

# ZNER

23/4  
2019

## Zeitschrift für Neues Energierecht

### Aus dem Inhalt:

#### Rechtsanwalt Markus Adam, LL. M.

10 Jahre später – Ein Beitrag zum Status Quo der Elektromobilität in Deutschland

#### Dr. Philipp Boos

Europäische Förderung von kollektiver Eigenversorgung und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

#### Dr. Anja Kerkmann und Dr. Jessica Schröter, Andernach

Seismologische Stationen und Windenergie

#### Dr. Neven Josipovic, TU Braunschweig

Windenergie und Flugsicherung – eine unendliche Geschichte?

#### EuGH

Zur Bemessung der Luftqualität reicht der Mittelwert ortsfester Probenahmestellen nicht aus

#### BGH

Eine Abgasturbine ist keine – mit dem Technologiebonus geförderte – Gasturbine i. S. d. § 27 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2009

#### BGH

Die Festlegung eines dauerhaften Entgelts für die Konvertierung von H- nach L-Gas ist zulässig

#### BGH

Keine Wiedereinsetzung bei Versäumung der Stichtagsfrist in § 22 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 Buchst. b EEG 2017

#### OLG Düsseldorf

Zum Verständnis des § 10a ARegV

#### OLG Düsseldorf

Zur sachgerechten Ermittlung eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 StromNEV

#### OLG Düsseldorf

Zum Ansatz von Forschungs- und Entwicklungskosten gem. § 25a ARegV  
Zur Berechnung von Baukostenzuschüssen nach § 17 Abs. 1 EnWG

#### OLG Stuttgart

Rügen bei der Konzessionsvergabe (Strom)

#### BFH

Betrieb eines Blockheizkraftwerks, Wohnungseigentümergeinschaft als gewerbliche Mitunternehmerschaft

### Wissenschaftlicher Beirat

Prof. Dr. Edmund Brandt

Prof. Dr. Gabriele Britz

Heinz-Peter Dicks

Prof. Dr. Martin Eifert

Peter Franke

Dr. Stephan Gatz

Prof. em. Dr. Reinhard Hendler

Prof. Dr. Georg Hermes

Dr. Volker Hoppenbrock

Prof. Dr. Lorenz Jarass

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Dr. Wolfgang Kirchhoff

Prof. Dr. H.-J. Koch

Prof. Dr. Silke R. Laskowski

Wiegand Laubenstein

Prof. Dr. Uwe Leprich

Prof. Dr. Kurt Markert

Prof. Dr. Bernhard Nagel

Prof. Dr. Alexander Roßnagel

Prof. Dr. Dr. Dr. h.c. F. J. Säcker

Prof. Dr. Sabine Schlacke

Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski

Prof. Dr. Joachim Wieland

### Redaktion

RA Dr. Peter Becker (Schriftleiter)

RA Dr. Martin Altrock

RA Dr. Hartwig von Bredow

Dr. Wieland Lehnert

Dr. Volker Oschmann

Dr. Nina Scheer, MdB

RA Franz-Josef Tigges

RAin Dr. Cornelia Ziehm

ZNER · Jahrgang 23 · Nr. 4

August 2019 · S. 275 – 400

ISSN: 1434-3339

massiv gesenkt werden könnten. Wir benötigen so schnell wie möglich eine Netzentgeltreform!

**SOLARZEITALTER: Anfang April hat der Deutsche Bundestag das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) verabschiedet. Dabei spielen der Ausbau der überregionalen Netze (Trassen) und seine Begründung eine besondere Rolle. Windstrom aus dem Norden müsse in den Süden transportiert werden. Wie sehen Sie diese Begründung unter Berücksichtigung anderer Optionen, Stichwort Sektorenkopplung?**

**Claudia Kemfert:** Statt Netzausbaubeschleunigungsgesetze benötigen wir eine beschleunigte Überprüfung und Anpassung der Netzausbaubedarfe. Die Netzausbaupläne müssen viel häufiger an aktuelle Änderungen der energiepolitischen Entscheidungen angepasst werden. Mit dem Kohleausstieg und einem stärker dezentralen und lastnahen Ausbau der Erneuerbaren Energien bestehen ganz andere Bedarfe als die jetzigen Netzentwicklungspläne vorsehen. Werden Anlagen systemdienlich und lastnah zugebaut, und mehr Flexibilität ermöglicht, über Last- und Nachfragemanagement, virtuellen Kraftwerken und mehr Speicheroptionen, auch durch Sektorkopplung, ergeben sich andere Bedarfe an Übertragungsnetzen und dezentralen Verteilnetzen. Diese Berechnungen wurden bisher nicht erstellt und in die Planungen eingebracht.

**SOLARZEITALTER: Wie wahrscheinlich ist in dem Zusammenhang eines beschleunigten Verfahrens die Sicherstellung der Entscheidungsbeteiligung der betroffenen Anwohner?**

**Claudia Kemfert:** Die einseitigen Ausbaupläne sollen durch die neue Gesetzgebung nach Möglichkeit so schnell wie möglich umgesetzt werden. Es wird für betroffene Anwohner schwerer, ihre Vorbehalte einzubringen. Dies ist bedauerlich. Es ist umso wichtiger, für eine Reform der Ermittlung der Netzausbaupläne zu werben und vor allem muss deutlich gemacht werden, ob jede Leitung tatsächlich notwendig sein wird. Wichtig ist eine dezentrale Energiewende vor Ort, je mehr Bürgerinnen und Bürger, Kommunen und Regionen auf eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien setzen, desto weniger „Monstertrassen“ werden notwendig sein.

**SOLARZEITALTER: Fast jedes Bundesland hat sich in seinen Zielen zur Energiewende dem Ausbau der EE verpflichtet und dazu Ausbaupläne. Dabei ist das sehr frühe Vorgehen von Städten (Klimabündnis der Städte) besonders zu würdigen. Kommunen führen die Solarpflicht für Neubauten oder für öffentliche Gebäude ein, beraten und unterstützen Bürger bei privaten Entscheidungen zur Strom- und Wärmewende. Die Energiesystemwende mit EE findet – der dezentralen Quelle geschuldet – erfolgreich vor Ort statt. Und doch ist Deutschland beim World Energy Transition Index 2019 auf Platz 17 zurückgefallen. An der Spitze liegen Schweden, die Schweiz und Norwegen. Deutschland hat es angesichts seines ausgereiften fossilen Energiesystems schwer – so die Verfasser des Rankings. Worin sehen Sie die Hauptgründe dafür, dass Deutschland seine Vorreiterrolle verloren hat?**

**Claudia Kemfert:** Wie man derzeit – wieder einmal – an der Diskussion um die mögliche Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung sehen kann, ist das „fossile Imperium“ sehr aktiv, jegliche Klimaschutzmaßnahme im Keim zu ersticken – dies habe ich in meinem jüngsten Buch „Das fossile Imperium schlägt zurück“ ausführlich dargestellt. In Deutschland gibt es eine starke Allianz aus ewig gestrigen Wirtschaftsbereichen, die es zu verhindern wissen, klimaschonende Technologien und zukunftsweisende Innovationen ein- und umzusetzen. Die Verbindungen in die Politik sind nach wie vor eng; aus diesem Grund ist Deutschland im Klimaschutz weit zurückgefallen. In anderen Ländern, vor allem in Skandinavien, holt man nicht nur auf und zieht an Deutschland vorbei, sondern wundert sich öffentlich über die Einflussnahme der fossilen Wirtschaft auf politische Entscheidungen. Leider sind wir schon lange keine Klimavorreiter mehr. Spätestens seit dem Dieselskandal wird das Image Deutschland „Made in Germany“ immer schlechter. Das ist im höchsten Maße bedauerlich.

**SOLARZEITALTER: Die Vorteile der dezentralen Energiesystemwende mit EE liegen in der Möglichkeit, alle Bürger zu beteiligen. Sprichwörtlich dafür wurde der Begriff Prosumer geschaffen. Mit Hilfe der Digitalisierung und der Entwicklung von Speichertechniken ergeben sich weitere Chancen, die effizienteste Energieversorgung mit EE als direkte Verbindung von Angebot und Nachfrage zu erreichen. Demgegenüber stehen die Bestrebungen der EU, den grenzüberschreitenden Stromtausch der EE über den Regionaltransfer hinaus auszubauen. Transnationale Netze mit ihren Betreibern sollen den Stromhandel als Windstrom aus dem Norden und PV-Strom aus dem Süden fördern. Wie beurteilen Sie diese Bestrebungen?**

**Claudia Kemfert:** Wir haben uns im Rahmen einer jüngsten Studie zur Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in Europa zusammen mit dem Solarforscher und Systemmodellierer Christian Breyer von der finnischen TU Lappeenranta genau diesen Aspekt genauer angeschaut und folgendes festgestellt: Die steigende Anzahl von Prosumer senkt den Ausbaubedarf von Übertragungsnetzen. Es können allerdings durchaus Kosten gesenkt und Effizienzen hervorgebracht werden, wenn es ausreichende Netzverbindungen zwischen den Ländern gibt. So können Schwankungen in der Energiebereitstellung von Erneuerbaren Energien optimal ausgeglichen werden. Es zeigt sich aber auch hier: Nicht der schnelle Netzausbau ist entscheidend, sondern die dezentrale Energiewende samt Prosumer. Je mehr Prosumer, desto besser.

**SOLARZEITALTER: Frau Kemfert, wir danken für das Gespräch.**

Das Interview führte Irm Scheer-Pontenagel, Herausgeberin SOLARZEITALTER.

Prof. Dr. Claudia Kemfert, Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt  
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (DIW Berlin)

Kontakt: ckemfert@diw.de

## Energiespeicher im rechtlichen Niemandsland: Status quo und Perspektiven\*

*Dr. Florian Valentin / David Reichwein*

Die Europäische Union hat mit dem Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“ neue Ziele für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 gesetzt, unter anderem nach Art. 3 der Erneuerbare-Ener-

gien-Richtlinie (EE-RL) ein verbindliches Ziel für erneuerbare Energien von mindestens 32% des Bruttoendenergieverbrauchs der EU.<sup>1</sup> Dieses sektorübergreifende Ziel erfordert eine zusätzliche

\* Dieser Beitrag erschien in leicht abgewandelter Form bereits auf Englisch unter dem Titel „Energy Storage in legal no man’s land: Status quo and perspectives“ in der Zeitschrift Solarzeitalter 2/2019, S. 13 ff.

<sup>1</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), Abl. L 328/22, 21.12.2018.

Anpassung des Energiesystems an die Volatilität der erneuerbaren Energien und wirft die Frage auf, wie diese Transformation erreicht werden kann. Ein Kernelement der Transformation ist der Einsatz von Energiespeichersystemen. Moderne Energiespeichersysteme können wichtige Systemdienstleistungen und Pufferfunktionen innerhalb der Energie-Wertschöpfungskette übernehmen. Lastflüsse können gesteuert, Regelenergie bereitgestellt werden.

## I. Bedarf an Energiespeichern

Zur Einordnung des deutschen und europäischen Rechtsrahmens für Energiespeichersysteme ist zunächst die Identifizierung des tatsächlich notwendigen Bedarfs an Energiespeichersystemen in Deutschland sinnvoll. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen in ihrem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenario-Rahmen für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 den folgenden Ausbau der installierten Leistung von Batteriespeichern vor:

- 2,1 GW bis 9,8 GW privater PV-Batteriespeicher (definiert als Batteriespeicher < 30 kW),
- 0,08 GW bis 0,32 GW industrieller Batteriespeichersysteme (definiert als Batteriespeichersysteme 30 kW bis 150 kW)
- und 0,5 GW bis 2,4 GW großer Batteriespeicher (definiert als Speichereinheiten > 150 kW).<sup>2</sup>

Im Jahr 2017 waren dagegen bisher nur 0,3 GW installierte Leistung privater PV-Batteriespeichersysteme, 0,024 GW installierte Leistung industrieller Batteriespeichersysteme und 0,1 GW installierte Leistung großer Batteriespeichersysteme in Betrieb genommen.<sup>3</sup>

Es bedarf also erheblicher Bemühungen, um den avisierten Ausbau zu erreichen. Systemimmanent besteht daher eine große Nachfrage nach Batteriespeichersystemen. Während der Energiespeichermarkt jedoch weltweit stetig wächst<sup>4</sup> und andere Länder die Integration von Energiespeichern in ihr Energiesystem und in ihr Energierecht systematisch in Angriff nehmen,<sup>5</sup> schafft der aktuelle nationale Rechtsrahmen rechtliche Barrieren und Hürden für Batteriespeicherprojekte in Deutschland, behindert Innovationen und verhindert Projekte schon vor ihrer Entstehung.

## II. Rechtlicher Status quo in Deutschland: Grenzen und Hindernisse

Dies ist zu einem Großteil darauf zurückzuführen, dass Speicher-

systeme nach wie vor rechtlich als Verbrauchs- und Produktionseinheiten klassifiziert werden.<sup>6</sup> Das deutsche Energierecht unterscheidet traditionell zwischen der Erzeugung, dem Transport und dem Verbrauch von Energie. Energiespeichersysteme sind bislang im Energieregulierungssystem in Deutschland jedoch nicht gesetzlich definiert.

Dies bedeutet jedoch nicht, dass das deutsche Energierecht die Zwischenspeicherung von Strom nicht reguliert. Mangels eigener Definition werden die Speichersysteme einfach den altbekannten Kategorien zugeordnet: Anlagen zur Zwischenspeicherung von Strom gelten sowohl als Letztverbraucher (bei der Einspeicherung) als auch als Stromerzeugungsanlagen (bei der Ausspeicherung).<sup>7</sup> Der Regulierungsrahmen ignoriert die Unterschiede zwischen Speichereinheiten und Produktionseinheiten sowie zwischen Speichereinheiten und Verbrauchseinheiten und vernachlässigt, dass Speicher zusätzliche und unterschiedliche Funktionen im Energiesektor haben.

So wird beispielsweise aus rechtlicher Sicht Strom, der in eine Batterie zur Zwischenspeicherung eingespeist wird, zunächst im Einspeicherungsprozess „verbraucht“.<sup>8</sup> Alle mit dem Stromverbrauch verbundenen Regelungen und Verpflichtungen – wie z. B. die Belastung durch Umlagen, Abgaben oder Steuern – gelten grundsätzlich für diesen Verbrauchsprozess. Gleiches gilt, wenn der Strom nach der Entnahme aus dem Batteriespeicher „tatsächlich“ verbraucht wird. Hier findet dann also noch einmal ein sogenannter Letztverbrauch statt, aus dem eine Belastung mit Umlagen, Abgaben oder Steuern sowie mit weiteren energierechtlichen Pflichten folgen kann.<sup>9</sup> Dies gilt unabhängig davon, ob der Strom direkt nach der Ausspeicherung vor Ort verbraucht wird oder ob er vor dem Verbrauch ins Stromnetz eingespeist wurde.

Aufgrund der wirtschaftlich relativ hohen Belastung mit der EEG-Umlage soll durch eine spezielle Ausnahmeregelung in § 611 EEG 2017 die Doppelbelastung im EEG begrenzt werden.

### 1. Doppelbelastung mit der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage fällt prinzipiell immer an, wenn Strom verbraucht wird. Dies gilt nach § 60 Abs. 1 EEG 2017 für die Belieferung eines Letztverbrauchers mit Strom. Daneben fällt die EEG-Umlage grundsätzlich auch bei der Eigenversorgung vollständig an, § 61 EEG 2017. Da eine Zwischenspeicherung nach Ansicht des Gesetzgebers einen Verbrauch darstellt, fällt die EEG-Umlage daher grundsätzlich zweimal an, einmal für den eingespeicherten Strom und einmal für den tatsächlichen Verbrauch.<sup>10</sup>

<sup>2</sup> Die niedrigen Werte (2,1 GW, 0,08 GW und 0,5 GW installierte Leistung im Jahr 2030) sind alle Teil des Szenarios A 2030 der Übertragungsnetzbetreiber. Szenario A 2030 basiert jedoch auf einem sehr konservativen Expansionspfad aufgrund einer zentraleren oder größeren erzeugungseinheitenorientierten Stromerzeugung. Die beiden anderen Szenarien gehen dagegen von einem sehr viel höheren Bedarf an Batteriespeichern aus. Dies wird in Anbetracht des 65%-EE Ziels des Koalitionsvertrages vom 12. März 2018 auch als realistischer betrachtet. Siehe Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, 15.07.2018 [abrufbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2019-2030\\_Genehmigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf); zuletzt abgerufen am 26. Juli 2019], S. 111, 115.

<sup>3</sup> Vgl. Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, 15.07.2018, S. 111 ff. [abrufbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2019-2030\\_Genehmigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf); zuletzt abgerufen am 26. Juli 2019], S. 111 ff.

<sup>4</sup> Vgl. Bundesverband Energiespeicher e.V. (BVES), Entwicklung und Perspektiven der Energiespeicherbranche in Deutschland, 12.03.2019 [abrufbar unter: [https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK\\_ESE\\_Praesentation\\_2018.pdf](https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK_ESE_Praesentation_2018.pdf); zuletzt abgerufen am 1.08.2019].

<sup>5</sup> Vgl. bspw. im Hinblick auf die Entwicklung in Großbritannien den Vorschlag des *Office of Gas and Electricity Market* zur weiteren Klarstellung des rechtlichen Rahmens für Stromspeicher vom 26.6.2019 [abrufbar unter: [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/06/storage\\_licensing\\_-\\_statcon\\_covering\\_letter\\_final\\_for\\_website.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/06/storage_licensing_-_statcon_covering_letter_final_for_website.pdf); zuletzt abgerufen am 2.8.2019].

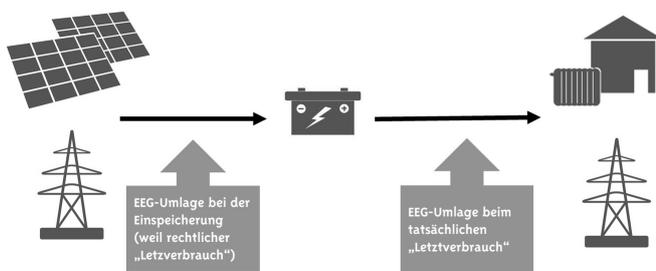
<sup>6</sup> Vgl. etwa *Hennig*, EEG-Entwurf setzt auch ambivalente Signale für Speicher, *pv magazine* 6/2016, S. 63; *Kahlbrandt*, Virtuelle Kraftwerke im Energiewirtschaftsrecht – Mögliche Erscheinungsformen und daraus resultierende Rechtsfragen, *ZNER* 5/2017, S. 346.

<sup>7</sup> Vgl. für die Einordnung als Stromerzeugungsanlage die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 18/10209, 106; vgl. zur Einordnung von Speichern als Stromerzeugungsanlagen in diesem Sinne auch Clearingstelle EEG, Empfehlung 2016/12, S. 36 Rn. 92.

<sup>8</sup> Vgl. etwa *Scholz/Ante*, Die Privilegierung von Energiespeichern nach dem EEG 2017, 4/5 RdE 2018, S. 161.

<sup>9</sup> Da es sich bei Batteriespeichern um Stromerzeugungsanlagen handelt, gelten für sie auch unter anderem die allgemeinen Registrierungspflichten nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV). Gemäß § 5 Absatz 1 i. V. m. § 2 Nummer 4 Buchstabe e MaStRV müssen Batteriespeicher also im Marktstammdatenregister bei der Bundesnetzagentur gemeldet werden. Dies gilt unabhängig davon, ob es sich um einen Grünstrom- oder um einen Graustromspeicher handelt.

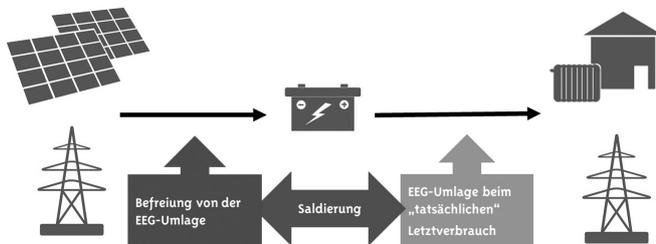
<sup>10</sup> Vgl. etwa *Cosack* in: Frenz et al. (Hrsg.), EEG Kommentar, 5. Auflage, 2018, § 61k Rn. 12 ff.



[Abb. 1] Anwendung von § 60 Abs. 1 EEG 2017 auf die Zwischenspeicherung von Strom

## 2. Ausnahme nach § 611 EEG 2017

§ 611 EEG 2017 stellt im Rahmen dieses Grundverständnisses eine Sonderregelung dar. Im Kern soll die Regelung sicherstellen, dass zwischengespeicherter Strom nicht doppelt mit der EEG-Umlage belastet wird. § 611 Abs. 1 EEG 2017 regelt grundsätzlich, dass der gespeicherte Strom im Batteriespeichersystem genau in dem Maße von der EEG-Umlage befreit ist, wie der EEG-Zuschlag für die gespeicherte und dann „tatsächlich“ verbrauchte Strommenge bezahlt wurde.



[Abb. 2] Saldierung nach § 611 EEG 2017

Hierfür schreibt die Regelung das sogenannte Saldierungsprinzip für zwischengespeicherten Strom fest: Zunächst muss strommengenscharf bestimmt werden, in welchem Maße der ein- und ausgespeicherte Strom mit der EEG-Umlage belastet ist. Diese Belastungen werden saldiert. Bis zu dem auf der Ausspeichungsseite gezahlten Betrag wird dann die Einspeicherungsseite entlastet. Eine Reduktion ist dabei jedoch maximal auf null möglich. Verbleibt auf der Einspeicherungsseite ein Überhang, ist dieser weiterhin zu zahlen.

Für die Saldierung der ein- und ausgespeicherten Strommengen bzw. der gezahlten Beträge wird stets ein gesetzlich festgelegter Zeitraum betrachtet, die sogenannte Saldierungsperiode (vgl. § 611 Abs. 1a Satz 1 EEG 2017). Wird der im Batteriespeichersystem erzeugte Strom nicht ausschließlich in ein Netz eingespeist oder vom Betreiber selbst verbraucht, so ist die Saldierungsperiode der Kalendermonat (vgl. § 611 Abs. 1a Satz 2 EEG 2017). Die Befreiung des eingespeisten Stroms ist bei diesen „gemischten“ Speicherkonzepten auf höchstens 500 zwischengespeicherte Kilowattstunden pro installierter Kilowattstunde Speicherkapazität im Jahr begrenzt (vgl. § 611 Abs. 1a Satz 3 EEG 2017).

Die Integration von Batteriespeichersystemen wird durch die bestehenden Messanforderungen zusätzlich erschwert.<sup>11</sup> § 611 Abs. 1b EEG 2017 schreibt vor, dass für jede Saldierungsperiode sämtliche maßgeblichen Strommengen (ein- und ausgespeiste Mengen; sonstige Energieentnahmen; im Speicher verbleibende Mengen und Speicherverluste) mittels geeichter Messgeräte oder intelligenter Messsysteme erfasst und durch eine nachvollziehbare Abrechnung überprüfbar dargestellt werden kann. Je nach Komplexität des

dezentralen Energiekonzeptes können diese Anforderungen dazu führen, dass eine Vielzahl von Messgeräten installiert werden muss. Aufgrund des Fehlens vorhandener geeichter Messgeräte stellt diese Anforderung zudem ein großes sachliches Hindernis für DC-Batteriespeichersysteme dar.

## 3. Eigenversorgungskonzepte mit Batteriespeichersystemen

In vielen Fällen werden Batteriespeichersysteme installiert, um den Anteil des selbst erzeugten und selbstverbrauchten Stroms zu maximieren. Je nach konkreter Ausgestaltung des jeweiligen Eigenversorgungsmodells kann die EEG-Umlage für ein- und ausgespeicherte Strommengen dabei auch gänzlich entfallen oder nur in reduzierter Form anfallen, vgl. §§ 61a ff. EEG 2017.

Voraussetzung ist, dass zunächst eine Eigenversorgung gegeben ist.<sup>12</sup> Stromerzeuger und Letztverbraucher müssen dafür die gleiche natürliche oder juristische Person sein (persönliche Identität), der erzeugte Strom darf nicht durch ein Netz durchgeleitet werden und muss zeitgleich in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage verbraucht werden (vgl. § 5 Nr. 13 EEG 2017).<sup>13</sup>

Viele Speicherkonzepte zahlen sich aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nur dann aus, wenn die Anforderungen an die Eigenversorgung erfüllt sind und nur eine reduzierte EEG-Umlage fällig ist. Daher ist es oft entscheidend, dass der Betreiber einer Stromerzeugungseinheit und eines Batteriespeichers Eigenversorger in Bezug auf den im Batteriespeicher eingespeicherten und erzeugten Strom ist. Anhand zweier Fallbeispiele sollen die Implikationen für Eigenversorgungskonzepte veranschaulicht werden.

### a) PV-Anlage und Speichereinheit < 10 kW

Beispielsfall 1 ist ein Familienhaushalt, der eine PV-Anlage und einen Batteriespeicher installiert hat mit einer installierten Leistung von jeweils < 10 kW. In diesem Fall kann der sich selbstversorgende Familienhaushalt für eine Strommenge von bis zu 10 MWh pro Jahr von der EEG-Umlagepflicht befreit werden (§ 61a Abs. 4 EEG 2017). § 611 EEG 2017 ist in diesem Beispielsfall gar nicht anwendbar. Voraussetzung für die Anwendung der Regelung ist nämlich zunächst, dass die EEG-Umlage anfällt.<sup>14</sup> Eine Doppelbelastung durch die EEG-Umlage entfällt daher vorliegend aufgrund der Bagatellregelung des § 61a Abs. 4 EEG 2017.

### b) PV-Anlage und Speichereinheit > 10 kW

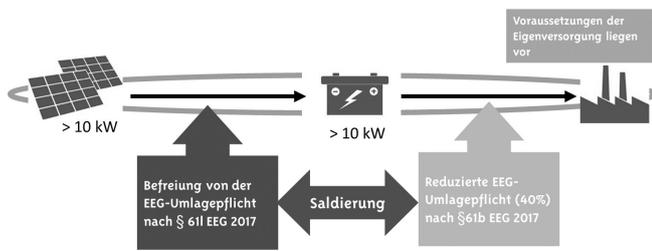
Soweit dagegen ein Eigenversorgungskonzept eine PV-Anlage und einen Batteriespeicher mit jeweils > 10 kW beinhaltet, bestehen für eingespeicherten und ausgespeicherten Strom zunächst Zahlungsansprüche für die EEG-Umlage in Höhe von 40% (§ 61b EEG 2017). Nach § 611 EEG 2017 kann die EEG-Umlage jedoch nun hinsichtlich des eingespeicherten Stroms saldiert werden, sodass die EEG-Umlage nur einmal anfällt.

<sup>12</sup> Vgl. mit Anwendungsbeispielen Bundesnetzagentur, Leitfaden für die Eigenversorgung, Juli 2016 [abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler\\_Leitfaden.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2); zuletzt abgerufen am 1.08.2019] S. 20 ff.

<sup>13</sup> Vgl. Cosack in: Frenz et al. (Hrsg.), EEG Kommentar, 5. Auflage, 2018, § 61 Rn. 24 ff.

<sup>14</sup> Vgl. Hennig, Bessere Marktchancen für dezentrale Speicher und innovative Geschäftsmodelle, pv magazine, 24.2.2017, verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2017/02/24/bessere-marktchancen-fr-dezentrale-speicher-und-innovative-geschftsmodelle/>, zuletzt abgerufen am 2.8.2019.

<sup>11</sup> Vgl. etwa Hennig, Befreiungsschlag für Batteriespeicher, stadt + werk 3/4 2017, S. 16, 17.



[Abb. 3] Fallbeispiel einer Gewerbe-/Industrieinheit in Eigenversorgung

#### 4. § 118 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Soweit Batteriespeicher im Zusammenhang mit dem Netz der allgemeinen Versorgung betrieben werden, z. B. als Anbieter auf dem Regelle Energiemarkt, muss der Anlagenbetreiber grundsätzlich Netzentgelte für den entnommenen Strom zahlen. Nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG können jedoch neu errichtete Speicher unter bestimmten Voraussetzungen von der Netzentgeltspflicht für den zwischen gespeicherten Strom aus dem Stromnetz befreit werden. Es ist jedoch weiterhin unklar, ob diese Regelung nur für Speicher gilt, die den gesamten Strom zurück ins Netz einspeisen. Wird der gespeicherte Strom teilweise vor Ort genutzt, trägt der Betreiber des Speichers derzeit ein maßgebliches rechtliches Risiko, dass für den gespeicherten Strom aus dem Netz volle Netzgebühren anfallen.<sup>15</sup>

### III. Neue europäische Perspektiven für Batteriespeichersysteme

Betreiber von Batteriespeichern sind daher vor dem Hintergrund des deutschen Rechtsrahmens mit verschiedenen rechtlichen Herausforderungen konfrontiert, die zum Teil nicht bestünden, wenn Speicheranlagen rechtlich nicht gleichzeitig als Letztverbraucher und Erzeugungseinheit eingestuft würden.

Allerdings ist ein speicherfreundlicherer Rechtsrahmen in Sicht. Die Europäische Union hat ihren energiepolitischen Rechtsrahmen novelliert. Das Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ bringt zahlreiche Vereinfachungen für den Betrieb von Batteriespeichern mit sich. Insbesondere die Richtlinie über erneuerbare Energien sowie die Strombinnenmarkt-Richtlinie (Strombinnenmarkt-RL)<sup>16</sup> werden zu erheblichen Veränderungen in der deutschen energierechtlichen Regulierung führen.

#### 1. Art. 21 EE-RL

Art. 21 Abs. 2 (b) EE-RL verpflichtet die Mitgliedstaaten, dafür zu sorgen, dass „Eigenversorger [...] berechtigt sind [...] mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität für die Eigenversorgung zusammenschaltete Stromspeichersysteme zu installieren und zu betreiben, ohne doppelten Umlagen und Abgaben einschließlich Netzentgelten für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, unterworfen zu sein“.<sup>17</sup> Soweit also § 611 EEG 2017 bereits

<sup>15</sup> Unabhängig davon, ob § 118 Absatz 6 EnWG anwendbar ist oder nicht, fallen die sonstigen netznutzungsbezogenen Letztverbraucherabgaben grundsätzlich in voller Höhe an. Denn diese sind nach aktueller Rechtsprechung des Bundesgerichtshof bereits nicht von der Regelung des § 118 Absatz 6 EnWG umfasst (BGH, Beschluss vom 20. Juni 2017 – Az. EnVR 24/16 – juris).

<sup>16</sup> Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), ABl. L 158/125, 5.6.2019. Die Strombinnenmarkt-RL ist nach Art. 70 bis zum 31.12.2020 durch die Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzen. Vgl. zudem Kahles/Pause, Die finalen Rechtsakte des EU-Energie-Winterpakets (Teil 2), ER 02/2019, S. 47.

<sup>17</sup> Art. 36 Abs. 1 EE-RL verlangt die Umsetzung der Richtlinie bis zum 30.6.2021.

versucht eine Doppelbelastung zu vermeiden, kann bezweifelt werden, dass er in seiner jetzigen Form ausreicht, um die Anforderungen von Art. 21 Abs. 2 (b) EE-RL zu erfüllen.<sup>18</sup> Zumindest die Begrenzung auf maximal 500 kWh pro installierter kWh Speicherkapazität pro Jahr gemäß 611 Abs. 1a Satz 3 EEG 2017 erscheint mit Art. 21 EE-RL unvereinbar.

Noch gewichtiger erscheint jedoch die durch Art. 21 Abs. 2 (a) EE-RL notwendig werdende Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips für Speicher in Deutschland. Dies birgt erhebliche Möglichkeiten für innovative, effiziente Einsatzarten von Batteriespeichern. Aktuell geht man in Deutschland davon aus, dass ein Speicher automatisch zu einer Graustrom-Anlage wird, wenn auch nur eine einzige Kilowattstunde eingespeichert wird, die nicht direkt aus einer Erneuerbare-Energien-Anlage vor Ort stammt (das sogenannte Ausschließlichkeitsprinzip bei Speichern).<sup>19</sup> Dies kann erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben, etwa für die EEG-Förderung des ausgespeicherten und in das Netz eingespeisten Stroms oder für die Höhe der für den ausgespeicherten und vor Ort verbrauchten Strom anfallenden EEG-Umlage. Art. 21 Abs. 2 (a) EE-RL sieht nun ausdrücklich vor, dass erneuerbarer Strom seine Privilegien nicht verlieren darf, wenn er eingespeichert wird. Die EE-Richtlinie verfolgt insofern einen strommengenbezogenen und keinen anlagenbezogenen Ansatz, wie er derzeit im deutschen Energierecht überwiegend vertreten wird. Eine bilanzielle Betrachtung des in Speichern eingespeicherten Stroms muss dementsprechend – entgegen der derzeitigen Handhabung im deutschen Energierecht – ermöglicht werden.

#### 2. Art. 2 Nr. 59 Strombinnenmarkt-RL

Art. 2 Nr. 59 Strombinnenmarkt-RL beinhaltet eine lang ersehnte Definition von „Energiespeicherung“. Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz ist danach die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger. Zentrales Element ist die Zeitkomponente, die Verschiebung der endgültigen Nutzung von Strom auf einen späteren Zeitpunkt. Vor dem Hintergrund der neuen Definition von Energiespeicherung ist ebenfalls fraglich, ob der deutsche Gesetzgeber seine Auffassung von einem Batteriespeicher als Verbrauchs- und Erzeugungseinheit beibehalten kann.

#### 3. Art. 15 Strombinnenmarkt-RL

Art. 15 Abs. 5 (b) Strombinnenmarkt-RL statuiert, dass aktive Kunden<sup>20</sup>, die eine Speicheranlage besitzen, für gespeicherte Energie, die an Ort und Stelle verbleibt oder wenn aktive Kunden für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, keiner doppelten Entgeltspflicht und keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterworfen sein dürfen. Die ausdrückliche Bezugnahme auf die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen aktiver Kunden erfordert, dass Deutschland das Ziel der gleichberechtigten Beteiligung aktiver Verbraucher an den Flexibilitätsdienstleistungen in § 6 StromNZV aufnimmt.

Darüber hinaus müssen die Mitgliedstaaten nach Art. 15 Abs. 5 (d) Strombinnenmarkt-RL sicherstellen, dass die Betreiber eines Speichers, soweit technisch möglich, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig erbringen dürfen. Deshalb muss § 118 Abs. 6 EnWG –

<sup>18</sup> Vgl. Papke/Markus, Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung – Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 36, 14.12.2018, S. 25 f.

<sup>19</sup> Hierzu ausführlich: Clearingstelle EEG, Empfehlung 2016/12, S. 38 Rn. 100 ff.

<sup>20</sup> Die Aktivierung von Verbrauchern und die Verbesserung der Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch spielen eine große Rolle in der Strommarktinnen-RL. Vgl. ausführlich Kahles/Pause, Die finalen Rechtsakte des EU-Energie-Winterpakets (Teil 2), ER 02/2019, S. 47, 49.

oder eine nachträgliche Regelung zur Freistellung von Speichereinheiten von der Netzentgeltspflicht – für alle aus dem Netz entnommenen gespeicherten Strommengen gelten, unabhängig davon, ob der gesamte gespeicherte Strom wieder in das Netz eingespeist wird oder ob der Strom zum Teil vor Ort verbraucht wird.

#### 4. Art. 16 Strombinnenmarkt-RL

Art. 2 Nr. 11 und Art. 16 Strombinnenmarkt-RL führen das Konzept einer „Bürgerenergiegemeinschaft“ ein. Art. 2 Nr. 11 Strombinnenmarkt-RL definiert die Bürgerenergiegemeinschaft als eine „Rechtsperson, a) der auf freiwilliger und offener Mitgliedschaft beruht und von Mitgliedern oder Anteilseignern, bei denen es sich um natürliche Personen, Gebietskörperschaften, einschließlich Gemeinden, oder Kleinunternehmen handelt, tatsächlich kontrolliert wird; b) deren Hauptzweck nicht in der Erwirtschaftung finanzieller Gewinne besteht, sondern darin, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den lokalen Gebieten, in denen sie tätig ist, Umwelt-, Wirtschafts- oder soziale Gemeinschaftsvorteile zu bieten; und c) die in den Bereichen Erzeugung, einschließlich aus erneuerbaren Quellen, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein oder andere Energie-

*dienstleistungen für seine Mitglieder oder Anteilseigner erbringen kann*“. Die aus dem EEG bekannte Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nr. 15 EEG 2017 zeigt nur bestimmte Parallelen zu dieser Konzeption. Darüber hinaus beschränkt sich der Anwendungsbereich der Bürgerenergiegesellschaft in Deutschland derzeit auf Ausschreibungen für die Windenergie an Land. Daher ist der deutsche Gesetzgeber verpflichtet, das Konzept einer Bürgerenergiegemeinschaft mit ihren Rechten und Privilegien ins deutsche Recht zu übertragen.

#### IV. Ausblick

Der deutsche Gesetzgeber sollte die vom europäischen Gesetzgeber eingeführte energierechtliche Klassifizierung von Batteriespeichersystemen direkt und umfassend umsetzen, um die Weichen für einen erfolgreichen Energiewendeprozess zu stellen. Die daraus resultierenden Möglichkeiten und Geschäftsmodelle, insbesondere für Mischspeicherkonzepte sowie neue Beteiligungsmöglichkeiten für aktive Kunden, sind enorm. Unmittelbarer nächster Schritt sollte die Klassifizierung von Speichereinheiten als eigenständige Kategorie sein. Speichersysteme sind neben Erzeugung, Transport und Verbrauch die vierte Säule des Energiesystems.

## Bundesgerichtshof – Mitteilung der Pressestelle – Nr. 94 /2019

*Bundesgerichtshof zum Eigenkapitalzinssatz für Gas- und Elektrizitätsnetze*

Beschlüsse vom 9. Juli 2019 – EnVR 41 / 18 und EnVR 52 / 18

Der Bundesgerichtshof hat Rechtsmittel der Betreiberin eines Gas- und eines Elektrizitätsnetzes gegen die Festlegung des Zinssatzes für Eigenkapital in der dritten Regulierungsperiode zurückgewiesen.

#### Sachverhalt:

Lieferanten von Gas und Elektrizität müssen an die Betreiber der von ihnen genutzten Netze ein Entgelt bezahlen. Der Gesamtbetrag dieser Entgelte darf eine bestimmte Obergrenze nicht überschreiten. Diese Erlösobergrenze setzen die Bundesnetzagentur und die

Landesregulierungsbehörden für jeden in ihren Zuständigkeitsbereich fallenden Netzbetreiber jeweils für einen bestimmten Zeitraum – die so genannte Regulierungsperiode – im Voraus fest. Bei der Berechnung der Obergrenze ist unter anderem eine angemessene Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals zu gewährleisten. Den maßgeblichen Zinssatz legt die Bundesnetzagentur für jede Regulierungsperiode gesondert fest. Für die erste Regulierungsperiode lag er bei 9,29% für Neuanlagen und bei 7,56% für Altanlagen, für die zweite Regulierungsperiode bei 9,05% bzw. 7,14%.

Für die dritte Regulierungsperiode (Gas: 2018 bis 2022; Strom: 2019 bis 2023) hat die Bundesnetzagentur den Zinssatz auf 6,91% für Neuanlagen und 5,12% für Altanlagen festgelegt. Dagegen haben zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde erhoben.

#### Bisheriger Prozessverlauf:

Das für die Beschwerden zuständige Oberlandesgericht Düsseldorf hat den Beschluss der Bundesnetzagentur aufgehoben. Es hat die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur im Ansatz zwar als rechtmäßig angesehen. Als methodisch fehlerhaft hat das Oberlandesgericht aber beanstandet, dass die Bundesnetzagentur einen für die Bestimmung des Zinssatzes maßgeblichen Faktor – die so genannte Marktrisikoprämie – allein aus historischen Daten abgeleitet hat, ohne die Sondersituation des gegenwärtigen Marktumfelds zu berücksichtigen und eine um alternative Ansätze ergänzte Würdigung und Plausibilitätskontrolle durchzuführen.

Als prägend für dieses Marktumfeld hat das Oberlandesgericht insbesondere eine hohe Volatilität der Aktienmärkte, ein historisch niedriges Zinsniveau und eine ungewöhnlich hohe Differenz zwischen den Zinssätzen für Interbankengeschäfte und Staatsanleihen angesehen.

Gegen die Entscheidung des Oberlandesgerichts haben sowohl die Bundesnetzagentur als auch die betroffene Netzbetreiberin Rechtsbeschwerde zum Bundesgerichtshof eingelegt. Der Bundesgerichtshof hat in der Sache, die in zwei getrennten Verfahren (jeweils eines für Gas und für Elektrizität) geführt wird, am 9. April 2019 mündlich verhandelt.

#### Entscheidung des Bundesgerichtshofs:

In seinen am 9. Juli 2019 verkündeten Entscheidungen hat der Bundesgerichtshof die Rechtsbeschwerde der Netzbetreiberin, die eine ihr noch günstigere Beurteilung anstrebte, zurückgewiesen. Auf die Rechtsbeschwerde der Bundesnetzagentur hat er die Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf aufgehoben und die Festlegung der Bundesnetzagentur bestätigt.

Der Bundesgerichtshof hat seine zu früheren Regulierungsperioden ergangene Rechtsprechung bekräftigt, wonach der Bundesnetzagentur bei der Bestimmung des Zinssatzes, insbesondere bei der Wahl der dafür herangezogenen Methoden, in einzelnen Beziehungen ein Beurteilungsspielraum zusteht. Er ist dem Oberlandesgericht darin beigetreten, dass die von der Bundesnetzagentur gewählte Methode bei Anlegung dieses Maßstabs im Ausgangspunkt rechtlich nicht zu beanstanden ist.

Abweichend vom Oberlandesgericht ist der Bundesgerichtshof zu dem Ergebnis gelangt, dass die Bundesnetzagentur aus Rechtsgründen nicht verpflichtet war, diese Methode im Hinblick auf historische Besonderheiten am Kapitalmarkt zu modifizieren oder den ermittelten Zinssatz einer ergänzenden Plausibilitätsprüfung zu unterziehen. Die Einschätzung des Oberlandesgerichts, dass die für den in Rede stehenden Zeitraum maßgebliche Situation sich als historisch einmalig darstellt, hält zwar der rechtlichen Überprüfung für