfolgreichen Bieter spezifisch für jede Windenergieanlage angegeben und durch ein Gutachten nachgewiesen werden. Für einen Standort mit einem Gütefaktor in Höhe von 100 Prozent beträgt der Korrekturfaktor 1, d.h. der Zuschlagswert würde sich bei einem 100 %-Standort nicht ändern. Zuschlagswert und der anzulegende Wert zur Berechnung der Marktprämie sind also identisch.

Ist der Gütefaktor aufgrund der besseren Windhöflichkeit höher als 100 Prozent, sinkt der Korrekturfaktor und konsequenterweise auch der anzulegende Wert entsprechend. Ist der Gütefaktor geringer als 100 Prozent, steigt der Korrekturfaktor. Allerdings bleibt der Korrekturfaktor für Anlagen mit einem Referenzertrag von unter 70 Prozent oder über 150 Prozent konstant.

Nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Korrektur des anzulegenden Werts je nach Güte des Standorts bei einem beispielhaften Zuschlagswert von 6,00 ct/kWh:

Gütefaktor	80 %	90 %	100 %-Standort	110 %	120 %
Korrekturfaktor	1,16	1,07	1	0,94	0,89
Vergütungssätze in ct/kWh	6,96	6,42	6,00	5,64	5,34

Bei der Ermittlung der Höhe ihres Gebotes müssen Investoren bzw. Projektentwickler dementsprechend anhand des Gütefaktors für ihren Standort in umgekehrter Weise mit dem Korrekturfaktor errechnen, welcher Wert anzugeben ist. Als Höchstwert für Strom aus Windenergieanlagen an Land sind 7 ct/kWh für den 100 Prozent-Standort festgelegt. Ab dem 1. Januar 2018 ergibt sich der Höchstwert aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnittswert für das jeweils letzte noch bezuschlagte Gebot der letzten drei Ausschreibungen. Nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage wird der Gütefaktor und damit der anzulegende Wert **im 5-Jahrestakt** anhand des Standortertrags der Anlage in den fünf vorangegangenen Jahren **neu berechnet** und – auch rückwirkend (!) – korrigiert. Weicht der tatsächliche Gütefaktor in dem vergangenen Fünfjahreszeitraum von dem zuletzt errechneten Gütefaktor um mehr als 2 Prozentpunkte ab, so ist eine **Rückerstattung oder Nachzahlung** fällig. Durch das Änderungsgesetz wurde klargestellt, dass der Nachweis des Gütefaktors durch das entsprechende Gutachten eine Anspruchsvoraussetzung darstellt.

Hintergrund des einstufigen Vergütungsmodells ist die neue Rolle, die dem Referenzertragsmodell bei der Ausschreibung zukommen soll. Mit dem zweistufigen Modell im EEG 2014 sollten windschwache Standorte gestärkt und Anreize zum Ausbau der Windenergie an ertragsärmeren Standorten gesetzt werden. Hingegen sei die Aufgabe des einstufigen Referenzertragsmodells im

Ausschreibungsverfahren, „Standorten bundesweit die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung zu ermöglichen, ohne dabei den Anreiz zum Bau an besseren Standorten vollständig zu nivellieren.“

Lediglich für einige Anlagen gilt das mit dem EEG 2014 eingeführte zweistufige Modell unverändert fort. In diese Kategorie fallen zum einen alle **Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2016 genehmigt worden sind und bis zum 31. Dezember 2018 in Betrieb gehen**, soweit die Genehmigung vor dem 1. Februar 2017 mit allen erforderlichen Angaben an das Anlagenregister gemeldet worden ist. Zum anderen gehören dazu Anlagen mit einer Leistung von bis zu 750 kW und Pilotwindenergieanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 125 MW pro Jahr. Auch diese Anlagen müssen zusätzlich spätestens bis zum 31. Dezember 2018 in Betrieb genommen worden sein, um noch nach dem Zweistufenmodell vergütet zu werden. Sämtliche dieser Anlagen sind von der Ausschreibung befreit. Wie bereits im EEG 2014 gilt nach dem Zweistufenmodell ein Grundwert in Höhe von 4,66 Cent je kWh sowie eine grundsätzlich für fünf Jahre geltende erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 8,38 Cent pro Kilowattstunde. Grundwert und Anfangswert werden je nach Inbetriebnahmedatum der Anlagen ab dem 1. März 2017 gleichmäßig über sechs Monate um jeweils 1,05 Prozent pro Monat abgesenkt. Diese – im parlamentarischen Verfahren etwas abgemilderte – **Sonderdegression** trifft einige bereits in der fortgeschrittenen Planung befindliche Projekte empfindlich und wirft verfassungsrechtliche Fragen im Hinblick auf den Vertrauensschutz der Investoren auf. Ab dem 1. Oktober 2017 verringert sich der anzulegende Wert dann quartalsweise nach den Bestimmungen des atmenden Deckels (§ 46a EEG 2017). Der Zeitraum der Anfangsförderung verlängert sich je nach dem Ertrag der Anlage. Für eine Beispielsrechnung verweisen wir auf unseren **Sondernewsletter zum EEG 2014**. Zehn Jahre nach Inbetriebnahme wird der Referenzertrag zudem überprüft und die Verlängerungsfrist entsprechend angepasst werden. Diese Anpassung gilt auch für Bestandsanlagen, die seit 2012 in Betrieb genommen worden sind. Durch diese Überprüfung sollen mögliche Fehler bei der Festlegung des Referenzertrages nach fünf Jahren korrigiert werden.

Durch das Änderungsgesetz wurde zudem klargestellt, dass zukünftig bei der Bestimmung der Dauer der erhöhten Anfangsvergütung auch bei EEG 2012-Anlagen Strommengen berücksichtigt werden müssen, die aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelt worden sind.

## **V. Akteursvielfalt? Ausnahmeregelungen für Bürgerwindparks**

Nach den Beteuerungen der Bundesregierung spielte der **Erhalt der Akteursvielfalt** bei der Gestaltung des Ausschreibungsdesigns eine große Rolle. Durch die späte Ausschreibung würden kleine Akteure eher eine Finanzierungszusage und eine Sicherheit der Bank für die Pönale erhalten, da für das Projekt bereits eine BImSchG-Genehmigung vorliegt.

Zudem sieht das EEG 2017 Sonderregeln für die Teilnahme von **Bürgerenergiegesellschaften** an den Ausschreibungen vor. Diese dürfen unter erleichterten Bedingungen Gebote für bis zu sechs

Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von bis zu 18 MW einreichen und profitieren von einer uniform pricing Regelung:

- ☺ Statt einer BImSchG-Genehmigung müssen lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften lediglich ein zertifiziertes den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechendes Windgutachten über den zu erwartenden Stromertrag vorlegen.
- ☺ Zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe ist nur eine Erstsicherheit in Höhe von 15 Euro pro kW zu erbringen. Eine weitere Sicherheit in Höhe von 15 Euro pro kW ist erst im Fall eines Zuschlags innerhalb von zwei Monaten nach Erteilung der BImSchG-Genehmigung zu leisten.
- ☺ Anders als bei Normalbietern ist der Zuschlag bei Bürgerenergiegesellschaften nach dem EEG 2017 nicht an die in dem Gebot genannten Standort gebunden, sondern lediglich daran, dass die Anlage in dem im Gebot angegebenen Landkreis errichtet wird. Die Zuordnung des Zuschlags zu einer Anlage erfolgt dann auf Antrag nach der Erteilung der BImSchG-Genehmigung durch die Bundesnetzagentur.
- ☺ Für Bürgerenergieprojekte ist eine um 24 Monate längere Realisierungsdauer vorgesehen.
- ☺ Erhält eine Bürgerenergiegesellschaft in einer Ausschreibung einen Zuschlag, so gilt für die Bürgerenergiegesellschaft der Gebotswert des höchsten in dem Termin noch bezuschlagten Gebotes (uniform pricing) und nicht der von der Bürgerenergiegesellschaft selbst gebotene Wert. Im Netzausbaubereich entspricht der Zuschlagswert für die Bürgerenergiegesellschaft jedoch nur dem höchsten innerhalb des Netzausbaubereiches bezuschlagten Wert und nicht mehr dem höchsten in der Ausschreibungsrunde insgesamt bezuschlagten Wert.

Diese **Privilegien** können grundsätzlich dazu führen, die nachteiligen Folgen der Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen **für Bürgerenergiegesellschaften** abzumildern. Allerdings sind die Voraussetzungen, die eine Bürgerenergiegesellschaft erfüllen muss, um in den Genuss der Privilegien zu kommen, hoch (§ 5 Nummer 15 und § 36g EEG 2017):

- ☺ Die Gesellschaft muss aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder Anteilseignern bestehen.
- ☺ Mindestens 51 Prozent der Stimmrechte müssen bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr in dem Landkreis mit Erstwohnsitz gemeldet sind.
- ☺ kein Mitglied der Gesellschaft darf mehr als zehn Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten. Diese Einschränkung kann unter Umständen eine Beteiligung professioneller Partner, insbesondere von Projektentwicklern und Energieversorgungsunternehmen verhindern.

- ☺ Es muss mittels Eigenerklärung nachgewiesen werden, dass die Gemeinde, in der die Windenergieanlage errichtet werden soll, oder eine Gesellschaft, an der die Gemeinde mehrheitlich beteiligt ist, eine finanzielle Beteiligung von 10 Prozent an der Bürgerenergiegesellschaft hält bzw. ihr eine solche Beteiligung angeboten worden ist. Diese Regelung kann die Anzahl von **Kooperationen zwischen Bürgerenergiegesellschaften und Stadtwerken** deutlich erhöhen.

Die Gesellschaft darf in den vergangenen zwölf Monaten keinen Zuschlag für eine Windenergieanlage an Land erhalten haben. Ebenso wenig darf einer ihrer stimmberechtigten Gesellschafter stimmberechtigter Gesellschafter einer anderen Bürgerenergiegesellschaft gewesen sein, die in den vergangenen zwölf Monaten einen Zuschlag erhalten hat. Es bleibt insoweit unklar, wie dies im Vorfeld ausgeschlossen werden kann und welche Rechtsfolge eintritt, wenn sich später herausstellen sollte, dass die Voraussetzung nicht eingehalten worden ist.

Nachdem in Branche eine durchaus angeregte Diskussion darüber stattfand, bis zu welchem Zeitpunkt denn die Voraussetzungen einer Bürgerenergiegesellschaft eingehalten werden müssen, hat der Gesetzgeber mit dem Änderungsgesetz hierzu umfassend „nachgelegt“. Durch die folgenden Änderungen sollen nach der Gesetzesbegründung „falsche Anreize zu strategischem Verhalten und der Abschluss von sogenannten Strohmanngeschäften oder Gewinnabführungsverträgen verhindert werden“:

- ☺ Bürgerenergiegesellschaften müssen zukünftig erklären, dass die Gesellschaft und ihre Mitglieder oder Anteilseigner **keine Verträge zur Umgehung der Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften** abgeschlossen haben.
- ☺ Zudem muss auch bereits ab der ersten Ausschreibung erklärt werden, dass die Gesellschaft und ihre Mitglieder **nicht an Geboten anderer Bürgerenergiegesellschaften beteiligt** sind, die zum Überschreiten der 18 MW-Grenze führen würden.
- ☺ Verträge zur Umgehung der Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften bedürfen vor der Inbetriebnahme der **Zustimmung der Gesellschaft**. Die Zustimmung darf nicht erteilt werden, wenn die Übertragung von Anteilen dazu führen würde, dass nach der Inbetriebnahme die Voraussetzungen einer Bürgerenergiegesellschaft nicht mehr vorliegen.
- ☺ Die Zuordnung des Zuschlags zu einem Standort kann nur noch erfolgen, wenn die Gesellschaft von der Gebotsabgabe bis zur Antragstellung **ununterbrochen eine Bürgerenergiegesellschaft war** und **keine Verträge zur Umgehung der Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften** abgeschlossen worden sind.

- U Wenn die Voraussetzungen der Bürgerenergiegesellschaft nicht bis zum Ende des zweiten auf die Inbetriebnahme folgenden Jahres erfüllt sind, gilt ab dem Zeitpunkt, zu dem die Anforderungen nicht mehr eingehalten sind, der Angebotswert als anzulegender Wert (**Verlust des Uniform Pricing-Vorteils**). Die Einhaltung der Voraussetzungen muss durch die Bürgerenergiegesellschaft spätestens innerhalb von zwei Monaten nach Ablauf des zweiten auf die Inbetriebnahme folgenden Jahres nachgewiesen werden.

## VI. Änderungen außerhalb der Ausschreibungen

Über die Einführung von Ausschreibungen hinaus, gibt es für Windenergieanlagen an Land im EEG 2017 nicht viel Neues. Insbesondere der in der Branche unliebsame **§ 24 EEG 2014**, der die Förderkürzung auf den Marktwert bei einer sechsstündigen negativen Preisphase an der Strombörse anordnet, bleibt unverändert bestehen Infolge des Änderungsgesetzes greift nun auch wieder die Regelung zur Zusammenfassung mehrerer Anlagen, d.h. die Leistungsgrenze bezieht sich auf den gesamten Windpark und nicht – wie noch in der Ursprungsfassung des EEG 2017 – auf die Einzelanlagen. Die Regelung zu den negativen Preisen findet sich jetzt in § 51 EEG 2017.

Einer anderen Forderung ist die Bundesregierung aber nachgekommen: So wird die Übergangsfrist, bis zu deren Ablauf die **Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV)** eingehalten werden muss, um sechs Monate verlängert. Die Frist läuft jetzt zum 1. Juli 2017 aus.

### Bewertung

Die im EEG 2017 enthaltenen Regelungen zum Ausschreibungsvolumen und die Anforderungen an die Teilnahme an Ausschreibungen werden nun wohl auch den Ausbau von Windenergieanlagen an Land bremsen und die Akteurslandschaft nachhaltig beeinflussen.

Zwar hat der Gesetzgeber versucht, an einigen Stellen auch kleineren Marktteilnehmern die Teilnahme zu ermöglichen. Dass dies im Ergebnis ausreichen wird, um die Nachteile des Vorfinanzierungsrisikos im Ausschreibungsverfahren auszugleichen, ist jedoch zu bezweifeln. Die vom Gesetzgeber abgelehnte Anwendung der De-Minimis-Regelung (6 MW oder 6 Stromerzeugungseinheiten), welche in den EU-Beihilfeleitlinien vorgesehen ist und deren Übernahme der Bundesverband für WindEnergie nachdrücklich fordert, hätte sicherlich einen größeren Beitrag zum Erhalt der Akteursvielfalt geleistet.

## C. Photovoltaik

### Kurz und knapp

Die mit dem EEG 2017 einhergehenden Änderungen für die PV-Branche sind geringer als im Bereich der Windenergie, insbesondere im Hinblick auf die Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen. Zum einen, weil für einen Teil der Branche die Umstellung auf Ausschreibungen bereits erfolgt ist, zum anderen, weil mit der im EEG 2017 vorgesehenen Grenze von 750 kW eine Vielzahl von Anlagen von den Ausschreibungen ausgenommen bleiben bzw. wieder ausgenommen werden.

Änderungen der formalen Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen bringen daneben zum Teil Erleichterungen und die Ausweitung der Flächenkulisse gegebenenfalls neue Optionen.

Zu begrüßen ist zudem aus Gründen der Rechtssicherheit die Klarstellung des Anlagenbegriffs im EEG 2017. Danach soll – abweichend vom Ende 2015 ergangenen BGH-Urteil – das einzelne Modul (wieder) als Anlage gelten; und zwar sowohl bei Bestands- als auch bei Neuanlagen.

Für die PV-Branche wird das EEG 2017 – abgesehen von der bereits zu Beginn des Gesetzgebungsprozesses feststehenden Ausweitung der Ausschreibungen auf Aufdachanlagen – weniger gravierende Änderungen als Anpassungen von Details mit sich bringen.

Dies liegt nicht zuletzt daran, dass die Umstellung auf **Ausschreibungen** für Teile der PV-Branche schon seit längerem gelebter Alltag ist. Für PV-Freiflächenanlagen werden Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe bereits seit 2015 durchgeführt. Das damals mit der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) eingeführte Ausschreibungsdesign dient nun als Blaupause für das gesamte EEG.

So ist die erste Anpassung dann auch rein begrifflicher Natur: Nach Jahren des PV-Zubaus und des gesetzgeberischen Auf und Ab soll die Photovoltaikanlage, PV-Anlage, Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie oder wie man sie sonst nennen möchte nun nach dem gesetzgeberischen Willen einheitlich bezeichnet und definiert werden als: „**Solaranlage**“.

Mag man hier bei erstem Lesen in Erinnerung an das BGH-Urteil vom 4. November 2015 zum Solarkraftwerk noch vermuten, dass der begrifflichen Anpassung auch eine rechtliche folgt, zeigt sich bei der weiteren Lektüre das genaue Gegenteil. Beim **Anlagenbegriff** will die Bundesregierung

„zurück auf Los“ und definiert in unmittelbarer Reaktion auf den BGH, dass bei Solaranlagen eben **doch nicht das Solarkraftwerk** die Anlage ist, **sondern das einzelne Modul**.

## I. Neues bei den Ausschreibungen für Solaranlagen

Das „neue“ Ausschreibungsdesign entspricht im Wesentlichen dem bereits aus der 2015 verabschiedeten FFAV und dem aus den bislang durchgeführten drei Ausschreibungsrunden Bekannten.

Die wichtigste Änderung ist wohl, dass die Pflicht zur vorherigen Teilnahme an Ausschreibungen für den Erhalt einer Vergütung bei Solaranlagen um **weitere Anlagensegmente** ausgeweitet wird. Neben Freiflächenanlagen können künftig auch Gebäudeanlagen und Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen an den Ausschreibungsrunden teilnehmen, wobei es **gemeinsame Ausschreibungsrunden** für alle Anlagentypen geben wird, an denen alle zu gleichen Bedingungen teilnehmen müssen. Ein Bonus oder Korrekturfaktor für die in aller Regel kostenintensiveren Gebäude-PV-Anlagen oder PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen ist nicht vorgesehen.

Zusätzlich wird die **Flächenkulisse für Freiflächenanlagen** im Vergleich zur FFAV erweitert. Wie bereits unter der FFAV können zunächst weiterhin alle PV-Projekte auf Seitenrandstreifen (110 Meter entlang Autobahnen und Schienenwegen), Konversionsflächen, versiegelten Flächen und sogenannten BImA-Flächen an den Ausschreibungen teilnehmen. Zudem enthält das EEG 2017 eine sogenannte **Länderöffnungsklausel**, nach der es den Bundesländern gestattet ist, Ackerflächen und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten für Solaranlagen zu öffnen. Im Hinblick auf Grünlandflächen stellt dies eine Ausweitung der Flächenkulisse dar. Sie waren in der FFAV nicht vorgesehen. Bei Ackerflächen bleiben die Auswirkungen der Regelungsänderungen indes noch abzuwarten. Nach der FFAV konnten noch bis zu 10 Solaranlagen pro Jahr auf Ackerflächen unabhängig von einer entsprechenden Landesverordnung bezuschlagt werden. Künftig besteht zwar die Begrenzung auf 10 Anlagen nicht mehr, mit dem Erfordernis der Landesverordnung ist aber eine zusätzliche Voraussetzung hinzugekommen. Insgesamt muss sich zeigen, inwieweit die Bundesländer Gebrauch von der ihnen eröffneten Möglichkeit zur Ausdehnung der Flächenkulisse auf diese – für Freiflächen-PV-Anlagen besonders attraktiven Standorten – machen werden. Möglicherweise werden künftig aber regionale Konzentrationen von Zuschlägen in einzelnen Bundesländern zu beobachten sein, die sich mit großzügigen Öffnungen attraktiver Flächen als „PV-Hotspots“ etablieren.

Als **erste Bundesländer** haben Ende 2016 **Bayern und Baden-Württemberg** auf Basis der Länderöffnungsklausel entsprechende Verordnungsentwürfe vorgelegt, nach denen auf Acker- oder Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten errichtete PV-Anlagen bei erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung eine Förderung erhalten können. In Bayern soll diese Möglichkeit allerdings maximal für bis zu 30 PV-Anlagen pro Kalenderjahr gelten. Eine ähnliche Einschränkung ist für Baden-



Württemberg vorgesehen, wo der nach der Verordnung zugelassene Zubau auf 100 MW bezuschlagte Leistung je Kalenderjahr gedeckelt werden soll. Ob die Verordnungsentwürfe in dieser Form auch in Kraft treten oder es hier noch zu Änderungen kommen wird, kann aktuell noch nicht abgesehen werden.

Neben diesen bereits im Wesentlichen aus der FFAV bekannten Flächen können künftig aber auch wieder Solaranlagen in Gewerbe- und Industriegebieten, die nach der FFAV noch von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgeschlossen waren, an den Ausschreibungen teilnehmen. Ebenso werden die Ausschreibungen wieder für Solaranlagen geöffnet, die auf Flächen errichtet werden, für die ein Planfeststellungsverfahren nach [§ 38 BauGB](#) durchgeführt worden ist oder die sich im Bereich eines vor dem 1. September 2003 aufgestellten Bebauungsplanes befinden, der später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu erreichen. All diese Anlagensegmente waren im EEG 2014 aus dem Förderregime herausgefallen.

Ausgeschlossen von einer Förderung bleiben – wie auch bereits unter dem EEG 2014 und der FFAV – Naturschutzflächen.

Zugleich schränkt das EEG 2017 die Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen im Vergleich zur Rechtslage nach dem EEG 2014 jedoch auch wieder ein. Erst Solaranlagen **ab einer installierten Leistung von 750 kW** sollen an den Ausschreibungsrunden teilnehmen, wobei die zulässige Maximalgröße von 10 MW unverändert bestehen bleibt. Alle Anlagen mit einer Leistung bis 750 kW können – im Fall von Gebäudeanlagen und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen unverändert und im Fall von Freiflächenanlagen wieder – nach dem EEG 2017 eine Förderung mit gesetzlich festgeschriebener Förderhöhe geltend machen, wobei es für Solaranlagen ab 100 kW unverändert bei der verpflichtenden Direktvermarktung bleibt.

Aufgrund der Einbeziehung weiterer Anlagensegmente soll das **Ausschreibungsvolumen** auf 600 MW pro Jahr erhöht werden. In der FFAV war für das Jahr 2017 lediglich ein Ausschreibungsvolumen von 300 MW vorgesehen gewesen. Diese 600 MW werden auch weiterhin in **drei Ausschreibungsrunden** pro Jahr ausgeschrieben, wobei die Gebotstermine nicht mehr wie bislang jeweils auf den 1. der Monate April, August und Dezember fallen sollen, sondern auf den 1. der Monate Februar, Juni und Oktober. Dabei soll künftig allerdings die gesamte jährlich installierte Leistung von Freiflächenanlagen bis zu 750 kW, die nicht an der Ausschreibung teilnehmen müssen, auf das Ausschreibungsvolumen des Folgejahres angerechnet werden. Ebenso soll die installierte Leistung von Solaranlagen, die bei einer grenzüberschreitenden oder einer technologieoffenen Ausschreibung bezuschlagt worden sind, vom Ausschreibungsvolumen abgezogen werden.

Auf der anderen Seite soll sich das Ausschreibungsvolumen entsprechend erhöhen, wenn im Vorjahr nicht für das gesamte Ausschreibungsvolumen Zuschläge erteilt oder Zweitsicherheiten hinterlegt



worden sind. Eine Regelung, nach der das Volumen von nicht realisierten, zurückgenommenen oder zurückgegebenen Zuschlägen erneut ausgeschrieben wird, sucht man im EEG 2017 allerdings vergeblich. Eine solche Regelung war in § 4 Absatz 2 Nummer 1 FFAV noch enthalten. Warum der Gesetzgeber diese im Hinblick auf die zielsichere Erreichung der Ausbauziele sinnvolle Regelung nicht fortsetzen wollte, bleibt leider unklar. Insofern besteht ein erhöhtes Risiko, dass der Ausbau im Fall der Nichtrealisierung von bezuschlagten Projekten deutlich hinter den – ohnehin bereits mäßig ambitionierten – Zielen des EEG 2017 zurückbleibt.

Die Zuschlagshöhe wird künftig ausschließlich nach dem sogenannten „**pay-as-bid-Verfahren**“ ermittelt. Jeder erfolgreiche Bieter erhält also nach Realisierung der Solaranlage den tatsächlich von ihm angebotenen Fördersatz.

Der in den jeweiligen Ausschreibungsrunden geltende **Höchstwert** wird zunächst 8,91 Cent pro Kilowattstunde betragen und sich dann gemäß dem „atmenden Deckel“ an die jeweilige Marktsituation anpassen. Der Höchstwert wird jeweils dem anzulegenden Wert für Freiflächenanlagen in der gesetzlichen Förderung entsprechen. In der FFAV hatte sich der Höchstwert noch an den höher geförderten Gebäude-Solaranlagen orientiert.

Auch die **formalen Voraussetzungen** für die Teilnahme an den Ausschreibungsrunden werden, wenn auch eher geringfügig, an verschiedenen Stellen geändert:

- ☺ So muss künftig jeder Bieter bei Abgabe des Gebotes eine Erklärung abgeben, dass er entweder Eigentümer der Fläche ist auf der die Freiflächenanlage errichtet werden soll oder er das Gebot mit der Zustimmung des Eigentümers abgibt. Zwar reicht hier eine einfache Eigenerklärung. Ziel ist es aber offenbar, dem **Bieten auf fremde Flächen einen Riegel vorzuschieben**.
- ☺ Nicht mehr erforderlich wird es künftig sein, in Kopie einen Auszug aus dem **Liegenschaftskataster** der Flurstücke und eine Vollmachtsurkunde für den für die Ausschreibung angegebenen Bevollmächtigten vorzulegen. Der Gesetzgeber reagiert hiermit auf die von den Akteuren teilweise als zu kompliziert bzw. zu hoch empfundenen bürokratischen Hürden.
- ☺ Zuletzt wird die zu stellende **Erstsicherheit** geringfügig von 4 Euro auf 5 Euro je kW erhöht. Die Möglichkeit der Zahlung einer verringerten Erstsicherheit bei einem fortgeschrittenen bauplanungsrechtlichen Stadium des Projekts (Vorliegen eines Offenlegungsbeschlusses oder bereits eines beschlossenen Bebauungsplans) entfällt.
- ☺ Für alle Anlagen in einem früheren Planungsstadium, für Gebäudeanlagen und auch für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen beträgt die Höhe der **Zweitsicherheit** wie bereits in der FFAV 50 Euro je kW. Für Solaranlagen auf Flächen, für die bereits ein beschlossener Bebauungsplan

oder ein Planfeststellungsbeschluss vorliegt, beträgt die Zweitsicherheit 25 Euro je kW. Eine administrative Erleichterung stellt es dar, dass Erst- und Zweitsicherheit künftig nicht mehr separat abgerechnet werden, sondern zusammen eine Gesamtsicherheit bis zur Realisierung des bezuschlagten Projektes bilden. Bei einem Projekt in einem frühen Planungsstadium ist demnach zunächst eine Erstsicherheit von 5 Euro je kW und nach Zuschlag eine Zweitsicherheit in Höhe von 45 Euro je kW zu leisten. Nach Abschluss des Projektes wird dann die gesamte Sicherheit in Höhe von 50 Euro je kW von der Bundesnetzagentur zurückgegeben.

- ☉ Anders als bei Windenergieanlagen bleibt es bei Solaranlagen dabei, dass Voraussetzung für den Erhalt einer Zahlung nach Realisierung der Anlage die Vorlage einer durch die Bundesnetzagentur ausgestellten Zahlungsberechtigung beim Netzbetreiber ist. Hintergrund ist, dass anders als bei Windenergieanlagen bei Solaranlagen der Zuschlag **grundsätzlich auf andere Standorte und Flächen übertragbar** bleibt, wenn auch gegen einen Abschlag von 0,3 ct/kWh. Die Zahlungsberechtigung soll sicherstellen, dass auch bei Übertragungen ausgeschlossen ist, dass Zuschläge mehrfach verwendet werden. Eingeschränkt ist die Übertragbarkeit nur im Hinblick auf Zuschläge für Anlagen auf Ackerflächen und Grünlandflächen nach der Länderöffnungsklausel.
- ☉ Eine spezielle Ausnahme oder **Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften** oder Genossenschaften wird es im Rahmen der Ausschreibung der Förderung für PV-Anlagen – anders als bei Windenergieanlagen – **nicht geben**. Der Gesetzgeber sieht hier die Akteursvielfalt bereits durch die vorgesehene Obergrenze von 750 kW, bis zu welcher eine gesetzliche Vergütung geltend gemacht werden kann, hinreichend geschützt. Dies ermögliche es gerade auch Privatpersonen und kleineren Akteuren ohne eine vorherige Teilnahme an einer Ausschreibung Projekte zu realisieren.

## II. Einspeisevergütung für Anlagen bis 750 kW

Abgesehen davon, dass ab dem Inkrafttreten des EEG 2017 dann auch für Freiflächenanlagen bis 750 kW grundsätzlich wieder ein **gesetzlicher Förderanspruch** geltend gemacht werden kann – diese Art der Förderung war nach Einführung der Ausschreibungen für Freiflächenanlagen mit dem EEG 2014 eigentlich bereits im September 2015 ausgelaufen – ändern sich die Vergütungsvoraussetzungen für Solaranlagen im Vergleich zum EEG 2014 nicht.

Angepasst wurde allerdings der **Degressionsmechanismus** des sogenannten „atmenden Deckels“. Insbesondere soll dieser künftig schneller und deutlicher auf Markteinbrüche reagieren. Statt zwölf Monaten wird der für die Ermittlung der monatlichen Degression betrachtete Bezugszeitraum deshalb auf sechs Monate verringert und dann auf ein Jahr hochgerechnet werden. Daneben wurden die Degressionsstufen angepasst.

Der Gesetzgeber verspricht sich hiervon eine genauere Anpassung der Fördersätze und eine bessere Steuerung des Zubaus.

Nachdem nach der im Sommer verabschiedeten Fassung des EEG noch etwas unklar geblieben war, wann der neue Degressionsmechanismus „starten“ soll, hat der Gesetzgeber nun im EEG-Reparaturgesetz vom 22. Dezember noch einmal nachgebessert und klargestellt, dass bereits ab dem 1. Februar 2017 für die Höhe der monatlichen Degression der Zubau zwischen dem 1. Juli und dem 31. Dezember 2016 die relevante Größe darstellt. In der Branche wird insofern vermutet, dass aufgrund des geringen Zubaus im zweiten Halbjahr 2016 bereits am 1. Februar 2017 die Fördersätze für PV ansteigen könnten.

### III. Anpassung des Anlagenbegriffs

In Reaktion auf das BGH-Urteil zum Anlagenbegriff vom 4. November 2015 (Az. VIII ZR 244/14), mit welchem der BGH den **Begriff des Solarkraftwerkes** neu prägte (vgl. hierzu unsere Aktuelles-Meldung vom [1. Dezember 2015](#)), definiert das EEG 2017 für Solaranlagen den Begriff der Anlage „neu“, wobei die Neudefinition gerade dazu führen soll, dass alles so bleibt wie gehabt.

Im Einzelnen:

In § 3 Nummer 1 EEG 2017 legt sich der Gesetzgeber nunmehr explizit fest, dass *„im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage ist“*.

Diese Neudefinition ist letztlich nur vor dem Hintergrund und als Reaktion auf das genannte BGH-Urteil zum Anlagenbegriff verständlich. Dort hatte der BGH entgegen der absolut vorherrschenden Meinung in Literatur und Rechtsprechung geurteilt, dass bei Solaranlagen nicht das einzelne Modul, sondern die Gesamtanlage als Anlage im Sinne des EEG anzusehen ist.

Dem tritt der Gesetzgeber nun durch die **„Neudefinition“** entgegen.

Diese definitorische Klarstellung ist zu begrüßen, da auch weitere Regelungen des EEG, wie zum Beispiel zur Anlagenerweiterung oder zum Austausch von kaputten Anlagen darauf aufbauen, dass das Modul die Anlage ist.

Aus den Übergangsregeln des EEG 2017 folgt weiterhin, dass der „neue alte“ PV-Anlagenbegriff erstmals bei der Jahresendabrechnung für das Jahr 2016 und ab dann dauerhaft gelten soll – und zwar für alle Anlagen, unabhängig von ihrem Inbetriebnahmedatum. Damit wäre dann ab dem Jahr 2016 für sämtliche Solaranlagen – ob Freiflächen- oder Gebäude-, Bestands- oder Neuanlage – geklärt: Das Modul ist und bleibt die Solaranlage. Ein zwischenzeitlich hierzu noch entdeckter Verweisungsfehler in § 100 der Übergangsbestimmungen, der Diskussionen ausgelöst hatte, ob die Regelung auch auf Bestandsanlagen Anwendung findet, wurde durch das Änderungsgesetz noch korrigiert.

#### IV. Ausblick: Förderung von Mieterstrommodellen?

Zusätzlich aufgenommen wurde in das EEG 2017 noch eine Verordnungsermächtigung, die eine **Gleichstellung von solaren Mieterstrommodellen mit der Eigenversorgung** ermöglicht und so dazu beitragen soll, auch Mieterstrommodellen eine wirtschaftliche Perspektive aufzuzeigen.

Konkret wird die Bundesregierung ermächtigt, zur Förderung von Mieterstrommodellen zu regeln, dass Betreiber von Solaranlagen nur eine verringerte EEG-Umlage für den Strom aus ihrer Solaranlage zahlen müssen, wenn

- ☺ es sich um eine Gebäudeanlage an oder auf einem Wohngebäude handelt und
- ☺ der Strom von Bewohnern desselben Gebäudes genutzt wird.

Obgleich diese Voraussetzungen relativ eng gehalten sind – warum soll z.B. bei größeren Wohnanlagen nicht auch eine Stromlieferung an Nachbargebäude zulässig sein – ist die Aufnahme der Möglichkeit einer Befreiung von der EEG-Umlage für Mieterstrommodelle sehr zu begrüßen. Entscheidend wird insofern nun zunächst sein, ob die Bundesregierung hiervon tatsächlich auch Gebrauch macht. Zumindest die Gesetzesbegründung sieht dies vor. Dort heißt es, *„die Bundesregierung wird diese Verordnung zeitnah vorlegen“*. Im Rahmen der Debatten im Bundestag hat aber die Opposition bereits erste Zweifel geäußert, dass eine „Mieterstromverordnung“ tatsächlich kommen wird. Hier bleibt wohl nichts Anderes übrig, als dies gespannt abzuwarten. Kommt die Mieterstromverordnung, so wird es auch von der Ausgestaltung im Detail abhängen, ob sie den entscheidenden Schub für Mieterstrommodelle bringen wird.

#### **Bewertung**

Lange sah es so aus, als ob für die zuletzt leidgeprüfte PV-Branche auch das EEG 2017 voraussichtlich keine großen Impulse mit sich bringen wird. Neben der potentiellen Anhebung der Fördersätze zum 1. Februar 2017 dürften aber die neuen Regelungen zu Speichern und die Mieterstromverordnung, so diese denn kommt, durchaus einen Schub für die Branche mit sich bringen und neue Geschäftsmodelle eröffnen. Auch dass letztlich die Grenze für die verpflichtende Teilnahme an den Ausschreibungen bei 750 kW geblieben ist, ist wohl als Erfolg zu sehen. Gerade zu Beginn des Gesetzgebungsverfahrens standen hier auch viel niedrigere Schwellenwerte im Raum. Für Klarheit sorgt zudem die Neudefinition des Anlagenbegriffs. In der Branche gibt es deshalb auch die berechtigte Hoffnung, nach schwierigen Jahren im Jahr 2017 in Deutschland wieder einen Aufschwung zu erleben.

## D. Biomasse

### Kurz und knapp

Nach dem EEG 2017 werden bereits ab dem Jahr 2017 Ausschreibungen auch für Biomasseanlagen durchgeführt. Dabei wird es – sofern nicht in einer Rechtsverordnung Abweichendes geregelt wird – nur eine einzige Ausschreibung pro Jahr geben, an der Bestandsanlagen und neue Anlagen gemeinsam teilnehmen. Auch wird es keine Differenzierung zwischen Biomethan, Biogas und fester Biomasse und den verschiedenen Einsatzstoffen geben. Über den Zuschlag entscheidet allein der Gebotspreis. Unterschiede ergeben sich allerdings beim maximalen Gebotspreis (Gebotshöchstpreis): Während dieser für neuen Anlagen bei 14,88 ct/kWh liegt ist, ist er für Bestandsanlagen auf 16,9 ct/kWh gedeckelt. Die Förderung für Bestandsanlagen ist dabei jedoch stets auf den Wert begrenzt, der ihrer durchschnittlichen Förderung in den drei vorangegangenen Jahren entspricht. Der Gebotshöchstpreis unterliegt im Übrigen einer Degression von 1 Prozent pro Jahr. Anlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, dürfen maximal 50 Prozent Maissilage einsetzen, wobei sich dieser Wert ab 2019 noch (leicht) verringern wird.

Für bezuschlagte Bestandsanlagen verlängert sich der Förderzeitraum auf zehn Jahre. Bestandsanlagen gelten bei erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung ab dem vom Anlagenbetreiber zu wählenden Stichtag (1 bis maximal 3 Jahre nach der Zuschlagserteilung) als neu in Betrieb genommen. Ab dem Stichtag erhalten sie dann für 10 Jahre die im Rahmen der Ausschreibung ermittelte Förderung. Statt der – höheren – Flexibilitätsprämie kann ab dem Stichtag nur der – geringere – Flexibilitätszuschlag in Anspruch genommen werden. Neue Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 150 kW sind nicht von der Ausschreibungspflicht betroffen. Der anzulegende Wert wird hier auch weiterhin nach den im EEG festgelegten Fördersätzen bestimmt.

Das jährliche Ausschreibungsvolumen soll in den Jahren 2017 bis 2019 bei 150 MW und in den Jahren 2020 bis 2022 bei 200 MW installierter Leistung (jeweils abzüglich der im Vorjahr außerhalb der Ausschreibung installierten Leistung) und damit deutlich über dem im EEG 2014 vorgesehenen Zubau liegen. Eine erste Ausschreibung wird bereits in diesem Jahr erfolgen.

## I. Das Ausschreibungsvolumen

Im Vergleich zu den Zubauzielen zum EEG 2014 wurde das potenzielle Ausschreibungsvolumen im EEG 2017 deutlich angehoben. In den Jahren 2017 bis 2019 wird das jährliche Ausschreibungsvolumen aus der Differenz zwischen 150 MW installierter Leistung und der Summe der im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr installierten Leistung solcher Biomasseanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich – und nicht durch Ausschreibungen – bestimmt worden ist, ermittelt.

Damit liegt das geplante jährliche Zubauvolumen für Biomasseanlagen insgesamt bei 150 MW brutto und somit um 50 MW höher als nach dem EEG 2014. Für den Zeitraum 2020 bis 2022 soll das jährliche Ausschreibungsvolumen noch einmal auf 200 MW (brutto) angehoben werden. Die Brutto-Angabe bei den Ausbauzielen bedeutet, dass die Stilllegung von Anlagen und die Reduzierung von Anlagenleistung bei der Ermittlung der Ausbauziele nicht berücksichtigt werden. Aufgrund der in den kommenden Jahren zu erwartenden umfangreichen Stilllegungen von Biomasseanlagen könnte es insoweit zu einem kontinuierlichen Rückgang der Anlagenleistung in Deutschland kommen, selbst wenn das Ausbauziel erreicht werden sollte. Zu beachten ist zudem, dass sich das Ausschreibungsvolumen auf die installierte Leistung bezieht, der Anlagenbetreiber aber nur für maximal 50 Prozent der mit seiner Anlage erzeugbaren Strommenge eine direkte Förderung erhält.

## II. Das Ausschreibungsdesign

Vorgesehen ist die Durchführung von einer Ausschreibung pro Jahr. Die Ausschreibung soll grundsätzlich sowohl für feste und gasförmige Biomasse als auch für **Bestands- und neue Anlagen** gemeinsam erfolgen. Ein wesentlicher Unterschied ist jedoch, dass der maximale Gebotspreis für neue Anlagen auf 14,88 ct/kWh gedeckelt ist, während Bestandsanlagen noch bei einem maximalen Gebotspreis von 16,9 ct/kWh einen Zuschlag erhalten können.

Eine Unterscheidung hinsichtlich anderer Faktoren, etwa der Anlagengröße, der Art der Einsatzstoffe oder der Nutzung bestimmter Technologien, ist nicht vorgesehen. Auch Bioabfallvergärungsanlagen, die „traditionell“ im EEG eine privilegierte Stellung hatten und teilweise auch nach dem EEG 2017 noch haben, werden nach dem EEG 2017 in den Wettbewerb durch einheitliche Ausschreibungen einbezogen. Sie dürften zugleich die Anlagen sein, die am ehesten mit dem niedrigen Höchstgebotspreis von 14,88 ct/kWh zurechtkommen. Allerdings ist für Neu- und Bestandsanlagen, in denen Strom überwiegend aus getrennt erfassten Bioabfällen gewonnen wird, die Förderhöhe – unabhängig vom Zuschlagswert – bis zu einer Bemessungsleistung von 500 kW auf 14,88 ct/kWh und bis zu 20 MW auf 13,05 ct/kWh gedeckelt.

Von dem Erfordernis zur Teilnahme an Ausschreibungen sind neue Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 kW generell ausgenommen. Anders als noch im Kabinettsbeschluss vorgesehen, bietet das nun verabschiedete EEG 2017 allerdings auch den Betreibern von

Bestandsanlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 150 kW die Möglichkeit, auch ohne weiteren Zubau an einer Ausschreibung teilzunehmen. Hiervon dürften v.a. kleine, mit Gülle betriebene Biogasanlagen profitieren.

Auch müssen nach dem EEG 2017 solche Anlagen nicht an der Ausschreibung teilnehmen, die bereits vor dem 1. Januar 2017 genehmigt oder zugelassen worden sind und nun noch bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden. Derartige Anlagen dürfen allerdings freiwillig an den Ausschreibungen teilnehmen. Angesichts der – im Vergleich zu den bei Ausschreibungen maximal erzielbaren Höchstwert von 14,88 ct/kWh – geringen gesetzlich festgelegten Fördersätze dürfte die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren auch für diese Anlagen eine wirtschaftlich interessante Option sein.

An den Ausschreibungen teilnehmen dürfen im Übrigen nur Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 20 MW.

## **1. Ausschreibungsverfahren**

Nach dem EEG 2017 soll die Bundesnetzagentur einmal jährlich am 1. September für Biomasseanlagen eine Ausschreibung durchführen.

Vorbehaltlich der besonderen Regelungen für Bestandsanlagen (vgl. unten, D.II.2) darf die Anlage zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung noch nicht in Betrieb genommen worden sein. Allerdings muss bereits spätestens drei Wochen vor dem Gebotstermin eine Baugenehmigung oder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erteilt und für das Anlagenregister gemeldet worden sein (sogenannte „späte Ausschreibung“). Weiter muss der Bieter in Form einer Eigenerklärung nachweisen, dass die Genehmigung auf ihn ausgestellt worden ist oder er das Gebot mit Zustimmung des Genehmigungsinhabers abgibt und dass kein wirksamer Zuschlag aus einer früheren Ausschreibung besteht. Als Sicherheit muss der Bieter 60 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung hinterlegen.

Der maximal erzielbare Höchstwert von 14,88 ct/kWh für neue Anlagen und von 16,9 ct/kWh für Bestandsanlagen verringert sich ab dem 1. Januar 2018 um 1 Prozent pro Jahr gegenüber dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden Höchstwert.

Wird für eine neue Anlage ein Zuschlag erteilt, muss diese Anlage innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen werden. Allerdings kann die Bundesnetzagentur für den Fall, dass ein Dritter einen Rechtsbehelf gegen die Genehmigung eingelegt hat, diese Frist verlängern.

Der im Rahmen der Ausschreibung bezuschlagte Anspruch auf den anzulegenden Wert (Förderhöhe) besteht bei neuen Anlagen für die Dauer von zwanzig Jahren, beginnend ab der Inbetriebnahme der Anlage. Unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich in Betrieb genommen worden ist, beginnt die Förderdauer bei neuen Anlagen spätestens 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags. Eine Übertragung eines Zuschlags auf eine andere Anlage ist unzulässig.



Nach dem EEG 2017 gilt auch für bezuschlagte Anlagen die bereits aus dem EEG 2014 bekannte Regelung, wonach für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW ein Anspruch auf Förderung nur für eine Jahresdurchschnittsleistung besteht, die 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Abweichend hiervon ist für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, die Förderung auf 80 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Verwirrender Weise gebraucht die letztlich verabschiedete Gesetzesfassung hier den Begriff der Höchstbemessungsleistung, der auch an anderer Stelle im EEG 2017 verwendet wird und dort mit der tatsächlichen Höchstleistung von Bestandsanlagen in einem Kalenderjahr etwas ganz anderes meint.

Schließlich darf bei einer Anlage, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen hat, der Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot in einem Kalenderjahr insgesamt höchstens 50 (ab 2019: 47; ab 2021: 44) Masseprozent betragen. Diese Vorgaben gelten auch für Bestandsanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben und zuvor einen höheren Anteil an Maissilage eingesetzt hatten. Der sogenannte **Maisdeckel** war mit dem EEG 2012 eingeführt worden und lag ursprünglich bei 60 Prozent.

## 2. Besonderheiten für Bestandsanlagen

Eine Teilnahme an den Ausschreibungen ist nach dem EEG 2017 auch für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2017 (Bestandsanlagen) möglich, sofern diese bestimmte Voraussetzungen erfüllen.

Teilnehmen dürfen solche Bestandsanlagen, die erstmals vor einem bestimmten Stichtag in Betrieb genommen worden sind, wenn der bisherige Förderanspruch nach dem EEG für Strom aus dieser Anlage zum Zeitpunkt der Ausschreibung nur noch für höchstens acht Jahre besteht.

Ist eine Biogasanlage beispielsweise im Jahr 2006 in Betrieb genommen worden, endet der Förderzeitraum am 31. Dezember 2026. Der frühestmögliche Termin für die Teilnahme an einer Ausschreibung liegt acht Jahre vor Ende des Förderzeitraums, also im Jahr 2018.

Für bestehende Biomasseanlagen ist der anzulegende Wert – unabhängig vom tatsächlichen Zuschlagswert – der Höhe nach begrenzt auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts für den innerhalb der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Kalenderjahren in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom. Für Bestandsanlagen soll zudem abweichend von dem Höchstwert für Neuanlagen ein Gebotshöchstwert von 16,9 ct/kWh gelten.

Für Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 150 kW gilt die Besonderheit, dass nicht der angebotene Preis maßgeblich ist, sondern das höchste in der Ausschreibungsrunde abgegebene Gebot, das noch einen Zuschlag erhalten hat (sog. Uniform-pricing-Verfahren).



## Hinweis

Die Regelungen zu den Ausschreibungen für Bestandsanlagen werfen eine Reihe von Fragen auf. Zudem ergeben sich für Anlagenbetreiber voraussichtlich interessante Optimierungsmöglichkeiten, aber auch erhebliche Risiken. Unklar ist beispielsweise, wie bei Bestandsanlagen die Förderhöhe in den drei vorangegangenen Jahren ermittelt werden soll, wenn diese Anlagen in diesem Zeitraum keinen oder nur eine ganz geringe Menge an Strom erzeugt haben. Hinzuweisen ist an dieser Stelle auch darauf, dass Bestandsanlagen nach derzeitigem Stand ihre installierte Leistung beliebig steigern dürfen. So könnte beispielsweise eine Anlage, die bislang nur 150 kW installierter Leistung hat, auch mit 1 MW in die Ausschreibung gehen und von dem höheren Gebotshöchstpreis für Bestandsanlagen profitieren. Da die Förderung für Bestandsanlagen auf einen Zeitraum von 10 Jahren begrenzt ist, dürfte dieses Vorgehen jedoch in vielen Fällen wirtschaftlich nicht sinnvoll sein. Auch ist davon auszugehen, dass Satelliten-BHKW im Rahmen der Ausschreibung als eigenständige Anlagen gelten, so dass beispielsweise die Kombination einer bestehenden Kofermentations-Anlage mit einem oder mehreren neuen Satelliten-BHKW denkbar erscheint.

Zu guter Letzt: Für Anlagenbetreiber, die bislang einen Teil des erzeugten Stroms für eine Eigenversorgung nutzen, liegen mit dem in § 27a EEG 2017 vorgesehenen Volleinspeisungsgebot und den restriktiven Bestandsschutzregelungen für das Eigenstromprivileg weitere Stolpersteine im Weg.

Der aus der Zuschlagserteilung folgende Zahlungsanspruch gelangt frühestens ein und spätestens drei Jahre nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags zur Entstehung, wobei der Anlagenbetreiber den Zeitpunkt innerhalb dieser Spanne frei wählen kann. Ab diesem vom Anlagenbetreiber gewählten Zeitpunkt – dem Stichtag – beginnt ein neuer Förderzeitraum von zehn Jahren.

Erhält ein Anlagenbetreiber für die Ausschreibung im September 2018 einen Zuschlag, kann er einen Zeitpunkt zwischen Oktober 2019 und Oktober 2021 wählen, zu welchem der Zuschlag zur Entstehung gelangt. Der neue Förderzeitraum endet dann, abhängig, auf welches Datum der Stichtag festgelegt wurde, Ende 2029, 2030 oder 2031. Ab Beginn des neuen Förderzeitraums gilt die Anlage auch als neu in Betrieb genommen. Dementsprechend sollen auch für ursprüngliche Bestandsanlagen nach Zuschlagserteilung – nach einem Übergangszeitraum – vollumfänglich und ausschließlich die Regelungen im EEG 2017 gelten. Dies bedeutet etwa, dass für solche Anlagen nicht mehr die **Flexibilitätsprämie**, sondern nur der – deutlich geringere – **Flexibilitätszuschlag** in Anspruch

genommen werden kann. Ein Zahlungsanspruch für Bestandsanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, besteht im Übrigen nur dann, wenn nachgewiesen werden kann, dass sie „flexibel“ betrieben werden können. Hierfür muss ein Umweltgutachter bescheinigen, dass die Anlage für einen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist. Wird dem Netzbetreiber nicht innerhalb von sechs Monaten nach Beginn der Förderung mit dem neuen Anspruch eine solche Bescheinigung eines Umweltgutachters vorgelegt, erlischt der Zuschlag. Eine Sonderregelung gilt für Anlagen, die Ablaugen der Zellstoffherstellung einsetzen. Diese dürfen nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Allerdings verlängert sich für diese Anlagen der Vergütungszeitraum einmalig um zehn Jahre. In diesem Anschlusszeitraum verringert sich der anzulegende Wert jedoch jährlich um 8 Prozentpunkte gegenüber dem Ausgangswert. Die vorstehenden Werte sind durch das im Dezember 2016 verabschiedete Änderungsgesetz zum EEG 2017 angepasst worden; zuvor sollte der Anschlusszeitraum nur fünf Jahre und die Verringerung der Förderung 20 Prozentpunkte betragen.

### **Bewertung**

Entgegen der allgemeinen Befürchtung in der Biogasbranche, enthält das EEG 2017 nun doch verbindliche Regelungen zur Durchführung von Ausschreibungen für Biomasseanlagen. Auch ist die Erhöhung des Ausbauziels auf zunächst 150 MW (brutto) und ab 2020 dann auf 200 MW (brutto) sicherlich erfreulich. Dennoch bleibt es zweifelhaft, ob die von dem EEG 2017 ausgehenden wirtschaftlichen Anreize ausreichen, um ernsthafte Perspektiven für Bestandsanlagen bieten zu können und den Zubau für neue Anlagen anzukurbeln. Das – bereits sehr geringe – Ausbauziel von 150 MW (brutto) dürfte insoweit auch in den kommenden Jahren verfehlt werden. Schließlich ist der maximal erzielbare Höchstpreis – auch unter Berücksichtigung des höheren Wertes für Bestandsanlagen und der gleichbleibenden Höhe über alle Leistungsstufen – derart niedrig angesetzt, dass nur ein geringer Prozentsatz der bestehenden NawaRo-Anlagen damit zurechtkommen dürfte. Der Umstand, dass eine gemeinsame Ausschreibung für alle Biomasseanlagen erfolgt, ohne Differenzierung hinsichtlich der Anlagengröße und der Einsatzstoffe, stellt zwar eine Vereinfachung des Ausschreibungsdesigns dar, wird der Vielseitigkeit der „Biomasselandschaft“ und den damit einhergehenden Potenzialen jedoch nicht gerecht. Insgesamt wirken die Regelungen zu den Ausschreibungen für Biomasse noch etwas unausgegoren. Es bleibt abzuwarten, wann die Bundesregierung von der in § 88 EEG 2017 vorgesehenen, umfassenden Verordnungsermächtigung Gebrauch macht und die Einzelheiten genauer regelt und die notwendigen Differenzierungen einführt.

### III. Förderung außerhalb von Ausschreibungen

Die im EEG 2017 festgelegten Fördersätze für alle neu in Betrieb genommenen Biomasseanlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilnehmen müssen. Die gesetzlich festgelegten Fördersätze für eine (Bemessungs-) Leistung von mehr als 150 kW sind jedoch nur noch für eine Übergangszeit bis Ende 2018 von praktischer Bedeutung, da ab dem Jahr 2019 Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW an den Ausschreibungen teilnehmen müssen.

Die **Förderhöhe** beträgt für Biomasseanlagen bis 150 kW 13,32 ct/kWh, bis 500 kW 11,49 ct/kWh, bis 5 MW 10,29 ct/kWh und bis 20 MW 5,71 ct/kWh. Die Fördersätze entsprechen denen des EEG 2014, wurden jedoch an die – im EEG 2017 überarbeitete – Degression angepasst. Ab dem 1. April 2017 findet eine Absenkung der anzulegenden Werte um 0,5 Prozent zweimal jährlich statt.

Für **kleine Gülleanlagen** ändert sich im Vergleich zu den Regelungen im EEG 2014 nicht viel. Allerdings wurde auch hier der Fördersatz an die Degression angepasst. Eine Pflicht zur Teilnahme an den Ausschreibungen besteht nicht.

Eine Änderung soll im Übrigen auch bei den Übergangsbestimmungen für bestimmte Anlagen, die im Jahr 2014 in Betrieb genommen worden sind, eingeführt werden:

Nach der derzeit geltenden Rechtslage besteht für nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftige Anlagen dann ein Anspruch auf eine Förderung nach dem EEG 2012, wenn die Anlage bereits vor dem 23. Januar 2014 genehmigt worden ist und dann noch im Jahr 2014 in Betrieb genommen worden ist. Diese Übergangsbestimmung wird im EEG 2017 – rückwirkend – auch auf solche Anlagen ausgeweitet, die statt einer BImSchG-Genehmigung vor dem 23. Januar 2014 eine Baugenehmigung erhalten haben und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind.

Für alle Biomasseanlagen, die unter diese Übergangsbestimmung fallen, soll eine abweichende Bestimmung der historischen Höchstbemessungsleistung gelten. Während für (Bestands-) Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014 die historische Höchstbemessungsleistung anhand der in einem Kalenderjahr vor dem 1. Januar 2014 höchsten erreichte Bemessungsleistung bestimmt wird, ist für Anlagen, die unter die Übergangsbestimmung fallen, die im Jahr 2016 höchste Bemessungsleistung maßgeblich. Aus welchem Grund sich Anlagenbetreiber nicht auf ihre im Jahr 2015 erreichte Bemessungsleistung berufen dürfen, bleibt unklar.

Mit der am 15. Dezember 2016 beschlossenen Änderung des EEG 2017 kam es noch zu einer wichtigen Änderung bei den **Pflichten zur Gärrestlagerung**. Nunmehr ist ausdrücklich geregelt, dass bei Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen werden und Gärrestlagern, die nach dem 31. Dezember 2011 errichtet worden sind, eine hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen in dem

gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage nach dem EEG erforderlich, aber auch ausreichend ist.

Damit hat der Gesetzgeber endgültig klargestellt, dass ein – etwa nachträglich errichtetes – Gärrestlager nicht generell gasdicht abgedeckt sein muss. Ein Anlagenbetreiber muss lediglich sicherstellen, dass eine Verweilzeit im gasdichten System von insgesamt 150 Tagen gewährleistet ist. Bei einer derartigen Verweilzeit ist bereits sichergestellt, dass der klimaschädliche Methanausstoß der Gärreste minimiert ist.

Diese Regelung gilt unmittelbar nur für Anlagen die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind. Es spricht allerdings viel dafür, dass es auch für nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftige NawaRo-Anlagen nach **EEG 2009** ausreicht, wenn eine Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System nachgewiesen ist und dass etwaige weitere Gärrestlager dann nicht gasdicht abgedeckt sein müssen.

#### **Gesamtbewertung der Regelungen für Biomasse im EEG 2017**

Die Bewertung der Regelungen für Biomasseanlagen hängt stark vom Ausgangspunkt der Betrachtung ab. Nachdem der Gesetzgeber der Biomasse mit dem EEG 2014 bereits den Rücken gekehrt hatte, mag man nun positiv hervorheben, dass für Biomasseanlagen nun doch ein gewisser Zubau vorgesehen ist und Biomasseanlagen zumindest „auf kleinem Niveau“ weiterhin eine Rolle im Gefüge des EEG spielen sollen.

Dennoch: Insgesamt besteht die Gefahr, dass das Regelungskorsett für Biomasseanlagen im EEG 2017 so eng geschnürt ist, dass der Branche die Luft ausgeht. Ein Befreiungsschlag für die Branche ist das EEG 2017 jedenfalls nicht.

#### **E. Windenergie auf See**

Für das Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen auf See trifft das EEG 2017 selbst keine detaillierten Vorgaben. Aufgrund der künftigen engen Verzahnung von Flächenplanung, Anlagengenehmigung und EEG-Förderung werden die Einzelheiten in einem gesonderten **Windenergie-auf-See-Gesetz** geregelt, das gemeinsam mit dem EEG 2017 verabschiedet wurde. Die in Betracht kommenden Flächen werden künftig von staatlicher Seite voruntersucht und „beplant“ (sogenanntes **zentrales System**). Die Bieter werden dann auf die Errichtung von Windenergieanlagen auf den vorentwickelten Flächen bieten. Erste Ausschreibungen auf Grundlage des zentralen Systems

sollen ab 2021 durchgeführt werden. Auf Grundlage einer Interims-Regelung werden jedoch bereits ab März 2017 erste Ausschreibungen für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2021 durchgeführt.

## F. Wasserkraft

Für Wasserkraftanlagen bleibt es nach dem EEG 2017 im Wesentlichen bei den derzeitigen Regelungen. Die Durchführung von Ausschreibungen ist für Wasserkraftanlagen nicht vorgesehen. Eine wesentliche Neuerung ist jedoch, dass nach dem EEG 2017 ertüchtigte Bestands-Wasserkraftanlagen nach Durchführung der **Ertüchtigungsmaßnahme** so zu behandeln sind, als wären sie mit dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme neu in Betrieb genommen worden. Danach müssten ertüchtigte Wasserkraftanlagen alle Anforderungen nach dem EEG 2017 ebenso erfüllen wie neue Anlagen.

## G. Speicher und Sektorenkopplung

### Kurz und knapp

Die lang ersehnte Definition von Energiespeichern bleibt auch im EEG 2017 weiter aus.

Für Power-to-Power-Speicher wurde jedoch eine hoch interessante neue Regelung ins EEG 2017 aufgenommen, die zur Beendigung der Doppelbelastung mit der EEG-Umlage bei der Zwischenspeicherung von Strom führen soll. Die Regelung wurde kurz vor Inkrafttreten des EEG 2017 noch einmal weitgehend überarbeitet und insbesondere für gemischtgenutzte Speicherkonzepte geöffnet. Gerade im Batteriespeichersegment könnten unter der neuen Rechtslage zahlreiche innovative Geschäftsmodelle deutlich attraktiver und rechtssicher werden.

Das EEG 2017 hält jedoch auch eine potenzielle K.O.-Voraussetzung für eine Vielzahl dezentraler Energiespeicherkonzepte bei größeren neuen EEG-Anlagen bereit: Im Fall der Teilnahme an Ausschreibungen darf der erzeugte Strom nur in sehr engen Grenzen selbst verbraucht werden. In Eigenversorgungskonzepten ist die wirtschaftliche Nutzung von Energiespeichern vor Ort damit jedenfalls stark eingeschränkt.

### I. Keine neue Definition – Speicher bleiben Letztverbraucher

Nach wie vor behandelt das Energierecht Stromspeicher sowohl als **Letztverbraucher** als auch als **Stromerzeugungsanlagen**. Dies ist weder naturwissenschaftlich überzeugend noch energiepolitisch sinnvoll. Dementsprechend deutlich waren die Forderungen von Bundesrat und den Industrie- und Energieverbänden im Gesetzgebungsprozess zum „Strommarktgesetz“ (sehen Sie hierzu etwa unsere [Aktuelles-Meldung vom 9. März 2016](#)), endlich klarzustellen, dass Speicherung und Letztverbrauch

zwei unterschiedliche Dinge sind. Eine entsprechende Klarstellung im EEG 2017 wäre ebenfalls wünschenswert gewesen. Leider bleiben Energiewirtschaft und Experten mit dieser zentralen Forderung weiter ungehört – auch das EEG 2017 ordnet Speicher grundsätzlich als Letztverbraucher und Erzeuger ein.

## II. EEG-Umlage bei Speichern: Ende der Doppelbelastung

Erfreulich ist hingegen, dass die bislang aus der Einordnung als Letztverbraucher folgende **Doppelbelastung mit der EEG-Umlage für viele Speicherkonzepte mit dem EEG 2017 beendet** wird. Die ehemals in [§ 60 Absatz 3 EEG 2014](#) enthaltene Regelung wurde dafür komplett neu gefasst (vgl. § 61k EEG 2017). Die wesentliche Neuerung ist dabei, dass künftig nicht nur netzgekoppelte Speicher, die den zwischengespeicherten Strom vollständig ins Netz zurückspeisen, von der Doppelbelastung bei der EEG-Umlage befreit sind. Auch dezentrale Speicher, die zur Eigenversorgung betrieben, zur Direktlieferung eingesetzt oder mit Erzeugungsanlagen vor Ort kombiniert werden, sind ab dem 1. Januar 2017 (endlich) mit netzinternen Speichern gleichgestellt. Dies gilt auch hinsichtlich der eingespeicherten Strommengen: Anders als unter der jetzigen Rechtslage werden diese künftig auch dann privilegiert, wenn der eingespeicherte Strom nicht aus dem Stromnetz entnommen wurde. Künftig sind damit auch sogenannte Vor-Ort-Konzepte privilegiert, in denen der Strom etwa in einer EE-Anlage erzeugt wird und direkt aus dieser in den Speicher gelangt. Künftig wird der Strom im Fall der Nutzung von Speichern nicht mehr doppelt mit der EEG-Umlage belastet, indem der eingespeicherte Strom grundsätzlich von der Zahlung der EEG-Umlage befreit wird.

Die Regelung war zunächst in einer anderen Fassung verabschiedet worden (§ 61a EEG 2017 a.F.). Nach der ursprünglich verabschiedeten Regelung konnten insbesondere Speicher in sogenannten **Mischnutzungskonzepten (Kombination von dezentraler Nutzung mit Netznutzung)** nicht von der Besserstellung profitieren. Hierzu hatten wir ausführlich in der letzten Fassung unseres [Sondernewsletters](#) berichtet (dort Seite 39 ff.). Nach intensiver Kritik der Speicherbranche, vor allem vertreten durch den BVES, an der bisherigen Fassung der Norm hat der Gesetzgeber erfreulicherweise im Zuge des letzten Änderungsgesetzes erhebliche Nachbesserungen vorgenommen. Die Regelung wurde noch einmal komplett umstrukturiert und inhaltlich erweitert. Allerdings ist in der komplex geratenen Neuregelung auch ein deutliches Misstrauen des Gesetzgebers spürbar. Eine EEG-Umlage-Optimierung Einzelner zu Lasten der Allgemeinheit soll unbedingt vermieden werden. Zur Vermeidung eines Missbrauchs der neuen Regelungen werden daher hohe Anforderungen an das Mess- und Abrechnungskonzept gestellt.

Die wesentlichen Neuerungen durch das Änderungsgesetz im Überblick:

- U Kern der neuen Regelung in § 61k EEG 2017 ist, dass **der eingespeicherte Strom in genau dem Maße von der EEG-Umlage befreit wird, wie für den ausgespeicherten Strom die EEG-Umlage gezahlt wurde.**
- U Für die Saldierung der ein- und ausgespeicherten Strommengen bzw. der gezahlten Beträge wird stets ein gesetzlich festgelegter Zeitraum betrachtet, die sogenannte **Saldierungsperiode**. Die Länge einer Saldierungsperiode wird je nach Speicherkonzept unterschiedlich bemessen: Für Speicher, die entweder ausschließlich netzgekoppelt oder vollständig ohne Netznutzung betrieben werden, kommt es auf die Strommengen bzw. EEG-Umlage-Zahlungen **in dem gesamten Kalenderjahr** an. Für gemischt genutzte Speicher, bei denen Strom sowohl ins Netz ausgespeichert als auch dezentral verbraucht wird, ist der Saldierungszeitraum dagegen jeder einzelne Kalendermonat. Es muss dann also für jeden Kalendermonat nachgewiesen werden, für wie viele Kilowattstunden ausgespeicherten Stroms in welcher Höhe jeweils die EEG-Umlage gezahlt wurde.
  - Wurde beispielsweise in einem Monat für 300 ausgespeicherte und in das Stromnetz eingespeiste Kilowattstunden beim Letztverbraucher die volle EEG-Umlage und für 150 ausgespeicherte und selbst verbrauchte Kilowattstunden die auf 40 Prozent reduzierte EEG-Umlage gezahlt, kommt eine Befreiung der eingespeicherten Strommengen in diesem Kalendermonat in exakt diesem Umfang in Betracht: Für 300 eingespeicherte Kilowattstunden kann dann also eine Reduzierung um 100 Prozent und für 150 eingespeicherte Kilowattstunden eine Reduzierung auf 40 Prozent der EEG-Umlage geltend gemacht werden.
- U **Speicherverluste** werden ausdrücklich von der EEG-Umlage freigestellt. Im obigen Beispiel würden die umlagebefreiten Speicherverluste nach den Vorgaben der Regelung im Verhältnis 300:150 (also 2:1) auf die beiden EEG-Umlage-„Gruppen“ (100 Prozent und 40 Prozent) verteilt. So soll vermieden werden, dass die Speicherverluste nur auf den weniger attraktiven Eigenverbrauch angerechnet werden und so der Anteil vollständig befreiter Strommengen optimiert wird.
- U In gemischt genutzten Speicherkonzepten ist die Befreiung des eingespeisten Stroms auf höchstens **500 zwischengespeicherte Kilowattstunden pro installierter Kilowattstunde Speicherkapazität im Jahr** begrenzt.
  - Das bedeutet, dass beispielsweise ein gemischt genutzter Speicher mit einer Kapazität von 10 Kilowattstunden jährlich die Möglichkeit hätte, für insgesamt maximal



5.000 eingespeicherte Kilowattstunden die Befreiung von der EEG-Umlage geltend zu machen. Voraussetzung hierfür wäre jedoch, dass der Begünstigte für jeden monatlichen Saldierungszeitraum des Jahres nachweisen kann, dass für die entsprechende Anzahl ausgespeicherte Kilowattstunden die EEG-Umlage gezahlt wurde.

U Der **Nachweis** ist jährlich zu erbringen. Eine entscheidende Verbesserung gegenüber der zunächst verabschiedeten Fassung in § 61a EEG 2017 a.F. ist dabei eine Erleichterung beim Nachweis für die ins das Netz eingespeisten Strommengen. So wird nach § 61k EEG 2017 bei der Ausspeicherung nunmehr vermutet, dass für sämtlichen in das Netz eingespeisten Strom die EEG-Umlage gezahlt wird.

- Sobald der ausgespeicherte Strom vollständig ins Netz eingespeist wird, ist der eingespeicherte Strom also von der EEG-Umlage befreit – und zwar in aller Regel ohne, dass ein weiterer Nachweis über die Zahlung der EEG-Umlage beim „tatsächlichen“ Letztverbraucher geführt werden muss. Auch gilt diese Vermutung künftig für gemischt genutzte Speicher, so dass hier für die ins Netz eingespeiste Strommenge ebenfalls in der Regel kein separater Nachweis mehr geführt werden muss. Dies war einer der großen Kritikpunkte an der zunächst verabschiedeten Regelung in § 61a EEG 2017 a.F.

U Entscheidend für die gesetzeskonforme Saldierung der ein- und ausgespeicherten Strommengen ist das **Messkonzept**. Hierfür enthält der neue § 61k EEG 2017 strenge Anforderungen. Werden diese nicht eingehalten, kann die Befreiung für den eingespeicherten Strom nicht geltend gemacht werden und der zwischengespeicherte Strom bleibt im Ergebnis dann gegebenenfalls doppelt mit der EEG-Umlage belastet.

- Das Gesetz verlangt letztlich, dass für jede Saldierungsperiode sämtliche maßgeblichen Strommengen (ein- und ausgespeiste Mengen; sonstige Energieentnahmen; verschiedene EEG-Umlage-„Gruppen“; im Speicher verbleibende Mengen; Speicherverluste) mittels geeichter Messeinrichtungen oder intelligenter Messeinrichtungen erfasst und durch eine nachvollziehbare Abrechnung überprüfbar dargestellt werden. Wir empfehlen daher weiterhin, das Messkonzept im Zweifel vorab gründlich auf die Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen hin zu prüfen und gegebenenfalls mit dem zuständigen Messbetreiber abzustimmen.

U Eine weitere Voraussetzung für die Privilegierung der eingespeicherten Strommengen ist, dass die **EEG-Meldepflichten** von demjenigen eingehalten werden, der für die Zahlung der EEG-Umlage für die eingespeicherten Strommengen zuständig ist. Dies ist bei einem Strombezug aus dem Netz oder einer benachbarten Anlage der Stromlieferant und bei der Einspeicherung von selbst erzeugten Strommengen der Anlagenbetreiber selbst. Im Fall der Verletzung von

Meldepflichten differenziert das Gesetz – wie bei den Meldepflichten für die Eigenversorgung (siehe hierzu unten Abschnitt H.) – danach, welche Meldepflichten versäumt wurden. Teilweise besteht die Sanktion in einer 100-prozentigen Belastung mit der EEG-Umlage, teilweise werden „nur“ 20 Prozent der EEG-Umlage fällig.

Insgesamt ist festzuhalten: Die Neuregelung bringt grundsätzlich die lang ersehnte Befreiung von der Doppelbelastung zwischengespeicherter Strom für sämtliche Speicherkonzepte. Dies ist überaus erfreulich. Auch das neue Saldierungsprinzip erscheint grundsätzlich sachgerecht. Der Wunsch der Branche nach weniger Bürokratie und der Möglichkeit schlanker – und damit wirtschaftlich besser darstellbarer – Messkonzepte wurde mit der Neuregelung allerdings leider nicht erfüllt.

Auch wäre wünschenswert gewesen, dass der Gesetzgeber in Sachen **Sektorenkopplung** noch einmal nachbessert: Insgesamt bleibt es auch im EEG 2017 dabei, dass sämtliche Privilegien für zwischengespeicherten Strom und Speichergase (nunmehr § 61k Absatz 2 EEG 2017, vgl. bereits [§ 60 Absatz 3 Satz 2 EEG 2014](#)) daran geknüpft sind, dass am Ende Strom erzeugt und hierfür die EEG-Umlage gezahlt wird. Modelle, die über reine Power-to-Power-Konzepte hinausgehen, werden durch das Rückverstromungserfordernis also von den Begünstigungen ausgeschlossen. Gerade die vielversprechende Power-to-Gas-Technologie wird damit weiterhin ausgebremst.

### III. Eigenversorgungsverbot: Neue Einschränkung für dezentrale Speicherkonzepte

Abgesehen davon, dass die Neuregelung für sektorenübergreifende Technologien (Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc.) keine Fortschritte bringt, enthält das EEG 2017 eine weitere Regelung, die Energiespeichern wichtige Anwendungsfelder versperrt: Betreiber aller EEG-Anlagen, deren Förderhöhe in Ausschreibungen ermittelt wird, dürfen den erzeugten Strom **nicht zur Eigenversorgung nutzen** (§ 27a EEG 2017). Verstößen sie gegen das **Eigenversorgungsverbot**, verlieren sie für das gesamte Kalenderjahr ihren Förderanspruch (§ 52 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017). Eine Eigenversorgung ist im Rahmen der Ausschreibungen künftig nur noch in engen Grenzen zulässig (Kraftwerkseigenverbrauch, Netzverluste, negative Preisphasen an der Börse, Zeiten der Abregelung durch den Netzbetreiber).

Nach den ersten Entwürfen des EEG 2017 war davon auszugehen, dass es zumindest möglich sein sollte, den Strom zwischenzuspeichern und anschließend vollständig in das Stromnetz einzuspeisen. Die Entwurfsbegründung setzt dies ebenfalls noch voraus. Die Endfassung des EEG 2017 enthält jedoch keine spezifische Regelung für die Zwischenspeicherung mehr. Die Regelung ist damit grundsätzlich auch für Batteriespeichersysteme, die mit EEG-Erzeugungsanlagen kombiniert werden sollen, zum Hemmnis geworden. Wenn der Strom – und sei es nur teilweise – im Wege der Speicherung vor Ort durch den Anlagenbetreiber selbst „verbraucht“ wird, ist die Regelung anwendbar und es muss geprüft werden, ob einer der oben genannten Ausnahmetatbestände eingreift. Auch bei einer

sektorenübergreifenden Umwandlung in Gas, Wärme oder Kraftstoff (Power-to-X) durch den Anlagenbetreiber selbst kann nach dem EEG 2017 die Förderung des Stroms aus der Anlage für das gesamte Kalenderjahr entfallen.

Positiv ist allerdings zu bewerten, dass am Ende des Gesetzgebungsverfahrens die Regelung noch einmal dahingehend erheblich entschärft worden ist, dass nur die Eigenversorgung im Rahmen der Ausschreibung ausgeschlossen wird. Die **Direktbelieferung** eines Dritten (z.B. eines nicht mit dem Anlagenbetreiber identischen Speicherbetreibers) bleibt damit jederzeit möglich. Darüber hinaus ist beachtenswert, dass die Regelung an den Begriff der Eigenversorgung gemäß § 3 Nummer 19 EEG 2017 anknüpft. Liegt keine Eigenversorgung vor, so findet § 27a EEG 2017 demnach keine Anwendung. § 3 Nummer 19 EEG 2017 setzt neben der Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher jedoch auch einen „räumlichen Zusammenhang“ zwischen Erzeugungsanlage und Verbrauchseinrichtung voraus. Daraus lässt sich schließen, dass § 27a EEG 2017 dann keine Anwendung findet, wenn der Speicher zwar durch den Anlagenbetreiber, aber nicht im räumlichen Zusammenhang zur Erzeugungsanlage, oder von einem Dritten betrieben wird. Durch die neue Regelung in § 61k Absatz 1 EEG 2017 (siehe oben) kann zudem in solchen Konstellationen gegebenenfalls der eingespeicherte Strom EEG-umlagebefreit an den Speicher geliefert werden.

#### **IV. Neuregelung zu zuschaltbaren Lasten: Künftig auch für Stromspeicher interessant?**

Interessant ist zudem auch eine Änderung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die erste sektorenübergreifende Ansätze zur **netzdienlichen Nutzung zuschaltbarer Lasten im Netzengpassmanagement** bietet (vgl. **§ 13 Absatz 6a EnWG**). Zuschaltbare Lasten sollen zunehmend ins bestehende Redispatch-Regime auf Übertragungsnetz-Ebene integriert werden, um Abregelungen von EE-Anlagen zu reduzieren. Hierfür wird es Betreibern größerer KWK-Anlagen (ab 500 kW) im Netzausbaubereich (siehe hierzu oben Abschnitt B.II.) ermöglicht, in Netzüberlastungsphasen ihre Stromerzeugung zu unterbrechen, ohne dabei Einbußen in ihrem Wärmenutzungskonzept oder finanzielle Nachteile zu erleiden.

Dafür können Anlagenbetreiber entsprechende Vereinbarungen mit dem Übertragungsnetzbetreiber abschließen, nach denen ihre Anlagen zwar vorrangig geregelt werden, die Anlagenbetreiber in Zeiten der Abregelung aber umsonst Strom beziehen können und gleichzeitig für die Abregelung der KWK-Anlage eine entsprechende Vergütung (Entschädigung) erhalten. Den aus dem Netz bezogenen Strom kann der Betreiber der KWK-Anlage dann in einer – ebenfalls vom Netzbetreiber zu erstattenden – **Power-to-Heat-Anlage** einsetzen und so die Wärmeversorgung trotz unterbrochener Stromerzeugung sicherstellen. Auf diese Weise wird ein Anreiz zur Nutzung von Power-to-Heat-Modulen als zuschaltbare Last in Zeiten hoher Einspeisungen gesetzt.

Interessant könnte es hier künftig auch für Stromspeicher werden, wenn die Regelung für KWK-Anlagen sich nicht als erfolgreich erweist: In diesem Fall soll die Bundesregierung eine Rechtsverordnung erlassen, um auch andere Technologien als zuschaltbare Lasten zuzulassen. Welche genau dies sein könnten, sagt die Regelung allerdings nicht. In der Begründung ist aber die Rede davon, dass die Regelung in diesem Fall technologieneutral ausgestaltet werden kann. Bei Interesse finden Sie nähere Informationen hierzu in diesem [Fachaufsatz](#).

### **Bewertung**

Die Neuregelung in § 61k EEG 2017 ist in ihrer jetzigen Fassung insgesamt ein großer Erfolg für die Speicherbranche. Insbesondere die lang ersehnte Befreiung von der Doppelbelastung zwischengespeicherter Strome mit der EEG-Umlage wurde damit endlich umgesetzt. Inwieweit die hohen Anforderungen an das Messkonzept den Aufwand, der von der Neuregelung für Batteriespeicherkonzepte ausgehen könnte, sogleich wieder zu ersticken droht, wird die Praxis in den nächsten Monaten zeigen. Die Branche steht jedenfalls in den Startlöchern... Darüber hinaus wären mutigere Signale der Bundesregierung und ein klares Bekenntnis zur Sektorenkopplung wünschenswert gewesen. Stattdessen errichtet das EEG 2017 teilweise sogar neue Hemmnisse für innovative Energiekonzepte.

## **H. Eigenversorgung und Besondere Ausgleichsregelung**

Noch kurz vor Inkrafttreten des EEG 2017 wurden mit dem ersten Änderungsgesetz die Regelungen zur Eigenversorgung umfassend überarbeitet. Zum einen handelt es sich um eine rein redaktionelle Umstrukturierung der Regelungen zur Eigenversorgung. Aus § 61 EEG 2014 werden so die §§ 61 bis 61j EEG 2017, deren Regelungsgehalt in weiten Teilen aber dem EEG 2014 entspricht.

Daneben hat der Gesetzgeber aber auch einige durchaus relevante rechtliche Änderungen vorgenommen.

So wird der Begriff Stromerzeugungsanlage im EEG 2017 – abweichend vom Anlagenbegriff – ausdrücklich definiert als

*„jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Stromerzeugungsanlage ist“.*

Die Definition stellt allein auf die einzelne Stromerzeugungseinheit und damit auf einen „engen Anlagenbegriff“ ab, der für die Regelungen zur Eigenversorgung maßgeblich ist.

Auch wird für eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage bei einem „Inselbetrieb“ in § 61a Nummer 2 EEG 2017 nicht mehr darauf abgestellt, dass der „Eigenversorger“ nicht an ein Stromnetz angeschlossen sein darf. Stattdessen kommt es nunmehr allein darauf an, ob die betreffende „Stromerzeugungsanlage“ selbst unmittelbar oder mittelbar am Netz angeschlossen ist. Es wird damit klargestellt, dass der umlagebefreite Eigenversorger (andernorts) Verbrauchseinrichtungen nutzen darf, die über einen Netzanschluss verfügen. Diese Frage war unter Geltung des EEG 2014 noch umstritten.

Eine einschneidende Änderung gab es beim **Bestandsschutz für Eigenversorgungskonzepte**, die bereits vor dem 1. August 2014 umgesetzt worden waren. Während diese Anlagen nach dem EEG 2014 noch bestandsschutzwahrend erneuert, ersetzt und sogar um eine Leistung von bis zu 30 Prozent erweitert werden konnten, wurde die Möglichkeit zur Modernisierung mit dem EEG 2017 eingeschränkt. Nach dem EEG 2017 wird eine bestandsschutzwahrende Erneuerung, Ersetzung oder Erweiterung nur noch bis zum 31. Dezember 2017 möglich sein. Ab dem 1. Januar 2018 erneuerte oder ersetzte Bestandsanlagen werden grundsätzlich mit 20 Prozent der EEG-Umlage belastet und dies auch nur dann, wenn die installierte Leistung nicht erweitert wird. Nur solange die modernisierte Bestandsanlage noch nicht handelsrechtlich abgeschrieben ist oder der Förderzeitraum nach dem EEG noch nicht abgelaufen ist, bleibt es auch bei einer Erneuerung oder Ersetzung der Anlage bei der vollständigen Befreiung von der EEG-Umlage, allerdings auch hier nur dann, wenn die installierte Leistung sich im Zuge der Modernisierung nicht erhöht.

Im Falle einer ab dem 1. Januar 2018 vorgenommenen Erweiterung der installierten Leistung entfällt der Bestandsschutz demnach vollständig. Plant ein Anlagenbetreiber, eine Erweiterung der installierten Leistung einer Bestandsanlage vorzunehmen, sollte dies also möglichst noch in diesem Jahr erfolgen.

Ebenfalls noch „in letzter Minute“ eingeführt wurden Regelungen zur **bestandsgeschützten Rechtsnachfolge** für Eigenversorgungskonzepte:

Geht eine Eigenerzeugungsanlage im Wege der Gesamtrechtsnachfolge auf einen Erben über, ändert sich zwar die Person des Betreibers. Doch nach dem EEG 2017 besteht der Bestandsschutz für diese Anlage fort.

Auch bleibt der Bestandsschutz und damit eine Reduzierung der EEG-Umlage auf „null“ bestehen, wenn der ursprüngliche Letztverbraucher sowohl als Betreiber der Stromerzeugungsanlage als auch der aus dieser versorgten Stromverbrauchseinrichtungen vor dem 1. Januar 2017 von einem anderen Betreiber im Wege einer Rechtsnachfolge abgelöst wurde und bis zum **31. Mai 2017** die sog. Basisangaben gemäß § 74a Absatz 1 EEG 2017 beim zuständigen Netzbetreiber gemeldet worden sind.

Voraussetzung ist in beiden Fällen allerdings, dass die Stromerzeugungsanlage an demselben Standort weiter betrieben wird und das Eigenerzeugungskonzept unverändert fortbesteht. Verbrauchsseitige Änderungen sind – jedenfalls nach der Gesetzesbegründung – hingegen zulässig.

Schließlich wurde kurzfristig noch eine Bestandsschutzregelung für Eigenversorgungsmodelle in Mehrpersonenverhältnissen in das EEG 2017 aufgenommen. Hiernach entfällt die EEG-Umlage – für die Zukunft und die Vergangenheit – in solchen Konstellationen vollständig, in denen ein Letztverbraucher ein anteiliges vertragliches Nutzungsrecht an einer Stromerzeugungsanlage (sog. Scheibenpachtmodell) innehat, wenn dieses Versorgungskonzept bereits vor dem 1. August 2014 bestand. Dies gilt auch für ältere Bestandsanlagen, bei denen die Eigenversorgung über das Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt. Dass der Gesetzgeber solche Modelle, die in der Regel die anteilige Pacht fossiler (Groß-)Kraftwerke zum Zwecke der „Eigenversorgung“ energieintensiver Unternehmen zum Gegenstand haben, nun in letzter Sekunde legalisiert hat, ist vor dem Hintergrund der seit Jahren geführten Diskussion um eine gerechte Verteilung der Kosten der Energiewende und eine Entlastung der Verbraucher ein durchaus interessanter Vorgang. Begründet wird dies in der Gesetzesbegründung relativ lapidar damit, dass *„Unternehmen entlastet [werden sollen], die aufgrund einer unklaren Rechtslage vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 davon ausgegangen waren, dass in bestimmten Konstellationen keine umlagepflichtige Stromlieferung, sondern eine umlagebefreite Eigenversorgung aus anteilig genutzten Erzeugungskapazitäten an einer Stromerzeugungsanlage (sogenannten „Kraftwerksscheiben“) vorlag“*.

Zudem werden im EEG 2017 die Meldepflichten für Eigenversorger und die aus einem Verstoß gegen selbige folgenden Konsequenzen klarer gefasst:

Im EEG 2017 ist nunmehr ausdrücklich eine Erhöhung der EEG-Umlage auf 100 Prozent vorgesehen, wenn der Letztverbraucher oder Eigenversorger seinen jährlichen Mitteilungspflichten hinsichtlich der EEG-umlagepflichtigen Strommengen nicht bis zum 28. Februar (31. Mai sofern der Übertragungsnetzbetreiber zuständig ist) nachkommt.

Die EEG-Umlage erhöht sich zudem um 20 Prozentpunkte, sofern der Letztverbraucher oder der Eigenversorger bis zum 28. Februar bzw. 31. Mai nicht die sog. Basisangaben (Vorliegen einer Eigenversorgung, installierte Leistung der selbst betriebenen Stromerzeugungsanlagen, Grund für Verringerung / Entfallen der EEG-Umlage) mitgeteilt hat. Diese Mitteilungspflicht gilt dabei für sämtliche Eigenversorgungskonzepte, also auch für von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage befreite Anlagen.

Macht die EEG-Umlagebefreiung im Kalenderjahr ein Volumen von mindestens 500.000,00 Euro aus, gelten zudem weitere besondere Mitteilungspflichten für Letztverbraucher und Eigenversorger.

Im Hinblick auf die **besondere Ausgleichsregelung** für **stromkostenintensive Unternehmen** sind im EEG 2017 vergleichsweise nur wenige Änderungen vorgesehen.

Allerdings wurde nunmehr ein **Wahlrecht** für Unternehmen mit größeren selbst verbrauchten und nicht umlagepflichtigen Strommengen eingeführt:

Nunmehr können Unternehmen für den gesamten, sowohl für den von Dritten bezogenen, als auch selbst erzeugten und verbrauchten Strom einen Antrag auf eine Begrenzung der EEG-Umlage stellen. Voraussetzung hierfür ist, dass das Unternehmen Strommengen von **mehr als 1 GWh selbst verbraucht** hat, und eine Begrenzung der EEG-Umlage nicht erlangen kann, weil seine Stromkostenintensität wegen seiner nicht umlagepflichtigen Strommengen nicht ausreicht. In diesem Fall begrenzt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) die EEG-Umlage dennoch, sofern die übrigen Voraussetzungen hierfür vorliegen. Allerdings muss das Unternehmen dann die begrenzte EEG-Umlage für die gesamten – also auch für die selbst verbrauchten – Strommengen zahlen.

Zudem wurde eine weitere **Ausnahmeregelung für Unternehmen aus der Liste 1** der Anlage 4 zum EEG 2017 (beispielsweise Steinkohlebergbau, Gewinnung von Salz oder auch Herstellung von Holz- und Zellstoff) eingeführt. Anders als noch im letzten Entwurf vorgesehen, werden auch solche Unternehmen der Liste 1 anteilig von der EEG-Umlage befreit, die nur eine Stromkostenintensität von 14 Prozent erreichen. Diese Unternehmen müssen ab 1 Gigawattstunde verbrauchten Strom 20 Prozent der EEG-Umlage zahlen. Unternehmen der Liste 1, bei denen die Stromkostenintensität mindestens 17 Prozent beträgt, müssen – wie bereits im EEG 2014 – 15 Prozent der EEG-Umlage zahlen.

Durch die Einführung dieser weiteren Privilegierung soll unter anderem vermieden werden, dass bislang umlagebefreite Unternehmen, die etwa aufgrund von Effizienzmaßnahmen ihre Stromkostenintensität verringert haben, hierfür „bestraft“ werden, indem sie die volle EEG-Umlage zahlen müssen.

Für Rückfragen und die vertiefte Prüfung Ihrer Anliegen im Hinblick auf das EEG 2017 stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

**Ihre Anwältinnen und Anwälte der Kanzlei von Bredow Valentin Herz**





## Über vBVH

Die Kanzlei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte (vBVH) aus Berlin berät bundesweit Unternehmen der Energiebranche und energieintensive Unternehmen zum EEG, zu allgemeinen energierechtlichen Fragestellungen, zum Genehmigungs- und Planungsrecht, zum Handels- und Gesellschaftsrecht sowie zum allgemeinen Zivilrecht. Gerne unterstützen wir Sie bei der Gestaltung, Prüfung und Verhandlung von Verträgen oder der rechtgutachterlichen Beurteilung von Rechtsfragen. Wir begleiten Ihr Projekt in allen energiewirtschaftsrechtlichen und sonstigen Verwaltungs- und Genehmigungsverfahren und vertreten Ihre Interessen vor Gericht.

**von Bredow Valentin Herz** Littenstraße 105 10179 Berlin  
**Telefon** +49 30 8092482-20 **Fax** +49 30 8092482-30 **E-Mail** [info@vvh.de](mailto:info@vvh.de)  
Partnerschaft von Rechtsanwälten mit beschränkter Berufshaftung  
[www.vonbredow-valentin-herz.de](http://www.vonbredow-valentin-herz.de)