

ZNER

28/2
2024

Zeitschrift für Neues Energierecht

Aus dem Inhalt:

Frank Sailer/Saskia Militz

Gesetzgeberische Wertungsentscheidungen zur Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien – eine Zwischenbilanz zu Inhalt und Wirkungsweise von § 2 EEG 2023 und Art. 3 EU-Notfall-Verordnung

Dr. Martin Altrock

Rechtliche Ausgestaltung einer gemeinsamen Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch EE-Anlagen („Überbauung“): Vorschlag für einen § 8a EEG

Sascha Bentke, LL.M.oec./Dr. Bettina Hennig

Hindernisse für Multi-Use-Speicher – Teil 3: Das Solarpaket und der Entwurf einer Stromsteuerreform

Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt, LL.M., M. A.

EGMR-Klima-Urteile: Höheres Ambitionsniveau als beim BVerfG – und Folgen für die Biodiversität

BGH

Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor IV

OLG Düsseldorf

Zuschlagsentwertung für eine Solaranlage und Nachsichtgewährung

OLG Bamberg

Grundbuchauskunft durch ein mit der Planung und Errichtung von Solar- kraftwerken befasstes Unternehmen

BVerwG

Zulässigkeit nachträglicher Beschränkungen des Betriebs von Wind- energieanlagen

OVG Koblenz

Zulässigkeit von WEA in Vogelschutzgebiet

OVG NRW

Zulässigkeit von WEA am Rande eines Truppenübungsplatzes; entgegen- stehende luftverkehrsrechtliche Belange

Wissenschaftlicher Beirat

Prof. Dr. Gabriele Britz

Heinz-Peter Dicks

Prof. Dr. Martin Eifert

Peter Franke

Anne-Christin Frister

Dr. Stephan Gatz

Prof. em. Dr. Reinhard Hendler

Prof. Dr. Georg Hermes

Dr. Volker Hoppenbrock

Prof. Dr. Lorenz Jarass

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Prof. Dr. Wolfgang Kirchhoff

Prof. Dr. H.-J. Koch

Prof. Dr. Silke R. Laskowski

Prof. Dr. Uwe Leprich

Prof. Dr. Kurt Markert

Prof. Dr. Bernhard Nagel

Dr. Volker Oschmann

Prof. Dr. Alexander Roßnagel

Prof. Dr. Dr. Dr. h.c. F. J. Säcker

Prof. Dr. Sabine Schlacke

Prof. em. Dr. Hans-Peter Schwintowski

Prof. Dr. Joachim Wieland

Redaktion

RA Dr. Martin Altrock

RA Dr. Hartwig von Bredow

Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt, LL.M., M.A.

RA Dr. Wieland Lehnert

RAin Dr. Heidrun Schalle

Dr. Nina Scheer, MdB

RA Franz-Josef Tigges

ZNER · Jahrgang 28 · Nr. 2

Juni 2024 · S. 87 – 186

ISSN: 1434-3339

Durch die gemeinsame Nutzung vorhandener Netzanschluss- und Einspeisekapazitäten durch mehrere EE-Anlagen, mit einer Gesamtleistung oberhalb der Anschlussleistung aber sehr unterschiedlicher Einspeisecharakteristik, wird den Einspeisern nicht nur voraussichtlich eine lediglich recht geringe Minder-einspeisung zugemutet. Damit reduziert sich auch volkswirtschaftlich die maximal aus den Anlagen einspeisbare Leistung nur geringfügig. Zugleich erfolgt sie schneller und kostengünstiger. Denn der Netzanschlussprozess (Variantenvergleich entfällt, Netzausbau nicht erforderlich, Netzanschlusskabel ggf. kürzer, ggf. nicht in gleichem Umfang erforderlich, Wartezeiten auf Umspanntechnik muss nicht abgewartet werden vor Netzanschluss, Reservierungsfragen über Netzanschlusskapazität stellen sich nicht) beschleunigt sich wesentlich. Der EE-Strom steht damit für die Transformation früher zur Verfügung. Schließlich könnte der in der hinzutretenden Anlage erzeugba-

re, aber nicht einspeisbare Strom zwischengespeichert oder in Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung eingesetzt und so effizient genutzt werden. Durch die erweiterten Einsatzmöglichkeiten und Anreize für Flexibilitäten lassen sich auch Netzengpässe vermeiden und dadurch ebenfalls volkswirtschaftliche Kosten für notwendige Regelungsmaßnahmen einsparen.

Nicht zuletzt würde die effizientere Nutzung bestehender NVP und damit ohnehin vorgehaltener Netzkapazität zu einer – zumindest kurzfristigen – Entspannung beim Netzausbau sorgen. Denn damit teilt sich der künftig noch weiter beschleunigende Zubau Erneuerbarer Energien auf Fälle des bisherigen Anschlussregimes und des neu zu schaffenden Anschlussregimes an bereits bestehende NVP auf. Die so freiwerdenden (insbesondere personellen) Ressourcen können sinnvoll in den weiteren Netzausbau investiert werden.

Sascha Bentke, LL.M.oec./Dr. Bettina Hennig*

Hindernisse für Multi-Use-Speicher – Teil 3: Das Solarpaket und der Entwurf einer Stromsteuerreform

Sogenannte Multi-Use-Speicher sind volkswirtschaftlich und ökologisch vorteilhaft. Trotzdem existier(t)en für sie eine Reihe an rechtlichen Hindernissen. Neben den im ersten Teil der vorliegenden Aufsatzreihe ausführlich analysierten Vergütungsregeln im EEG bestehen auch weitere Hindernisse und Unsicherheiten für den Betrieb von Multi-Use-Speichern. Diese sind insbesondere in der InnAusV, dem § 118 Abs. 6 EnWG und dem § 5 Abs. 4 StromStG angelegt und wurden im zweiten Teil dieser Aufsatzreihe analysiert. Außerdem wurden dort für die diskutierten Regelungen Änderungsvorschläge entwickelt.

Der vorliegende – dritte – Beitrag wird sich den überwiegend erfreulichen Änderungen des jüngst verabschiedeten Solarpakets widmen.¹ Dieses fasste sich mit einigen der in den vorangegangenen Beiträgen ausführlich diskutierten Problemen, insbesondere mit der Vergütung von Multi-Use-Speichern, welche im Folgenden dargestellt und kritisch untersucht werden.

In diesem Zusammenhang wird auch auf einen jüngst veröffentlichten Gesetzesentwurf zur Änderung des Strom- und Energiesteuerrechts eingegangen, welcher zwar im Gegensatz zu den Änderungen des Solarpakets erst in Gestalt eines Referentenentwurfs vorliegt, jedoch auch wichtige, bereits diskutierte Probleme der Stromsteuerbefreiung für Multi-Use-Speicher adressiert.

A. Einleitung

In vorangegangenen Beiträgen² wurde bereits dargelegt, dass die durch die Energiewende notwendige Flexibilität zumindest zu einem Teil durch Energiespeicher gedeckt werden

kann. Multi-Use-Konzepte sind diesbezüglich aus verschiedenen Gründen besonders nützlich. Trotzdem bestehen nach wie vor Hürden für nahezu alle Speicherkonzepte, welche mehr als einen Use-Case haben. In den vorangegangenen Beiträgen wurde sich beispielsweise intensiv mit dem Ausschließlichkeitsprinzip im EEG befasst. Die diesbezüglichen Regelungen im EEG wurden bislang so angewandt, dass sie zur Folge hatten, dass Speicher, die die Netzeinspeisung von Strom aus einer Erneuerbare-Energien-Anlage (EE-Anlage) zeitlich verschieben, für den eingespeisten Strom nur dann eine EEG-Vergütung erhalten, wenn sie für ein ganzes Kalenderjahr ausschließlich mit Strom aus einer EE-Anlage (EE-Strom) geladen werden. Selbst geringe Graustrommengen (abgesehen von technisch unvermeidbaren Kleinstmengen) haben nach der bisherigen herrschenden Auslegung der geltenden Regelungen den eingespeicherten Grünstrom für den Zeitraum eines ganzen Kalenderjahres insgesamt „infiziert“ und dazu geführt, dass keine EEG-Vergütung für aus dem Speicher ins Netz eingespeisten Strom ausgezahlt wurde (auch nicht anteilig). Diesem Problem hat sich der Gesetzgeber im Rahmen des sogenannten Solarpakets³ nun umfassend gewidmet und auch im Rahmen einer anstehenden Stromsteuerreform gibt es einen für Multi-Use-Speicher durchaus vielversprechenden Referentenentwurf⁴. Beide Regelungen übersteigen die Vorgängerregelungen jedoch erheblich an Länge und Komplexität, weshalb eine detaillierte Befassung mit ihnen angezeigt ist.

B. Solarpaket: Änderungen für Speicher im EEG 2023 n. F.

Die wesentlichen für Speicher relevanten inhaltlichen Änderungen im EEG sind in § 19 EEG 2023 n. F. zu verorten. Diesen

* Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 185.

1 Dieser Aufsatz bezieht sich dabei ausschließlich auf die für Speicher relevanten Änderungen. Im nächsten Heft wird ein Beitrag erscheinen, welcher das Solarpaket insgesamt ausführlich analysiert.

2 Bentke/Valentin/Ekardt, Stromspeicher im Energiesystem der Zukunft – Zeit für einen passenden Rechtsrahmen, ZNER 2023, S. 218 f. mit weiteren Nachweisen; Bentke/Hennig, Hindernisse für Multi-Use-Speicher – Teil 1: Analyse und Diskussion des Ausschließlichkeitsprinzips im EEG, ZNER 2023, S. 468 f.; Bentke/Hennig, Hindernisse für Multi-Use-Speicher – Teil 2: Weitere Unsicherheiten und Gesetzesvorschläge, ZNER 2024, S. 4.

3 Vgl. hierzu das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 26.04.2024, zum Zeitpunkt der Drucklegung vorliegend etwa als BR-Drs. 193/24.

4 Vgl. Referentenentwurf des Bundesministeriums der Finanzen: Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht vom 08.04.2024.

ehrer flankierend beinhalten § 85d und § 100 Abs. 34 EEG 2023 n.F. weitere Regelungen, die für den Zeitpunkt des Inkrafttretens und die tatsächlichen Auswirkungen der Gesetzesänderung in der Praxis von wesentlicher Bedeutung sein werden. § 85d EEG 2023 n.F. enthält dabei Festlegungskompetenzen für die Bundesnetzagentur und § 100 Abs. 34 EEG 2023 n.F. Regelungen zum Inkrafttreten der neuen Absätze des § 19 EEG 2023 n.F.

Bislang war die Frage der Vergütung vor dem Netz zwischen-gespeicherten EE-Stroms in § 19 Abs. 3 EEG 2023 sowie vergleichbar auch in dessen Vorgängerfassungen geregelt. In diesem fand nun zunächst eine Änderung bzw. Klarstellung⁵ dahingehend statt, dass § 19 Abs. 3 EEG 2023 n.F. nunmehr ausschließlich Speicher umfasst, welche in einem gesamten Kalenderjahr ausschließlich Strom speichern, welcher ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt. Da dies ohnehin der Anwendung der bisherigen Regelung in der Praxis entspricht, dürften daraus wohl keine wesentlichen Veränderungen für Speicherbetreiber folgen. Ergänzt wurde diese Regel um die Absätze 3a und 3b. § 19 Abs. 3a EEG 2023 n.F. regelt dabei den alternierenden Betrieb von Speichern, also einen Wechselbetrieb zwischen Grau- und Grünstrombelastung, während sich § 19 Abs. 3b EEG 2023 n.F. des Mischbetriebs von Speichern annimmt. Nach der Konzeption der neuen Regelungen sollen diese nacheinander wirksam werden, was wiederum an die jeweiligen Festlegungen der Bundesnetzagentur gekoppelt ist.

I. Der alternierende Betrieb

§ 19 Abs. 3a EEG 2023 n.F. besagt im Wesentlichen, dass Batteriespeicher in Zeiträumen, in denen sichergestellt werden kann, dass sie ausschließlich EE-Strom nutzen, als Speicher im Sinne des § 19 Abs. 3 EEG 2023 n.F. zu betrachten sind. § 19 Abs. 3a S. 1 EEG 2023 n.F. verweist dafür – wie auch § 19 Abs. 3b S. 1 EEG 2023 n.F. – auf § 19 Abs. 3 EEG 2023 n.F., welcher nach den Maßgaben der jeweiligen Festlegung der Bundesnetzagentur und der des jeweiligen Absatzes (3a oder 3b) für anwendbar erklärt wird. Ein Anspruch auf die Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 n.F. besteht jedoch abweichend von § 19 Abs. 3 EEG 2023 n.F. nicht. Speicher im alternierenden Betrieb können also nur der Veräußerungsform der Marktprämie, dem Mieterstromzuschlag oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet werden. Dies wurde damit begründet, dass die aktuelle Abwicklung der Einspeisevergütung nicht auf häufig wechselnde Anlagen ausgelegt ist und die Zwischenspeicherung von Strom, der über die Einspeisevergütung gefördert wird, keinen wirtschaftlichen Mehrwert bietet, da die Einspeisevergütung ohnehin unabhängig vom schwankenden Marktpreis ausgezahlt wird.⁶ Die Zwischenspeicherung würde deshalb wegen der Speicherverluste nur den Ertrag verringern.⁷ Insbesondere für kleinere Anlagen könnte die vorgeschriebene Zuordnung zur geförderten Direktvermarktung allerdings erhebliche praktische Herausforderungen mit sich bringen, insbesondere wenn die mit dem Speicher betriebene Primärerzeugungsanlage – etwa eine relativ kleine Solaranlage – bislang in der Einspeisevergütung betrieben wird.

Ein wesentlicher Bestandteil des neuen Absatzes zum alternierenden Betrieb widmet sich den Zeiträumen, in denen der Speicher zwischen dem Betriebsmodus eines reinen EE-Spei-

chers und dem eines sonstigen Speichers wechseln kann. § 19 Abs. 3a EEG 2023 n.F. sieht dafür zwei Wechselmodelle vor.

Die erste – „einfachere“ – Phase ist in § 19 Abs. 3a S. 1 bis 3 EEG 2023 n.F. geregelt und erlaubt einen Wechsel jeweils zu Beginn eines Kalendermonats. Ein Wechsel ist jedoch nur möglich, nachdem der aktuelle Zustand mindestens zwei Monate angedauert hat. Demnach sind im Jahr höchstens fünf Wechsel zulässig. Die entscheidende Voraussetzung für dieses Wechselmodell ist, dass technisch sichergestellt ist, dass der Batteriespeicher in diesem Zeitraum ausschließlich mit EE-Strom geladen wird. Eine vollständige Entladung zum Ende der jeweiligen Zeiträume ist demnach nicht erforderlich. Der Gesetzgeber nimmt hier mithin in Kauf, dass es aus technischen Gründen jeweils am Ende der Zeiträume Strommengen gibt, die „ungerechtfertigt“ vergütet werden, wenn sie von einer Graustromphase in eine EE-Strom-Phase überführt werden. Wie bereits an anderer Stelle dargestellt, handelt es sich bei derart wenigen jährlichen Wechseln jedoch in der Regel um vernachlässigbare Kleinmengen. Zur näheren Ausgestaltung dieser ersten Phase findet sich eine ergänzende Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur in § 85d S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 EEG 2023 n.F. Die Bundesnetzagentur soll diese Festlegung bis zum 30.06.2025 treffen.

Die zweite – etwas komplexere – Phase erlaubt schnellere Wechsel zwischen den verschiedenen Betriebsmodi. Diese können bei Vorlage der jeweiligen Nachweise theoretisch in Viertelstundenintervallen erfolgen. Kernstück dieses Wechselmodells ist der Nachweis, dass der Speicher so weit entleert ist, wie es „die technische Ausstattung im üblichen Betrieb zulässt“. Zum Begriff und zum Nachweis der „Leere“ eines Speichers soll die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 85d S. 1 Nr. 3 EEG 2023 n.F. erlassen, was bis zum 30.09.2025 erfolgen soll. Hiernach soll es Speicherbetreibern künftig also möglich sein, ihre Anlagen in sehr schnellem Wechsel als förderfähige Grünstrom- und förderfreie Graustromanlagen zu betreiben.

Bei der Lektüre dieses neuen Absatzes sowie auch des nächsten neuen Absatzes fällt schnell auf, dass sie deutlich länger und komplexer als der ursprüngliche § 19 Abs. 3 EEG 2023 sind. Trotz dessen wird die konkretisierende Ausgestaltung erheblicher Inhalte der Neuregelungen auf noch zu entwerfende Festlegungen der Bundesnetzagentur abgewälzt, was die Komplexität für die Rechtsanwender in Zukunft voraussichtlich noch erhöhen wird.⁸

Obwohl es die Verständlichkeit der Regelung nicht eben fördert, ist die Einteilung in zwei Phasen insgesamt jedoch als positiv zu bewerten. Phase 1 ist dabei zwar weniger flexibel, jedoch könnte auch sie bereits ermöglichen, dass Speicher im Sommer die Einspeisung einer Solarenergieanlage verschieben und im Winter am Strommarkt teilnehmen und damit einen neuen Anwendungsbereich eröffnen. Da in diesem Fall die Leere des Batteriespeichers nicht nachgewiesen werden muss, dürfte die unflexiblere Phase 1 mit weniger Mess- und Nachweispflichten einhergehen und könnte so auch einen eigenen Anwendungsbereich haben, wenn Phase 2 bereits wirksam ist. Phase 2 wiederum kann schnellere Wechsel ermöglichen, deren Dauer und Frequenz der Speicherbetreiber wählen kann – vorausgesetzt er kann die Leere des Speichers nachweisen. Voraussichtlich höhere Nachweispflichten gehen hier also mit einer erhöhten Flexibilität einher.

Neben dieser positiven Bewertung der Regelung bestehen aber auch weiterhin offene Fragen und kritikwürdige Aspekte. Es stellt sich beispielsweise die Frage, weshalb von § 19 Abs. 3a EEG 2023 n.F. nur Batteriespeicher umfasst sind, während

5 Je nach Auslegung des bisherigen § 19 Abs. 3 EEG stellt die Gesetzesänderung entweder eine materielle Änderung oder lediglich die Klarstellung der schon vorher bestehenden Rechtslage dar. Nach den Gesetzgebungsmaterialien hält der Gesetzgeber die Änderung hier offensichtlich für eine Klarstellung, vgl. BT-Drs. 20/11180, S. 128 f.

6 BT-Drs. 20/11180, S. 129 f.

7 BT-Drs. 20/11180, S. 129 f.

8 Auf die Festlegungskompetenz und auf die mit dieser verbundenen Fragen wird im weiteren Verlauf des Beitrags eingegangen.

§ 19 Abs. 3 EEG 2023 n. F. und § 19 Abs. 3b EEG 2023 n. F. in allgemeinerer Form an den Stromspeicher anknüpfen. Diese Begrenzung des Anwendungsbereichs wird in der Empfehlung des Ausschusses, aus der die Neuregelung stammt, nicht näher diskutiert – vielmehr wird im entsprechenden Absatz abwechselnd von Batteriespeicher und Stromspeicher gesprochen.⁹ Der Ausschluss anderer Stromspeichertechnologien aus der Regelung zum alternierenden Betrieb muss jedoch überzeugende Gründe haben oder andernfalls aufgehoben werden, da es ohne überzeugende Gründe nicht nachvollziehbar ist, wieso beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke nicht von dieser Regelung umfasst werden. Im Rahmen der ersten Phase könnte ein Ausschluss anderer Speicher damit begründet sein, dass Batteriespeicher in der Regel Kurzzeitspeicher sind, welche deutlich mehr Zyklen durchlaufen als beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, so dass einzelne ungerechtfertigt vergütete Zyklen bei Letzteren einen größeren Anteil an der gesamten zwischengespeicherten Strommenge darstellen. Dies müsste jedoch auch Batteriespeicher betreffen, die eine große Kapazität und eine eher niedrige Leistung haben. Optimal ist die Anknüpfung an einer Technologie in § 19 Abs. 3a EEG 2023 n. F. also nicht. Aufgrund der aktuellen Anwendung von Batteriespeichern als Kurzzeitspeicher bzw. Leistungsspeicher und aufgrund dessen, dass sie aktuell nahezu die einzigen markttauglichen Kurzzeitspeicher sind, erscheint die Einschränkung andererseits aber zumindest als nachvollziehbar. Andere Anknüpfungspunkte als die verwendete Technologie würde zwar zu korrekteren Ergebnissen führen, jedoch die Komplexität der Regelung weiter erhöhen.

Ungerechtfertigte Vergütungen sind in der zweiten Phase des § 19 Abs. 3a EEG 2023 n. F. nicht mehr möglich, da dort für einen Wechsel in das EEG-Regime eine Leere des Speichers vorausgesetzt wird. Grundsätzlich wäre es vorstellbar, dass sich auch ein Pumpspeicherkraftwerk vollständig entleert und ausschließlich durch Strom aus erneuerbaren Energien wieder auflädt. Aufgrund der in der Regel hohen Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken wäre dies beispielsweise dann möglich, wenn ein Windpark an das Pumpspeicherkraftwerk angeschlossen ist und eine Starkwindphase zu erwarten ist – insbesondere dann, wenn der Windpark ansonsten abgeregelt werden müsste. Die Kombination von anderen Speichern als Batteriespeichern mit EE-Anlagen findet bislang nicht statt, was jedoch nicht heißt, dass sich dies nicht durch andere Regelungen ändern könnte. Hilfreich ist die Einschränkung auf Batteriespeicher dafür jedoch nicht. Auch wenn dieser Kritikpunkt an sich bestehen bleibt, verliert er jedoch aufgrund dessen, dass alle Stromspeicher von § 19 Abs. 3b EEG 2023 n. F. umfasst sind, an Relevanz. Für größere Anlagen wie für Pumpspeicherkraftwerke sind die wahrscheinlich höheren Messanforderungen des Mischbetriebs (hierzu sogleich) wohl administrativ leichter zu stemmen, weshalb der alternierende Betrieb für sie ohnehin von geringerer Bedeutung sein dürfte. Es ist möglich und auch gesetzgeberisch intendiert, dass es eine Zwischenphase geben wird, in der der alternierende Betrieb, nicht jedoch der Mischbetrieb möglich sein wird, in welcher der § 19 Abs. 3a S. 4 EEG 2023 n. F. demnach auch für Pumpspeicherkraftwerke von Bedeutung sein könnte. In dieser Zeit von ungewisser Dauer ist jedoch nicht davon auszugehen, dass genügend EE-Kapazitäten neben Pumpspeicherkraftwerken aufgebaut werden, um diese vollständig erneuerbar zu versorgen. Für die Praxis der aktuell bestehenden Stromspeicher erscheint diese Einschränkung auf Batteriespeicher also nicht als bedeutendes Hindernis. Sie bleibt jedoch eine Einschränkung auf eine konkrete Technologie, die alle anderen Stromspeicherkonzepte, völlig neue, wie auch aktuell bestehende, aber übersehene ausblendet und möglicherweise deren

Geschäftsmodelle einschränkt, ohne einen konkreten Nutzen zu haben. Auch die Gesetzesbegründung erklärt nicht, wieso die Einschränkung auf Batteriespeicher stattfindet. Der Nutzen könnte darin bestehen, dass die Bundesnetzagentur sich in der Festlegung bezüglich der Leere der Speicher auf Batteriespeicher beschränken kann. Dies könnte jedoch auch erreicht werden, wenn in § 19 Abs. 3a EEG 2023 n. F. das Wort Stromspeicher genutzt würde und in § 85d EEG 2023 n. F. geregelt würde, dass die Bundesnetzagentur getrennte und technologiespezifische Vorgaben machen kann. Dann könnten zunächst batteriespezifische Vorgaben gemacht werden und bei Bedarf auch ohne weitere Gesetzesänderungen weitere Festlegungen nachgeschoben werden.

Zuletzt stellt sich die oben bereits angerissene Frage, wie die Praxis mit dem Ausschluss der Einspeisevergütung als Veräußerungspfad im alternierenden Speicherbetrieb zurechtkommen wird. Dies könnte insbesondere praktische Herausforderungen für solche Anlagen mit sich bringen, bei denen die Primärerzeugungsanlage bislang sinnvollerweise in der Einspeisevergütung veräußert wird, etwa weil es sich um eine relativ kleine Solaranlage handelt. Um die Förderpfade von Primärerzeugungsanlage und Speicher dann nicht auseinanderlaufen zu lassen, was wohl auch mess- und abrechnungstechnische Schwierigkeiten mit sich bringen dürfte, müsste die Solaranlage in diesem Beispiel dann wohl ebenfalls in die Marktprämie wechseln. Kleinanlagen, typischerweise im privaten Segment, sind jedoch aus verschiedenen Gründen nicht eben die bevorzugte Anlagenkategorie für die Direktvermarkter. Letztlich wird die Praxis zeigen müssen, inwieweit sich das neue gesetzgeberische Leitbild, alternierend betriebenen Speichern in Grünstromphasen einen EEG-Förderanspruch zuzugestehen, in dieser Form künftig praktisch sinnvoll umsetzen lassen wird.

Positiv hervorzuheben bleibt, dass in § 19 Abs. 3a S. 5, 3b S. 3 EEG 2023 n. F. festgelegt wurde, dass die Vorschriften des EEG und des EnFG jeweils auf die EE-Zeiträume bzw. EE-Strommengen anwendbar sind. Wie bereits an anderer Stelle dargestellt, funktioniert eine solche Regelungstechnik bei stromgegenbezogenen Regelungen gut, während sie bei anlagenbezogenen Regelungen zu Problemen führen kann, da beispielsweise der vorrangige Netzanschluss nicht für einen Teil des Stroms oder für eine begrenzte Zeit gewährt werden kann.¹⁰ Die Einführung des § 17 Abs. 2a EnWG n. F. (hierzu sogleich) kann die praktischen Folgen dieser Probleme lindern, jedoch das Grundproblem nicht vollständig beseitigen.

II. Der Mischbetrieb

Während sich § 19 Abs. 3a EEG 2023 n. F. zum großen Teil damit befasst, in welchen Zeiträumen der Speicher ein reiner EE-Speicher ist, soll § 19 Abs. 3b EEG 2023 n. F. das Betreiben eines Speichers ermöglichen, in dem *gleichzeitig* EE-Strom und Netzstrom zwischengespeichert wird, ohne dass der EE-Strom dadurch zu „grauem“ Strom wird. Dafür verweist er, wie auch § 19 Abs. 3a S. 1 EEG 2023 n. F. auf § 19 Abs. 3 EEG 2023 n. F. Im Gegensatz zu § 19 Abs. 3a EEG 2023 n. F. sind davon alle Stromspeicher umfasst. Kernaspekt des § 19 Abs. 3b EEG 2023 n. F. ist dessen Satz 2, welcher lautet:

„In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist und nach Maßgabe der Festlegung nach § 85d Satz 1 Nummer 4 als förderfähiger Anteil bestimmt und nachgewiesen wird.“

¹⁰ Siehe dazu Bentke/Hennig, Hindernisse für Multi-Use-Speicher – Teil 2: Weitere Unsicherheiten und Gesetzesvorschläge, ZNER 2024, S. 4 ff.

Im Kern soll also der Anteil des eingespeisten Stroms ermittelt und vergütet werden, welcher dem EE-Anteil des zwischen gespeicherten Strommixes entspricht. Der neue Absatz 3b beschränkt sich inhaltlich darauf, dass ein solcher Mischbetrieb möglich sein soll, überlässt die konkreten Berechnungen jedoch einer Festlegung der Bundesnetzagentur. Im Rahmen des Mischbetriebs liegt also ein noch größerer Fokus auf der Bundesnetzagentur. Auf deren Festlegungskompetenzen soll im Folgenden eingegangen werden.

III. Zur Festlegungskompetenz und dem Wirksamwerden

Wie bereits angemerkt wurde, werden wesentliche inhaltliche Kernaspekte der Neuregelungen für Speicher im EEG 2023 n. F. in den noch zu erlassenden Festlegungen der Bundesnetzagentur geregelt werden. Die entsprechenden Festlegungskompetenzen sind in § 85d EEG 2023 n. F. geregelt.

Die Bundesnetzagentur „kann“ die Festlegungen unter Beachtung der Schutzprofile und Technischen Richtlinien des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik nach dem Messstellenbetriebsgesetz und im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt nach § 29 Abs. 1 EnWG treffen. Auffällig ist insofern schon Folgendes: Die Bundesnetzagentur wird an dieser Stelle dem Wortlaut nach nicht verpflichtet, diese Festlegungen zu erlassen. Aufgrund der hohen Bedeutung der Festlegungen wäre eine Verpflichtung der Bundesnetzagentur jedoch notwendig gewesen. Wenn sie die Festlegungen erlässt, sind zudem erhebliche Abstimmungsprozesse erforderlich. Diese könnten sowohl den Prozess als auch das Ergebnis verkomplizieren. Insbesondere eine zu hohe Komplexität der Anforderungen an die praktische Umsetzung – etwa im Hinblick auf Mess- und Meldepflichten – könnte dazu führen, dass die Regelungen der neuen Absätze in § 19 EEG 2023 n. F. einiges an Relevanz verlieren und nicht den erhofften Effekt haben werden, innovativere Speicherkonzepte effektiv zu fördern bzw. zumindest nicht mehr auszubremsen.

Getroffen werden „können“ die Festlegungen in verschiedenen Schritten, jeweils verbunden mit den bereits dargestellten verschiedenen Modellen, welche der § 19 EEG 2023 n. F. ermöglicht. Ein wesentlicher Faktor ist dabei modellübergreifend die massengeschäftstaugliche Abwicklung. Dies gilt insbesondere für die zweite Phase des alternierenden Betriebs aus § 19 Abs. 3a EEG 2023 n. F. und für die anteilige Vergütung aus § 19 Abs. 3b EEG 2023 n. F. In Bezug auf diese Phasen muss eine sichere, automatisierte und massengeschäftstaugliche Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte stattfinden, wobei hinsichtlich erforderlicher Messwerte die geltenden mess- und eichrechtlichen Anforderungen zu beachten sind. Ein wesentlicher Teil der Festlegung wird sich also mit eher prozessualen Fragen und der Kommunikation befassen, was angesichts der vielen zu übermittelnden Daten (Grünstromanteile, Wechsel des Anlagenstatus, ...) komplexer als bisher ausfallen wird und insbesondere die kleineren der über 800 deutschen Verteilnetzbetreiber nicht überfordern darf. Daneben enthalten die Festlegungen auch wesentliche Konkretisierungen der Voraussetzungen für die jeweiligen Phasen, welche der § 19 EEG 2023 n. F. offengelassen hat.

§ 85d S. 1 Nr. 1 EEG 2023 n. F. ermöglicht eine Festlegung zu § 19 Abs. 3a S. 2 EEG 2023 n. F. und soll Anforderungen an technische Maßnahmen aufstellen, die sicherstellen, dass ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas in den Speicher eingespeichert werden kann. Dies erscheint etwas redundant, da der § 19 Abs. 3 EEG in seiner bisherigen Fassung in der Praxis auch nur für reine EE-Speicher galt, diese Voraussetzung also auch erfüllen musste. Die Festle-

gungskompetenz erfolge deshalb nur vorsorglich, um auf Probleme in der praktischen Anwendung des Wechselmodells reagieren zu können.¹¹ Es ist zwar nachvollziehbar, dass aufgrund des Wechselmodells möglicherweise in der Zukunft neue technische Lösungen entstehen könnten,¹² jedoch erscheint es dann etwas überzogen, eine Festlegung für ein Modell zu fordern, dass bereits heute technisch abbildbar wäre. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Rechtsfolgen des § 100 Abs. 34 EEG 2023 n. F., auf welche im Folgenden noch eingegangen wird. Bezüglich der Festlegungskompetenz aus § 85d S. 1 Nr. 2 EEG 2023 n. F. wird in der Begründung darauf hingewiesen, dass für die massengeschäftstaugliche Abwicklung des Wechselmodells insbesondere „Selbsterklärungen der Betreiber in Kombination mit langfristigen digitalen Dokumentationspflichten und Stichprobenprüfungen im Auftrag der Netzbetreiber“¹³ in Betracht kommen. Auch diesbezüglich ist vorstellbar, dass eine Festlegung der Bundesnetzagentur möglicherweise nützlich, jedoch nicht zwingend notwendig ist.

Nach § 85 S. 1 Nr. 3 a) EEG 2023 n. F. kann die Bundesnetzagentur die Voraussetzungen und den Nachweis einer Entleerung im Sinne des § 19 Abs. 3a S. 4 EEG 2023 n. F. mittels einer Festlegung regeln, wobei es im Wesentlichen um die Anforderungen an die noch zu entwickelnde Software geht.¹⁴ Gemäß § 85d S. 1 Nr. 4a EEG 2023 n. F. wird auch festgelegt, wie der Anteil des nach § 19 Abs. 3b EEG 2023 n. F. zu fördernden Stroms ermittelt wird, was die wesentliche noch zu klärende Frage für die Ermöglichung des Mischbetriebs darstellt. Die Festlegungen werden damit den Inhalt des § 19 Abs. 3a, 3b EEG 2023 n. F. wesentlich prägen.

Gleiches gilt darüber hinaus auch für den Zeitpunkt der Anwendbarkeit der Regelungen des § 19 Abs. 3a, 3b EEG 2023 n. F. Nach § 100 Abs. 34 EEG 2023 n. F. sind die jeweiligen Phasen erst wirksam, wenn die dazugehörige Festlegung wirksam wird. In § 85d S. 2 EEG 2023 n. F. ist ein Zeitplan vorgegeben, nach dem die Festlegung nach Satz 1 Nummer 1 und 2 (also zu § 19 Abs. 3a S. 1-3 EEG 2023 n. F.) bis zum 30.06.2025, die Festlegung nach Satz 1 Nummer 3 (§ 19 Abs. 3a S. 4 EEG 2023 n. F.) bis zum 30.09.2025 und die Festlegung nach Satz 1 Nummer 4 (§ 19 Abs. 3b EEG 2023 n. F.) bis zum 30.06.2026 „getroffen werden“.¹⁵ Folgen des Überschreitens des Zeitplans sind jedoch nicht geregelt. Vielmehr heißt es in der Gesetzesbegründung explizit, dass ein Überschreiten der Zeitpunkte nicht zur Folge hat, dass die Regelungen auch ohne die Festlegungen wirksam werden.¹⁶ Da das Wirksamwerden an das Wirksamwerden (und nicht den Erlass) der Festlegungen geknüpft ist, kann die Bundesnetzagentur Übergangszeiten ermöglichen, damit die Beteiligten die technischen Voraussetzungen schaffen können – den Zeitpunkt an dem die § 19 Abs. 3a, 3b EEG 2023 n. F. ihre Wirkung entfalten verschiebt sich dadurch jedoch noch mehr.¹⁷ Dies wirkt insbesondere in Bezug auf § 19 Abs. 3a S. 1-3 EEG 2023 n. F. wie eine vertane Chance, da diese wie bereits beschrieben möglicherweise auch ohne die Festlegungen schon jetzt umsetzbar wären und erste Geschäftsmodelle ermöglichen könnten, die nun – wie auch die anderen Phasen – auf unbestimmte Zeit verschoben sind. Die Trennung der Phasen und die Mög-

11 BT-Drs. 20/11180, S. 139.

12 BT-Drs. 20/11180, S. 139.

13 BT-Drs. 20/11180, S. 139.

14 BT-Drs. 20/11180, S. 139.

15 Dieser Zeitplan irritiert insofern, als dass in § 85d S. 1 EEG 2023 n. F. von einem „kann“ gesprochen wird, was eine Freiwilligkeit der Bundesnetzagentur hinsichtlich des „ob“ der Festlegungen suggeriert und ein Zeitplan hinsichtlich einer freiwillig zu erfüllenden Aufgabe wohl von geringerer Bedeutung ist.

16 BT-Drs. 20/11180, S. 140.

17 BT-Drs. 20/11180, S. 139.

lichkeit eines gestaffelten Wirksamwerdens sind angesichts der unterschiedlich hohen Komplexität begrüßenswert, um möglichst schnell die ersten Betriebskonzepte zu ermöglichen. Insgesamt sind die hier diskutierten Änderungen im EEG trotz der teilweise bestehenden Unklarheiten und Probleme positiv zu bewerten, wenngleich es nun von den Festlegungen der Bundesnetzagentur abhängt, ob und wann sie die Praxis der Stromspeicherbranche prägen werden. Dass letzteres noch relativ offen scheint und dass durch die notwendige Abstimmung mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt möglich erscheint, dass die technischen Anforderungen sehr hoch sein könnten, ist wohl die größte Schwäche der Regelungen.

C. Solarpaket: Änderungen für Speicher im EnWG

Eine weitere Regelung zu Speichern aus dem Solarpaket findet sich im EnWG. In § 17 EnWG wurde ein neuer Absatz 2a eingeführt, welcher lautet:

„Der Netzanschlussvorrang gemäß § 8 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und § 3 Absatz 1 Satz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist nicht gegenüber Energiespeicheranlagen anzuwenden.“

Auf den ersten Blick könnte dieser als eine nachteilige Klarstellung gelesen werden, mit der Wirkung, dass der Netzanschlussvorrang aus § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2023 und § 3 Abs. 1 S. 1 KWKG nicht auf Energiespeicheranlagen anwendbar ist. Die Gesetzesbegründung liest sich diesbezüglich jedoch anders. Dort heißt es:

„Der neue § 17 Absatz 2a EnWG dient dem vorrangigen Netzanschluss von Speichern, die nicht bereits als Anlagen im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von § 8 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 profitieren. Dies wird erreicht, indem der Netzanschlussvorrang aus § 8 EEG 2023 und § 3 KWKG nicht gegenüber solchen Speichern gilt.“¹⁸

Energiespeicheranlagen sollen also unabhängig davon, ob sie EE-Anlagen sind, wie solche vom Netzanschlussvorrang profitieren bzw. zumindest nicht gegenüber privilegierten EEG- oder KWKG-Anlagen zurückstehen. Zu beachten ist dabei, dass sich § 17 Abs. 2a EnWG n.F., wie auch die Gesetzesbegründung ausschließlich auf den Netzanschlussvorrang beziehen. § 8 EEG 2023 enthält neben dem Netzanschlussvorrang noch weitere Regeln, deren Anwendungsbereich nicht etwa durch § 17 Abs. 2a EnWG auf Graustromspeicher erstreckt wird. Geregelt ist dort beispielsweise die Wahl eines anderen Verknüpfungspunktes aus § 8 Abs. 2 EEG 2023 und die Pflicht der Netzbetreiber unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu erstellen aus § 8 Abs. 5 2023 EEG.

Offen ist – auch unter Einbeziehung der Begründung – wie sich § 17 Abs. 2a EnWG auf das Verhältnis von Energiespeicheranlagen zu anderen Nicht-EE-Anlagen auswirkt. Der Wortlaut und die Begründung enthalten darüber keine Informationen und regeln nur das Verhältnis zu EE-Anlagen.

Die Privilegierung von Energiespeicheranlagen beim Netzanschluss ist für den Ausbau der Speicherinfrastruktur zu begrüßen – wobei natürlich fraglich ist, wie groß der Effekt der Privilegierung angesichts vieler überlasteter Verteilnetzbetreiber sein wird. Außerdem hat die Regelung einen weiteren Vorteil. Mit dieser Einordnung umgeht der Gesetzgeber komplizierte Abgrenzungsfragen hinsichtlich der Einordnung von Speichern, die dem § 19 Abs. 3a oder Abs. 3b EEG 2023 n.F.

unterfallen. § 19 Abs. 3a S. 5 EEG 2023 n.F. legt nahe, dass die Regelungen des EEG in Zeiträumen, in denen der Speicher als Grünstromspeicher agiert, insgesamt anwendbar sind. Ähnliches gilt in Bezug auf § 19 Abs. 3b S. 3 EEG 2023 n.F., nachdem die Regeln des EEG entsprechend anwendbar sind, soweit ein Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird. Anlagenbezogene Regeln, wie der vorrangige Netzanschluss nach § 8 EEG 2023, passen jedoch schlicht nicht zu einer solchen wechselnden bzw. anteiligen Betrachtung – schließlich kann der vorrangige Netzanschluss und die übrigen Privilegien des § 8 EEG 2023 nicht anteilig oder vorübergehend gewährleistet werden. Ohne eine Klarstellung für Speicher würden sich wohl Konflikte dahingehend ergeben, ob ein Speicher vorrangig angeschlossen werden muss, welcher lediglich für die ersten zwei Monate EE-Strom speichert oder ob ein Speicher vorrangig angeschlossen werden muss, wenn er lediglich geringe EE-Strommengen zwischenspeichert. Diesen Fragen konnte der Gesetzgeber mit der Einführung des § 17 Abs. 2a EnWG n.F. einiges an Relevanz nehmen, wenngleich die Grundproblematik in Bezug auf die übrigen Privilegien des § 8 EEG 2023 bestehen bleibt. Dieses Problem hätte ebenso wie die Missverständlichkeit der Regelung umgangen werden können, wenn § 8 EEG 2023 hinsichtlich des Netzanschlussvorrangs für Energiespeicheranlagen umfassend zur Geltung kommen würde. Dies hätte beispielsweise erreicht werden können, wenn § 17 Abs. 2a EnWG n.F. den § 8 EEG für Energiespeicheranlagen sinngemäß für anwendbar erklärt hätte.

Die Stoßrichtung dieser Vorschrift ist mithin unterstützenswert, jedoch ergibt sich ihr vollständiger Gehalt nicht restlos eindeutig aus dem Gesetz. Es wäre zudem vorteilhaft gewesen, wenn auch die übrigen Privilegien des § 8 EEG 2023 zur Anwendung gekommen wären – oder das Gesetz, falls dies gewollt war, auch dahingehend eindeutig gewesen wäre. Die aktuelle Rechtslage ist mithin nicht restlos klar, kann nicht alle Abgrenzungsprobleme von Mischspeichern zu reinen EE-Speichern vermeiden und scheint Speicher nicht umfassend zu privilegieren.

D. Entwurf zur Stromsteuerreform

Auch außerhalb des Solarpaketes sind relevante Änderungen der Speicher-Regulatorik zu erwarten. So befasst sich der „Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht“ (E-StromStG) aus dem Bundesministerium der Finanzen mit Stand vom 08.04.2024 mit Speichern im Stromsteuerrecht.¹⁹ Dieser Entwurf definiert dabei unter anderem den Begriff des „Stromspeichers“ und ändert die Stromsteuerbefreiung in § 5 Abs. 4 StromStG.

I. Definition des Stromspeichers

Die neu eingeführte Definition des Stromspeichers im E-StromStG findet sich in § 2 Nr. 9 StromStG und lautet:

„Andere Anlagen als Anlagen zur Stromerzeugung, die am Ort ihres Betriebs ausschließlich dem Zweck der Zwischenspeicherung von Strom für eine spätere Verwendung dienen, während des Betriebs ausschließlich an ihrem geografischen Standort verbleiben und nicht Teil eines Fahrzeugs sind; der geografische Standort ist ein durch Koordinaten bestimmter Punkt“

¹⁹ Der Entwurf enthält auch Änderungen in Bezug auf Ladepunkte für die Elektromobilität und zum bivalenten Laden. Auf diese soll jedoch in diesem Beitrag nicht eingegangen werden. Im Referentenentwurf finden sich noch zahlreiche weitere Änderungen. Dieser Artikel wird dabei auf die für Speicher relevanten Änderungen eingehen.

Klar umfasst sind damit beispielsweise Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke, während Batterien in Fahrzeugen außerhalb dieser Regelung im Rahmen des bidirektionalen Ladens in § 2 Nr. 8c E-StromStG definiert werden. Zu beachten ist dabei, dass damit erstmalig im deutschen Recht der Begriff des Stromspeichers definiert wurde, wobei es sich hier auch um einen eigenständigen stromsteuerrechtlichen Begriff zu handeln scheint, welcher sich nicht auf andere Gesetze übertragen lässt. So liest sich auch die Begründung des Referentenentwurfs, nach der explizit darauf hingewiesen wird, dass Speicher im Stromsteuerrecht anders als im Energiewirtschaftsrecht keine Stromerzeugungsanlagen darstellen. Insofern wäre es sinnvoll auch im EnWG eine eigene Definition des Begriffs vorzunehmen, um technologieneutrale Regelungen für Stromspeicher zu schaffen.

Elektrolyseure, welche ausschließlich dem Zweck der Zwischenspeicherung von Strom dienen, sind auch von dieser Definition umfasst. Diese Zwischenspeicherung muss zudem „am Ort ihres Betriebs“, also auf in der Regel im gleichen Gebäude oder auf dem gleichen Grund- oder Flurstück geschehen. Elektrolyseure, welche nur einen Teil des erzeugten Wasserstoffs wiederverstromen und einen anderen Teil in das Gasnetz einspeisen, wären von dieser Definition – und damit auch von § 5 Abs. 4 E-StromStG – nicht umfasst. Da die Elektrolyse jedoch gemäß § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG von einem Erlass, einer Erstattung oder einer Vergütung der Stromsteuer profitiert, scheint dies nicht sonderlich relevant.

II. Überblick über die aktuelle Rechtslage

Verwendet wird der Begriff des Stromspeichers im erheblich geänderten § 5 Abs. 4 E-StromStG. Dieser lautet in seiner aktuell geltenden Fassung²⁰:

„Stationäre Batteriespeicher, die dazu dienen, Strom vorübergehend zu speichern und anschließend in ein Versorgungsnetz für Strom einzuspeisen, gelten als Teile dieses Versorgungsnetzes.“

Batteriespeicher sind also ohne den vor der letzten Änderung dieses Absatzes notwendigen Antrag von der Stromsteuer befreit.²¹ Die Regelungslogik definiert sie zum Teil des Versorgungsnetzes, weswegen eine Einspeicherung in diesem Fall keine die Stromsteuerpflicht auslösende „Entnahme“ aus einem solchen Versorgungsnetz sein kann. Im Ergebnis wird damit die eingespeicherte Strommenge dem Anwendungsbereich der Stromsteuer insgesamt entzogen.

Inwiefern § 5 Abs. 4 StromStG auch auf ausspeiseseitige Multi-Use-Speicher, also auf Batteriespeicher, welche nur einen Teil des Stroms wieder in das Stromnetz einspeisen, anwendbar ist, lässt sich kaum abschließend aus dem Gesetz entnehmen. In § 5 Abs. 4 StromStG heißt es weder, dass die Batteriespeicher ausschließlich in das Versorgungsnetz für Strom rückspeisen müssen, noch dass es genügt, wenn sie den Strom „auch“ (bzw. anteilig) in das Versorgungsnetz für Strom rückspeisen. Die Einordnung des Batteriespeichers als Anlage als Teil des Versorgungsnetzes legt aber wohl eher eine „Alles-oder-nichts-Befreiung“ nahe, da der Batteriespeicher als solcher in eine Kategorie einsortiert wird und nicht auf Strommengen Bezug genommen wird. Ausweislich der Gesetzesbegründung dient § 5 Abs. 4 StromStG gerade der Verhinderung der doppelten Stromsteuerentstehung.²² Würden ausspeiseseitige Multi-Use-Speicher vollständig – und nicht nur hinsichtlich des nicht zurückgespeisten Stroms – aus dem Anwen-

dungsbereich des § 5 Abs. 4 StromStG fallen, würde dieser Zweck nicht erreicht, was dafür spricht, dass solche Speicher bereits nach aktueller Rechtslage hinsichtlich der rückgespeisten Strommenge von der Stromsteuer befreit sind. Andererseits ist auch klar, dass ein ausspeiseseitiger Multi-Use-Speicher nicht einfach insgesamt als steuerfreier Teil des Versorgungsnetzes gelten kann, da ansonsten derjenige Stromanteil, der zwar aus dem Netz bezogen, nicht jedoch ins Netz zurückgespeist wurde (demgemäß also nach Ausspeicherung vor Ort verbraucht wurde), durch die Zwischenspeicherung steuerfrei würde, was selbstverständlich nicht sachgerecht wäre – der Speicher würde in diesem Fall anteilig gewissermaßen als „Steuerwaschmaschine“ fungieren. Insgesamt ist die rechtliche Einordnung dieser Speicher nach der aktuellen Regelung nicht eindeutig zu bewerten und es bestehen erhebliche Rechtsunsicherheiten, weshalb eine Änderung von § 5 Abs. 4 StromStG angebracht war und durchaus positiv zu werten ist.

III. Änderung der Stromsteuerbefreiung

Der wesentliche Kern der diesbezüglichen Gesetzgebungsentwürfe findet sich dabei in § 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG und lautet:

„1Stromspeicher, in denen Strom durch Versorger zwischengespeichert und aus denen dieser Strom durch Versorger in ein Versorgungsnetz eingespeist wird, gelten insoweit als Teile dieses Versorgungsnetzes, wenn sie im Marktstammdatenregister [...] in der jeweils geltenden Fassung, registriert sind. 2Soweit Strom ohne Zwischenspeicherung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1, 3, 4 oder 6 steuerfrei wäre, bleibt dieser nach Rückumwandlung in dem Verhältnis zu der insgesamt im Veranlagungsjahr zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommenge steuerfrei. 3Soweit Stromspeicher nicht als Teile des Versorgungsnetzes gelten und soweit Strom, der in einer Kundenanlage zur Zwischenspeicherung entnommen wird, nach § 3 zu versteuern ist, unterliegt dieser nach Rückumwandlung und Entnahme in dieser Kundenanlage in dem Verhältnis zu der insgesamt im Veranlagungsjahr zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommenge nicht erneut der Besteuerung. Erfolgt die Rückumwandlung der im Stromspeicher zwischengespeicherten Energie in Strom unter Nutzung einer Anlage zur Stromerzeugung, findet für die Stromerzeugung § 9 Absatz 1 Nummer 2 Anwendung.“

Zunächst ist auffällig, dass nicht länger nur stationäre Batteriespeicher, sondern die in § 2 Nr. 9 E-StromStG neu definierten Stromspeicher von der Stromsteuerbefreiung umfasst sind. Außerdem besteht § 5 Abs. 4 E-StromStG nicht mehr nur aus einem Satz, welcher stationäre Batteriespeicher umfassend freistellt, sondern ist wesentlich komplexer geworden und regelt in seinen verschiedenen Sätzen verschiedene Situationen und Konstellationen.

Nachdem nachfolgend zunächst die einzelnen Sätze des § 5 Abs. 4 E-StromStG in ihren unterschiedlichen Anwendungsfeldern erörtert werden, werden sie zur Illustration ihrer Wirkweise danach auf ein Beispiel angewandt:

- In diesem Beispiel hat ein Gewerbebetrieb eine PV-Anlage mit 400 kW installierter Leistung und einen Speicher mit einer Kapazität von einer Megawattstunde. Der Speicher wird im Betrachtungszeitraum mit 400 kWh aus der Solaranlage und 600 kWh aus dem Stromnetz geladen und gibt 200 kWh an das Stromnetz ab, während 800 kWh selbst verbraucht werden.

20 Mit der „aktuell geltenden Fassung“, ist die Fassung gemeint, die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Beitrages wirksam war.

21 In der vorangegangenen Fassung des dieser Regelung war noch ein Antrag notwendig.

22 BT-Drs. 18/11493, S. 63 f.

1. Die Befreiung des Netzstroms aus § 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG

Netzgekoppelte Batteriespeicher (bzw. jetzt Stromspeicher) sollen nach der Neuregelung nicht mehr per se Teile des Versorgungsnetzes sein, sondern nur insoweit, als dass Strom durch Versorger zwischengespeichert und durch Versorger in ein Versorgungsnetz eingespeist wird. Darüber hinaus müssen sie im Marktstammdatenregister registriert sein. Dadurch, dass in § 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG das Wort „soweit“ im Kontext mit einer Rückspeisung von Strom genutzt wird, liegt nahe, dass Stromspeicher künftig auch anteilig Teil des Versorgungsnetzes sein können. Für ausspeiseseitige Multi-Use-Konzepte würde dies einen erheblichen Vorteil darstellen, da hiermit die Möglichkeit bestünde, im Rahmen einer Saldierung der verschiedenen ein- und ausgespeicherten Strommengen zu einer sachgerechten anteiligen Betrachtung zu kommen, anstatt in einem Multi-Use-Fall den Status als steuerfreier Teil des Versorgungsnetzes insgesamt zu verlieren.

Fraglich ist, ob sich durch die Begrenzung auf die ausgespeiste Strommenge die Bewertung von Speicherverlusten verändert hat. Möglich erscheint folgende Betrachtung: In der aktuellen Rechtslage sind netzgekoppelte Batteriespeicher als gesamte Anlage Teile des Versorgungsnetzes und müssen damit auch auf Speicherverluste keine Stromsteuer zahlen. Der neue Regelungsentwurf würde indes dazu führen, dass nur auf den rückgespeisten Strom am Ende dessen Vermarktungskette bei der finalen Entnahme aus dem Versorgungsnetz durch einen Letztverbraucher die Stromsteuer zu zahlen ist und nur insoweit auch der eingespeicherte Strom im Ergebnis steuerfrei ist (da der Speicher dann „insoweit“ als Teil des Versorgungsnetzes gelten soll). Da die Speicherverluste begriffslogisch jedoch nicht ins Versorgungsnetz rückgespeist werden können, müssten diese nach der Gesetzesänderung stromsteuerpflichtig sein, da insoweit der Speicher eben auch einspeisungsseitig dann nicht als Teil des Versorgungsnetzes gelten soll. Auch wenn sich die Frage der Speicherverluste wohl nicht eindeutig beantworten lässt, ist davon auszugehen, dass diesbezüglich noch etwas weiter differenziert werden muss: So sind nach der Gesetzesbegründung bereits jetzt Strommengen zu versteuern, die zum Betrieb des Batteriespeichers verbraucht werden, beispielsweise zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur.²³ In Bezug auf diese Strommengen sind also keine Änderungen zu erwarten. Sie müssen nach wie vor versteuert werden. Bei solchen Betriebsstrommengen handelt es sich jedoch streng genommen auch nicht um „echte“ Verluste im technischen Sinne. Anders könnte sich die Situation daher z. B. für technisch nicht vermeidbare Umwandlungsverluste darstellen. Da Speicher nach § 5 Abs. 4 StromStG als Teile des Versorgungsnetzes gelten, ist es naheliegend, dass sie auch hinsichtlich der Stromsteuer ähnlich behandelt werden wie die Versorgungsnetze. In Bezug auf diese hat der Bundesfinanzhof im Jahr 2016 entschieden, dass Umspann- und Leitungsverluste nicht stromsteuerpflichtig seien, da diese ohne menschliches Zutun entstehen. Eine stromsteuerrelevante Entnahme setze jedoch voraus, dass der Strom einer eliminierenden Nutzung zugeführt wird, wofür eine von einem entsprechenden Willen getragene menschliche Handlung notwendig ist.²⁴ Dies lässt sich beispielsweise auf Verdampfungs- und Versickerungsverluste in Pumpspeicherkraftwerken oder auf die bei der Zwischenspeicherung entstehende und entweichende Wärme in Batteriespeichern übertragen – dies gilt jedoch nicht für eine möglicherweise nötige Kühlung, welche bewusst von Menschen aktiviert wird und deshalb „zum Betrieb des Batteriespeichers“ verbraucht wird und zu versteuern ist. Umwandlungsverluste und andere Verluste ohne menschlichen Einfluss müssten also nach der bisherigen Rechtslage von der Stromsteuer befreit gewesen sein.

Die Einführung des § 5 Abs. 4 E-StromStG könnte bei restriktiver Auslegung dazu führen, dass auch diese Speicherverluste stromsteuerpflichtig werden könnten. Dafür spricht jedenfalls die „insoweit-Regelung“, welche auf den Anteil des zurückgespeisten Stroms abstellt. Stromspeicherverluste werden nicht in das Stromnetz zurückgespeist. Der Stromspeicher ist jedoch nur Teil des Versorgungsnetzes, insoweit der Strom auch in ein Versorgungsnetz zurückgespeist wird. Zwar stellt auch § 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG auf den Stromspeicher und nicht auf Strommengen ab, jedoch nur unter der Bedingung der Rückspeisung. Auf den Teil des Speichers, der nicht Teil des Versorgungsnetzes ist, lässt sich die Rechtsprechung des Bundesfinanzhofs bezüglich der Entnahme jedoch nicht ohne Weiteres übertragen, da diese auf Versorgungsnetze bezogen war. Es scheint also eher so, als könnten Umwandlungsverluste in Stromspeichern in Zukunft steuerpflichtig sein. Für reine Netzspeicher würde sich die Änderung des § 5 Abs. 4 StromStG dann sogar als nachteilig darstellen, da sie sie keine Vorteile aus der Regelung hätten und stattdessen für die Speicherverluste die Stromsteuer zahlen müssten – denn auch reine Netzspeicher wären nach dem Wortlaut nur hinsichtlich des rückgespeisten Strom Teil des Versorgungsnetzes. Zudem müssten die Betreiber von rein netzgekoppelten Speichern möglicherweise noch zusätzliche Messpflichten erfüllen, um den rückgespeisten Strom nachzuweisen. Eindeutig ist dieses Ergebnis zwar nicht, jedoch sollte der Gesetzgeber an dieser Stelle etwas klarer werden, um Unsicherheiten zu vermeiden.

Zur Illustration:

- Im oben dargestellten Beispiel werden 400 kWh aus dem Netz bezogen. Hat der Speicher einen Wirkungsgrad von 90% werden also 180 kWh an das Stromnetz abgegeben und 720 kWh von dem Betreiber selbst vor Ort genutzt. Ist der Stromspeicher in das Marktstammdatenregister eingetragen, gilt er hinsichtlich der rückgespeisten 180 kWh als Teil des Versorgungsnetzes. Für diese Strommenge würde die Stromsteuer gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG nicht entstehen.
- Für einen rein netzgekoppelten Speicher, welcher beispielsweise 3 MWh aus dem Netz bezieht und 2,7 MWh wieder in das Versorgungsnetz rückspeist, bestünden hinsichtlich der Speicherverluste von 0,3 MWh zumindest Rechtsunsicherheiten. Dafür, dass der Entwurf die Situation für reine Netzspeicher verschlechtern soll, bestehen jedoch keine Anzeichen. Vielmehr scheint es dem Gesetzgeber darum zu gehen, die Situation für Multi-Use-Speicher zu verbessern. War dies tatsächlich der Fall, sollte dringend vor Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens eine Klarstellung hinsichtlich des Umgangs mit den Verlusten erfolgen, um Unsicherheiten insbesondere für reine Netzspeicher vorzubeugen.
- Über die Strommengen, welche im obigen Beispiel durch die Solaranlage bezogen werden, enthält der § 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG keine Aussage. Auch er wäre grundsätzlich gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG als Entnahme zum Selbstverbrauch eines Eigenerzeugers steuerpflichtig, es greift jedoch bei einer Solaranlage von 400 kW in dieser Konstellation die Steuerbefreiung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG. Dieser betrifft jedoch nur die Einspeisungsseite des Speichers und nicht dessen Ausspeiseseite. Der Ausspeiseseite widmet sich § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG

2. Die Befreiung des ursprünglich befreiten Stroms nach § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG

Diese geplante Neuregelung besagt, dass Strom, soweit er ohne Zwischenspeicherung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4 StromStG steuerfrei wäre, auch nach der Rückumwandlung steuerfrei bleibt.

23 BT-Drs. 18/11493, S. 64.

24 BFH, Beschluss vom 24.02.2016 – VII R 7/15 –, Rn. 10 ff.

Im obigen Beispiel hieße das: Strom, welcher von der 400-kW-Solaranlage erzeugt und direkt vor Ort vom Betreiber verbraucht würde, wäre ohne die Zwischenspeicherung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG steuerfrei. Gleiches gilt nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG für Strom, welcher beispielsweise an den Nachbarn geliefert wird. § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG soll nunmehr klarstellen, dass die genannten Stromsteuerbefreiungen auch auf den rückumgewandelten Strom durchschlagen. Im Beispiel wären also zusätzlich zu den 180 kWh befreiten Netzstroms (§ 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG) und den 400 kWh, die aus der Solaranlage in den Speicher eingespeichert werden (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG) auch noch die 400 kWh befreit, die ursprünglich durch § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG befreit waren – wenn er nach dem Speicher so verwendet wird, wie es die Befreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4 StromStG vorsehen. § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG sorgt mithin dafür, dass § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4 StromStG den Prozess der Zwischenspeicherung ausblenden und im Ergebnis so tun, als würde die zwischengespeicherte Menge direkt der terminierenden Nutzung zugeführt. Ist diese Nutzung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4 StromStG steuerbefreit, gilt diese Steuerbefreiung auch für die Phase zwischen Ausspeicherung und Verbrauch.

Nicht anwendbar wäre § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG beispielsweise, wenn die Solaranlage eine Leistung von 3 MW hätte und der Strom vor Ort nicht durch den Betreiber selbst verbraucht, sondern an einen Dritten geliefert würde, der auch den Speicher betreibt. Da in diesem Leistungssegment nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG nur der Eigenverbrauch des Erzeugers steuerfrei sein kann und eine Drittbefreiung immer steuerpflichtig ist, wäre schon die erste Einspeicherung grundsätzlich ein steuerpflichtiger Vorgang und auch die Ausspeicherung wäre zumindest nicht nach § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG befreit. Dasselbe gilt nach der Regelungslogik auch dann, wenn der Speicher im vorstehenden Beispiel von dem Solaranlagenbetreiber selbst betrieben würde. Denn auch dann wäre die Lieferung an den Dritten ohne vorherige Zwischenspeicherung nicht steuerbefreit und damit ist es auch die ausgespeicherte Strommenge nicht. Die Regelung verhindert so, dass ein Speicher als „Steuerwaschmaschine“ eingesetzt werden kann.

Bemerkenswert ist, dass zwischen § 5 Abs. 4 S. 1 und 2 E-StromStG ein grundsätzlicher Paradigmenwechsel stattfindet: so nimmt § 5 Abs. 4 S. 1 E-StromStG wie die aktuell geltende Regelung, ausschließlich den eingespeicherten Strom für die Befreiung von der Steuerlast in den Blick, abhängig davon was mit der ausgespeicherten Strommenge geschieht. Die beiden Folgesätze widmen sich jedoch der Befreiung der ausgespeicherten Strommenge in Abhängigkeit von der rechtlichen Bewertung der eingespeicherten Strommenge. Aus § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG folgt weiterhin implizit, dass die Einspeicherung im Speicher ein Vorgang ist, der zur Steuerentstehung führt und die Steuer nach der Zwischenspeicherung ein weiteres Mal entstehen kann, was angesichts der Tatsache, dass Stromspeicheranlagen explizit keine Stromerzeuger sein sollen,²⁵ zumindest irritiert. Insgesamt lässt sich nach hiesiger Ansicht die Frage, wie genau das Stromsteuerrecht bei Speichern die Entnahme durch Einspeicherung, die „Wiedererzeugung“ bei Ausspeicherung und die finale Entnahme beim endgültigen Verbrauch des ausgespeicherten Stroms einordnet, auch in Ansehung der neuen Gesamtregelungen nicht restlos kohärent auflösen.

Im oben beschriebenen Beispiel sind mithin die zwischengespeicherten 400 kWh aus der Solaranlage, wenn sie beispielsweise selbst verbraucht, oder an einen Nachbarn geliefert wer-

den umfassend von der Stromsteuer befreit. Die Stromsteuer muss jedoch für die 400 kWh, welche aus dem Versorgungsnetz stammen und nicht wieder in dieses zurückgespeist werden und dadurch tatsächlich aus dem Stromnetz verbraucht werden, gezahlt werden. Gleiches gilt wohl auch für die Speicherverluste von 20 kWh. Diesbezüglich ist jedoch gut möglich, dass ein Speicher, der ausschließlich in das Stromnetz zurückspeist, wie bisher vollständig Teil des Versorgungsnetzes sein wird und deshalb wie bisher auch die Umwandlungsverluste – nicht jedoch die Strommengen, die für den Betrieb des Speichers erforderlich sind – von der Stromsteuer befreit sind. Im Übrigen erscheint das durch die Neuregelungen nach hiesigem Verständnis angestrebte Gesamtergebnis für den geschilderten Beispielsfall als durchaus sachgerecht.

3. Die Befreiung des in Kundenanlagen zwischengespeicherten Stroms nach § 5 Abs. 4 S. 3 E-StromStG

Strom, der nicht nach § 5 Abs. 4 S. 1 oder 2 E-StromStG von der Steuer befreit ist, kann künftig zudem gemäß § 5 Abs. 4 S. 3 E-StromStG von der Steuer befreit sein. Dieser bezieht sich auf Strom, der in einer Kundenanlage versteuert zur Zwischenspeicherung entnommen und eingespeichert wird und nach der Rückumwandlung in dieser Kundenanlage entnommen wird. Auch für diesen Fall soll klargestellt werden, dass hier die Steuer nicht noch ein zweites Mal entsteht. Dies könnte beispielsweise Strommengen betreffen, die aus einer Solaranlage mit einer installierten Leistung über 2 MW in den Speicher eines Dritten eingespeist werden (da in diesem Leistungssegment nur der Eigenverbrauch steuerfrei ist) und dann in der gleichen Kundenanlage von dem Dritten entnommen und verbraucht werden. Bei diesen wäre dann nach hiesigem Verständnis der Neuregelung der erste Schritt, also die Einspeisung in den Speicher steuerpflichtig, jedoch nicht die Entnahme aus dem Speicher, insofern sie innerhalb der Kundenanlage geschieht. Bei einem Verbrauch außerhalb derselben Kundenanlage bliebe es in diesem Szenario jedoch dann wohl bei einer Doppelbesteuerung derselben Strommenge bei Ein- und nach Ausspeicherung. Hat die Solaranlage im Beispiel also bei ansonsten unveränderten Zahlen 3 MW installierte Leistung und wird der Speicher durch einen Dritten betrieben, sind die 400 kWh eingespeicherter vor Ort erzeugter Strom nicht nach § 9 StromStG von der Steuer befreit. Der Anteil der 400 kWh, welcher dann innerhalb derselben Kundenanlage entnommen und verbraucht wird, wäre dann zwar nicht durch § 5 Abs. 4 S. 2 E-StromStG, wohl aber nach § 5 Abs. 4 S. 3 E-StromStG von der Stromsteuer befreit.

4. Weitere Änderungen in der StromStV

Weiterhin enthält der Entwurf einige weitere Änderungen, wie beispielsweise die Streichung der Pumpspeicherkraftwerke aus § 12 Abs. 1 StromStV, welche bislang für die Stromsteuerbefreiung für Pumpspeicherkraftwerke relevant war.

Neben den hier diskutierten Regelungen enthält der Entwurf auch noch weitere Änderungen mit Bedeutung für Stromspeicher. So sollen beispielsweise Betreiber von Stromspeichern, welche in sich einer Kundenanlage befinden und Strom ausschließlich innerhalb der Kundenanlage an Letztverbraucher leisten oder aus der Kundenanlage heraus ausschließlich an andere Letztverbraucher leisten und nicht aus anderem Grund Versorger sind, nicht aus diesem Grund Versorger werden, sondern Letztverbraucher sein, § 1a Abs. 3a E-StromStV. Offen ist noch, wie sich diese Regelungen zu den Befreiungen des § 5 Abs. 4 S. 3 E-StromStG verhält. Sie könnte beispielsweise Fälle abdecken, in denen kein Strom aus dem Speicher im Stromnetz vermarktet wird (andernfalls wäre der Speicherbetreiber aufgrund der Lieferung an einen Versorger selbst Versorger und § 1a Abs. 3a E-StromStV wäre nicht anwendbar). Liefert in diesem Fall der Betreiber den Strom an einen anderen Letztverbraucher außerhalb der Kundenanlage, wären § 5

25 Siehe dazu § 2 Nr. 9 E-StromStG, welcher Stromspeicher als „andere Anlagen als Anlagen zur Stromerzeugung“ definiert.

Abs. 4 S. 1–3 E-StromStG nicht auf den ausgespeicherten Strom anwendbar. Da der Betreiber dann jedoch kein Versorger ist, liegt nach hiesigem Verständnis dann allerdings bereits schon kein Stromsteuerentstehungsstatbestand nach § 5 Abs. 1 StromStG vor und die Lieferung wäre schon aufgrund dessen nicht stromsteuerpflichtig. Würde man dies konsequent weiterdenken, würde sich allerdings ggf. die Frage stellen, welcher relevante Anwendungsbereich dann wiederum noch für § 5 Abs. 4 S. 3 E-StromStG bliebe. Aufgrund der extremen Komplexität der Neuregelungen und ihrer Verzahnung mit den ebenfalls hochkomplexen Regelungen zur Versorgungseigenschaft und der weiteren stromsteuerrechtlichen Dogmatik steht jedenfalls zu befürchten, dass die Anwendung der Neuregelungen auf die Vielzahl der möglichen Gestaltungen rund um den Betrieb von Speichern die Praxis – sowohl bei Rechtsanwendern als auch in den zuständigen Hauptzollämtern – erheblich herausfordern wird.

Ergänzend zu den Neuregelungen werden zuletzt in § 11 E-StromStG neue Verordnungsermächtigungen für das Bundesministerium der Finanzen eingeführt, welche sich unter anderem mit Regelungen zur Erfassung, Abgrenzung und Mitteilung von Strommengen befassen, § 11 S. 1 Nr. 6a E-StromStG.

E. Fazit und Ausblick

Insgesamt sind die Änderungen des Solarpakets sowie der Entwurf zur Stromsteuer sehr erfreulich und zeigen, dass der Gesetzgeber sich dem Thema der Multi-Use-Speicher seit langem ernsthaft widmet, nachdem die bekannten Probleme für viele Jahre nicht adressiert wurden. Die Neuregelungen illustrieren aber auch einmal mehr die Komplexität, die dem Thema anhaftet und welche kohärente und sachgerechte Ergebnisse innerhalb eines bereits bestehenden, schon an sich ebenfalls komplexen Regelungsrahmens, durchaus erschwert. In den Neuregelungen bzw. Entwürfen ist aber der eindeutige Wille erkennbar, sich dieser Komplexität nicht durch Vermeidung bzw. Blockade von Multi-Use-Konzepten zu entziehen, sondern sie durch entsprechend vielschichtige Regelungsansätze einer sinnvollen Auflösung zuzuführen. Ob und inwieweit dies durch die Neuregelungen in jedem denkbaren Praxisfall gelingen wird, wird die Zukunft zeigen müssen.

Durch das Solarpaket wurden sowohl der alternierende Betrieb als auch der Mischbetrieb von Speichern im EEG verankert, was langfristig völlig neue Betriebskonzepte von Speichern ermöglichen kann. Im Detail bestehen jedoch noch einige Fragen. Unklar ist beispielsweise, ob die Beschränkung des § 19 Abs. 3a EEG 2023 n. F. auf Batteriespeicher notwendig ist und inwiefern die über den Netzanschlussvorrang hinaus gehenden Regelungen des § 8 EEG 2023 auf Speicher im alternierenden Betrieb oder auf Mischspeicher anwendbar sein werden. Diese Fragen werden jedoch für einen Großteil der potenziellen Anwendungsbereiche in der Praxis von untergeordneter Bedeutung sein. Viel entscheidender ist, wann die entsprechenden Festlegungen der Bundesnetzagentur kommen werden und ob deren Anforderungen für die Speicherbetreiber zu wirtschaftlichen Konditionen erfüllbar sein werden. Mit diesen Festlegungen wird sich entscheiden, ob die Änderungen ein echter Durchbruch oder doch ein Papiertiger sein werden.

Auch der Entwurf für die Änderungen des Stromsteuergesetzes würde schon jetzt für einen großen Teil der Fälle zufriedenstellende Ergebnisse erzeugen. Auch hier bestehen jedoch noch einige Unklarheiten, denen sich der Gesetzgeber noch widmen sollte. Besonders sei in diesem Zusammenhang auf die Speicherverluste von reinen Netzspeichern hingewiesen. Zu hoffen bleibt auch hier, dass die Speicherbetreiber nicht von der Komplexität der Regelungen erdrückt werden.

Trotz der dargestellten Probleme und Unstimmigkeiten haben die hier besprochenen Regelungen das Potential für einen Durchbruch für Multi-Use-Speicher, insbesondere angesichts dessen, dass solche umfassenden Änderungen vor wenigen Jahren kaum erwartbar waren. Als nächstes sollte diesbezüglich eine Reform der Netzentgeltbefreiung für Speicher anstehen, welche wohl aufgrund des Urteils des EuGH zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden bei der Bundesnetzagentur angesiedelt ist.²⁶ Aufgrund dessen und aufgrund der Festlegungskompetenz, ist diese Behörde von enormer Relevanz dafür, ob die ökologisch und ökonomisch vorteilhaften Multi-Use-Speicher in Zukunft Teil der rechtlichen und wirtschaftlichen Realität im deutschen Energiesektor werden.

²⁶ EuGH, Urteil vom 02.09.2021 – C-718/18.

Kurze Beiträge

Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt, LL. M., M. A.*

EGMR-Klima-Urteile: Höheres Ambitionsniveau als beim BVerfG – und Folgen für die Biodiversität

Der EGMR verpflichtet mit seiner neuen Rechtsprechung die Staaten in Europa zu mehr Klimaschutz. Dies geht in zentralen Punkten noch hinaus über den BVerfG-Klima-Beschluss und macht noch nachdrücklicher die 1,5-Grad-Grenze des Paris-Abkommens für die nationale und transnationale Menschenrechts-Interpretation fruchtbar. Auch Deutschland und die EU müssen jetzt deutlich mehr tun. Auch auf andere Umweltpro-

bleme wirkt sich die Judikatur aus, speziell auf den Biodiversitätsverlust. Ohnehin sind die fossilen Brennstoffe der zentrale Treiber aller ökologischen Herausforderungen.

1. Grundlagen: Klima-Entscheidungen von EGMR und BVerfG

Der EGMR fungiert bekanntermaßen als eine Art Ober-Verfassungsgericht für das gesamte geografische Europa. Dorthin

* Mehr über den Autor erfahren Sie auf S. 185.