

Berlin, 16. Januar 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

[## Stellungnahme](http://www.bde.de</p></div><div data-bbox=)

Stromspeicher-Strategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Stromspeicher-Strategie vom 8. Dezember 2023

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	BDEW-Detailbewertung der Stromspeicher-Strategie des BMWK	4
	Zu 2.1 Der Kontext für Stromspeicher: Die Energiepolitischen Ziele	4
	Zu 2.2 Die Rolle der Stromspeicher	4
	Zu 2.4 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern	5
	Zu 2.5 Rechtsrahmen; Verbesserungen durch jüngste Novellen und Festlegungen	6
	Zu 3.1 Hemmnisanalyse	9
	Zu 3.2 Stromspeicher im Kontext des EEG	10
	Zu 3.3 Netzentgelte.....	10
	Zu 3.4 Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge.....	13
	Zu 3.5 Beschleunigung von Netzanschlüssen	14
	Zu 3.6 Stärkung von Standortgemeinden (Akzeptanzförderung vor Ort)	14
	Zu 3.7 Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen	15
	Zu 3.8 Sicherung der Systemstabilität	17
	Zu 3.9 Verbesserungen bei der Regelleistung	18
	Zu 3.10 Evaluierung von „Netzboostern“	18
	Zu 3.11 Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens	19
	Zu 3.12 Erörterung von Hemmnissen bei Pumpspeicherkraftwerken	20
	Zu 3.13 Stromspeicher als Flexibilitätsoption.....	20
	Zu 3.14 Stromspeicher-Potenziale im Energiesystem ermitteln	21
	Zu 3.17 Förderung der Fertigung von Batteriezellen und Systemkomponenten	22
	Zu 3.18 Branchenabfrage.....	22

1 Zusammenfassung

Der BDEW nimmt nachfolgend Stellung zur [Stromspeicher-Strategie](#) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vom 8. Dezember 2023. Das BMWK gab den Branchenverbänden bis zum 16. Januar 2024 die Gelegenheit, Stellung zur Stromspeicher-Strategie zu nehmen.

Die Stromspeicher-Strategie zielt aus Sicht des BDEW in die richtige Richtung. Wesentliche Unterschiede zur [BDEW-Speicherstrategie für die Stromversorgung](#) vom 1. Dezember 2023 sind jedoch bezüglich der „Speicherdefinition“ im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festzustellen. Speicherung ist nach Auffassung des BMWK allein der steuerbare Zeitversatz zwischen Erzeugung und Verbrauch. Aus diesem Grunde ist der BDEW der Auffassung, eine Abgrenzung zur primären „Stromerzeugung“ und zum finalen „Letztverbrauch“ ist dringend erforderlich. Das BMWK sieht die Vorgaben der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie (BMRL) allerdings als erfüllt an. Der BDEW betont hingegen, dass es noch keine Umsetzung der Begriffsdefinition des Prozesses der Energiespeicherung im nationalen Recht gibt. Wir empfehlen entsprechend, den Prozess der Energiespeicherung aus der Perspektive des Stromsektors – „Stromspeicherung“ – diskriminierungsfrei zu definieren.

Auf Grundlage, der in der Stromspeicher-Strategie des BMWK genannten Hemmnisse sollten, nun konkrete Maßnahmen definiert und zeitnah in einen Rechtsrahmen gegossen werden, um diese so in die praktische Anwendung zu bringen. Die vom BMWK in der vorliegenden Fassung der Stromspeicher-Strategie identifizierten Handlungsfelder sollten im nächsten Schritt priorisiert und die Maßnahmen mit besonderer Relevanz noch in dieser Legislaturperiode umgesetzt werden: Nach Auffassung des BDEW zählen dazu Regelungen für Stromspeicher im EEG (Abgrenzung zwischen Grün- und Graustrom), um Multi-Use-Anwendungen zu ermöglichen; eine Nachfolgelösung der Netzentgeltbefreiung; eine Weiterentwicklung der Baukostenzuschüsse durch die Bundesnetzagentur sowie eine Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens.

Wir bewerten im Folgenden die Stromspeicher-Strategie im Detail anhand der Gliederungspunkte des BMWK.

2 BDEW-Detailbewertung der Stromspeicher-Strategie des BMWK

Zu 2.1 Der Kontext für Stromspeicher: Die Energiepolitischen Ziele

Den Bedarf an Stromspeichern im Stromversorgungssystem der Zukunft machen die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2037/2045 deutlich. Leider nimmt die Stromspeicher-Strategie des BMWK darauf keinen Bezug. Das BMWK sollte daher klarstellen, dass die Klimaschutzziele nur erreichbar sind, wenn sich das Stromversorgungssystem – neben weiteren Flexibilität – auf eine hohe installierte Speicherkapazität stützen kann. Den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 werden bis zu 12,2 GW Pumpspeicherkraftwerke, 54,5 GW Groß- und 113,4 GW PV-Batteriespeicher zugrunde gelegt. Während bei Pumpspeicherkraftwerken bereits auf eine hohe installierte Leistung zurückgegriffen werden kann, sind andere Groß- und PV-Batteriespeicher vorwiegend noch neu zu errichten. Der BDEW empfiehlt, sich bei der Stromspeicher-Strategie auf die abgestimmten und durch die Bundesnetzagentur genehmigten Angaben der NEP zu stützen und dies einleitend in der Stromspeicher-Strategie zu verdeutlichen. Bei Betrachtung des erheblichen Ausbaubedarfs in den kommenden Jahren regen wir an, feste Ziele für den Ausbaupfad zu definieren, mit einem Monitoring zu erweitern sowie gegebenenfalls regulatorisch nachzusteuern.

Nach Auffassung des BDEW ist eine Abgrenzung des Prozesses der Stromspeicherung zur primären „Stromerzeugung“ und dem finalen „Letztverbrauch“ dringend erforderlich. Das BMWK sieht die Vorgaben der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie hingegen als erfüllt an, obwohl es noch keine Umsetzung der Begriffsdefinition des Prozesses der Energiespeicherung im nationalen Recht gibt. Wir empfehlen entsprechend, den Prozess der Energiespeicherung aus der Perspektive des Stromsektors – „Stromspeicherung“ – zu definieren. Dabei ist darauf zu achten, dass dies nicht zu einer diskriminierenden Ungleichbehandlung gegenüber anderen Netznutzern führt.

Zu 2.2 Die Rolle der Stromspeicher

Die vom BMWK vorgenommene Differenzierung zwischen Groß- und Kleinspeichern ist im Hinblick auf Zielgenauigkeit der Maßnahmen zu begrüßen und ggf. noch zu schärfen.

Stromspeicher können den Bedarf an anderen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten kompensieren, wenn sie marktgerecht eingesetzt werden. Bei der Dimensionierung des künftigen Kraftwerksbedarfs im Rahmen der Kraftwerksstrategie und weiterer Maßnahmen (z.B. eines Kapazitätsmarktes) sollte der Beitrag von Stromspeichern und deren Leistungskredit berücksichtigt werden. Eine wissenschaftliche Evaluierung der gesicherten Leistung durch Stromspeicher sollte durchgeführt werden.

Die Stromspeicher-Strategie des BMWK geht von einer Ausspeicherdauer von in der Regel höchstens vier Stunden bei Pumpspeicherkraftwerken aus. Pumpspeicherkraftwerke werden jedoch oft für sechs Stunden oder mehr dimensioniert. Auch das Geschäftsmodell von Pumpspeicherkraftwerken findet sich in der Stromspeicher-Strategie nicht ausreichend wieder. Pumpspeicherkraftwerke sind nicht nur Speicher zum Intraday-Handel und zur Regelenergievermarktung, sondern ebenso zum Betrieb am Spotmarkt. Zudem liefern Pumpspeicherkraftwerke mit ihren Schwungmassen einen erheblichen netzstabilisierenden Beitrag und stellen im großen Umfang Schwarzstartkapazität bereit. In einigen Fällen eignen sich Pumpspeicherkraftwerke auch für den längerfristigen Ausgleich, wenn sie über einen größeren Stausee als Oberbecken verfügen. Beispiele sind der Schluchsee und die Schwarzenbach Talsperre in Baden-Württemberg oder der Walchensee in Bayern. Diese Speicheranlagen können Strom über viele Tage bis hin zu Wochen und Monaten effizient speichern. Neben „Kurzzeit-Speicherung“ sollte die „Langzeit-Speicherung“ über mehrere Tage und Wochen berücksichtigt werden.

Innovative Speichertechnologien, die noch nicht die Marktreife erreicht haben, sollten durch Technologieförderung unterstützt werden (siehe auch Pkt. 3.16). Auch Hybridkraftwerke werden für einen besseren regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen und zur Versorgungssicherheit beitragen.

Zu 2.4 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

Die wirtschaftliche Lage für Stromspeicher wird im Wesentlichen durch die Erlösmöglichkeiten im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie im Intradaymarkt geprägt. Dies wird aktuell durch positive energierechtliche und -politische Rahmenbedingungen flankiert.

Unter den in der Stromspeicher-Strategie genannten Aspekten ist im besonderen Maße der Fortbestand beziehungsweise eine Folgeregelung zur Netzentgeltbefreiung für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ gemäß § 118 Abs. 6 EnWG entscheidend (siehe auch 2.5 c). Zu den Pumpspeicherkraftwerken enthält ein Bericht der Bundesregierung (Bundestags-Drucksache [20/1653](#)) detaillierte Ausführungen auch zu deren Wirtschaftlichkeit. Diese steht und fällt mit der Höhe der Strompreisdifferenzen zwischen Ein- und Ausspeisung. Der Bericht verdeutlicht an dieser Stelle die angespannte wirtschaftliche Situation für Pumpspeicherkraftwerke und die Notwendigkeit stabiler energierechtlicher und -politischer Rahmenbedingungen für Investitionen in Bestand und Neubau.

Neben der Entfristung von § 118 (6) EnWG ist für Bestandsanlagen, für die keine weitere Erüchtigung infrage kommt, der Weiterbestand von Sonderregelungen zur Netznutzung von Bedeutung. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist ansonsten für viele Anlagen nicht mehr möglich. Eine im Verhältnis zu den Projektrisiken angemessene Rendite ist erforderlich. Aufgrund vieler

Unsicherheiten führt dies aktuell zu einer eher abwartenden Haltung bei Speicherbetreibern und technisch sinnvolle Projekte im Sinne der Energiewende werden verschoben bzw. zurückgestellt. Dies stellt auch ein wesentliches Projekthemmnis bei der Innovationsausschreibung mit ihrer verpflichtenden Betriebszeit von 20 Jahren dar. Somit ist festzustellen, dass die bisherige Ausbaudynamik vermutlich ins Stocken geraten wird und die ambitionierten Ausbauziele nicht umsetzbar sein werden.

Ein wesentlicher Beitrag der Stromspeicher bei der Umsetzung der Energiewende aus Sicht des Netzbetriebs ist die Zwischenspeicherung von temporären Stromüberschüssen aus volatiler PV- und Windstromerzeugung, für deren Aufnahme und Verteilung die Netze noch nicht vollständig ausgebaut sind. Idealerweise sollte sich der Stromspeicher in räumlicher Nähe zum physikalischen Engpass befinden und seine Fahrweise Netzengpasssituationen tatsächlich entlasten.

Bisher fehlen allerdings die gesetzlichen und regulatorischen Anreize für eine gezielt netzentlastende Fahrweise. Eine Möglichkeit bietet die noch ausstehende Ausgestaltung des § 14c EnWG. Solange es hierzu keine bundesweite Lösung gibt, bleiben als Übergangslösung einzelvertragliche Regelungen mit Stromspeicherbetreibern. Die Umsetzung einer praktikablen bundeseinheitlichen Regelung sollte Priorität haben.

Zu 2.5 Rechtsrahmen; Verbesserungen durch jüngste Novellen und Festlegungen

Zu a) Energiespeicherdefinition

Zusätzlich zur Definition des Begriffs „Energiespeicheranlage“ in § 3 Nr. 15d EnWG – die Auswirkungen ausschließlich auf Entflechtungsregelungen hat – sollte auch der Prozess der Stromspeicherung im Stromversorgungssystem energierechtlich definiert und von der primären Energieerzeugung, Übertragung, Verteilung und dem finalen Letztverbrauch abgrenzbar sein. Die Abgrenzung ist erforderlich, um den Prozess der Stromspeicherung diskriminierungsfrei im Sinne der Art. 18 der EU-Strombinnenmarktverordnung (BMVO) und Art. 15 der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie (BMRL) zu behandeln. Energiespeicher und Energiespeicherung sind entsprechend gleich zu behandeln wie andere Flexibilitätsangebote; Doppelbelastungen sind nach Art. 15 BMRL für vermeiden.

Diese Regelungen stellen auf die Energiespeicherung ab. Der BDEW empfiehlt daher, den Prozess der Energiespeicherung aus der Perspektive des Stromsektors – „Stromspeicherung“ – wie folgt zu definieren (siehe [BDEW-Speicherstrategie für die Stromversorgung](#)):

„Stromspeicherung ist die Entnahme elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz, die physikalische oder chemische Speicherung dieser Energie sowie deren Rückwandlung und Rückspeicherung in Form elektrischer Energie in das Netz, aus dem die elektrische Energie entnommen wurde.“

Dabei ist grundsätzlich unerheblich, ob es sich um einen ortsfesten Speicher handelt oder nicht. Wesentlich ist, dass die elektrische Energie nur zwischengespeichert und wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.

Eine Aussage über die Verpflichtung zur Zahlung oder Entlastung von Netzentgelten ist mit dieser Definition nicht verknüpft. Dafür bedarf es eigener Regelungen, die durch die Definition jedoch zielgenauer möglich sind. Eine Speicheranlage wird zudem je nach Betriebsart auch weiterhin die technischen Regelungen für den Netzbezug oder die Einspeisung am Netzananschlusspunkt erfüllen; die Definition des Prozesses der Energiespeicherung hat darauf keinen Einfluss.

Zu b) Übertreffendes öffentliches Interesse für Stromspeicher

Wir begrüßen die ausdrückliche Anerkennung durch das BMWK, dass die Errichtung und der Betrieb von Stromspeicheranlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegt und dass dies bereits gesetzlich verankert ist (§ 11c EnWG).

Durch § 11c EnWG sollen Stromspeicherprojekte im Rahmen von Genehmigungsverfahren privilegiert und mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien auf eine Stufe gestellt werden. Dieses Ziel wird mit der derzeitigen Fassung des § 11c EnWG jedoch nur unvollständig erreicht. Aktuell fehlt es an einer § 2 Satz 2 EEG vergleichbaren Regelung, wonach Erneuerbare Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführende Schutzgüterabwägung eingebracht werden. Derzeit sind die Belange von Stromspeichern in der Abwägung mit gleichrangigen Schutzgütern weniger durchsetzungsstark als EE-Anlagen. Die Aufnahme einer entsprechenden Regelung in § 11c EnWG in Form eines Satz 2 würde zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren beitragen. Durch den so geschaffenen Gleichklang der Privilegierungen von EE-Anlagen und Stromspeichern würde der hohen Bedeutung von Stromspeichern für das Gelingen der Energiewende Rechnung getragen.

Darüber hinaus gibt es eine Diskrepanz zwischen Batteriespeichern und PV-Anlagen, die unmittelbar an Autobahnen platziert werden sollen. Bei der Einhaltung von Schutzzonen werden Batteriespeicher gegenüber den PV-Anlagen aktuell abgegrenzt und müssen größere Schutzzonen einhalten (bei Batterien 40 Meter, bei PV-Anlagen 20 Meter).

Zu c) Netzentgelte

Auf den Handlungsbedarf bezüglich der Netzentgeltthematik für Stromspeicher geht der BDEW im Abschnitt „Zu 3.3 Netzentgelte“ dieser Stellungnahme detailliert ein.

Zu d) Umlagen

Die Regelung des § 21 Abs. 1 und 2 EnFG ist schon bei der aktuell noch sehr überschaubaren Anzahl von Anlagen für alle Prozessbeteiligten mit einem hohen Aufwand verbunden und nicht massenprozestauglich. Eine Bagatellregelung könnte hilfreich sein.

Für die Saldierungsregelung zur Umlagenreduzierung werden beim bidirektionalen Laden Prozesse erforderlich, welche aktuell in der Marktkommunikation nicht erforderlich sind und zu einem hohen Bürokratieaufbau führen. Dies liegt insbesondere daran, dass durch den nicht leitungsgebundenen Transport elektrischer Energie Bezug und Einspeisung entkoppelt werden. Somit müssten für Plausibilisierungszwecke zusätzliche Prozesse zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern aufgebaut werden, um die für die Abrechnung der Umlagen erforderliche Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu erlangen. Dieser bei den Netzbetreibern entstehende Mehraufwand sollte im Verhältnis zum gewünschten Anreiz betrachtet werden. Es sollte eine Regelung gestaltet werden die Anreize schafft, ohne bei den Netzbetreibern zusätzliche Kosten auszulösen. Dabei ist darauf zu achten, dass die bestehende Regelung zur Befreiung bidirektional genutzter Speicher von KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage erhalten bleibt. Im Übrigen sei hier noch einmal auf die Position verwiesen, dass Stromspeicherung kein Letztverbrauch ist und deshalb nicht grundsätzlich Letztverbraucherlasten unterliegen sollten.

Die Umlagebefreiung gem. § 21 EnFG kann nur ein erster Schritt hin zur Marktteilnahme bidirektional genutzter Ladepunkte sein. Die weitaus größeren Preisbestandteile der Zwischenspeicherung in mobilen Batterien sind die Netzentgelte sowie die Stromsteuer. Die Umlagebefreiung gem. § 21 EnFG reicht nicht aus, um das bidirektionale Laden wirtschaftlich betreiben zu können und gegenüber reinem Laden anzureizen.

Erste Messkonzepte zur Umlagebefreiung werden aktuell in der Industrie mit der Energiewirtschaft ausgehandelt. Diese müssen jedoch noch im Markt etabliert und einheitlich implementiert werden. Eine mögliche Befreiung auf Basis dieser Messkonzepte allein hilft nicht, wenn die Umsetzungsprozesse dazu nicht massiv vereinfacht werden. Eine schriftliche Beantragung in jedem Einzelfall ist für das bidirektionale Laden wenig sinnvoll. Es braucht ein einheitliches und vereinfachtes Konzept zur Gewährung der Befreiung.

Zu den Unterpunkten e) bis h) der Stromspeicher-Strategie des BMWK siehe Abschnitt 3 dieser Stellungnahme.

Zu f) Speicher als steuerbare Verbrauchseinrichtung; § 14a EnWG

Die Festlegung der BNetzA definiert Speicheranlagen hinsichtlich ihres Bezugs als steuerbare Verbrauchseinrichtungen. In diesem Zusammenhang besteht allerdings noch Prüfungsbedarf. Die Regelung hat zur Folge, dass Speicheranlagen, die ausschließlich zur Eigenoptimierung der

Erzeugungsanlage (z.B. PV-Anlage) genutzt werden, ebenfalls als steuerbare Verbrauchseinrichtungen eingestuft werden.

Zu h) Baukostenzuschüsse

Auf den Handlungsbedarf bezüglich der Baukostenzuschüsse für Stromspeicher geht der BDEW im Abschnitt „Zu 3.4 Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge“ detailliert ein.

Zu 3.1 Hemmnisanalyse

Der BDEW begrüßt die angekündigte Hemmnisanalyse.

Die relevanten technischen Anschlussregeln für netzbildende Stromrichter werden – je nach Netzebene – laut der [Roadmap Systemstabilität](#) des BMWK vom November 2023 erst in den Jahren 2027 bis 2030 final vorliegen. Für die Wechselrichterhersteller ist dies aktuell noch Neuland und sie warten daher in der Regel die finalen technischen Anschlussregeln ab, bevor sie mit der endgültigen Produktentwicklung beginnen. Daher müssen alle aktuellen Neuan schlüsse aufwändig im Einzelnachweisverfahren zertifiziert werden. Auch die sogenannten ersten „Prüfgrundlagen“ für die Zertifizierung liegen voraussichtlich erst zum Jahresende 2024 vor. Dies führt zu unangemessen hohen Projektvorlaufzeiten bzw. Verzögerungen bei der Inbetriebnahme.

Ein potenzielles Hemmnis in den folgenden Jahren besteht in mangelnden Anschlusskapazitäten in den Verteilnetzen. Es ist gemäß den Prognosen des BMWK und der Regionalszenarien der Verteilnetzbetreiber davon auszugehen, dass sich die angespannte Lage der Anschlusskapazitäten fortsetzen und ggf. verstärken wird, parallel zum Hochlauf der Anfragen von EE-Anlagen und den zusätzlichen Leistungsbedarfen von nachgelagerten Verteilnetzbetreibern. Aufgrund der gesetzlich festgelegten Anschlusspflichten sind Netzbetreiber verpflichtet, Speicher netzplanerisch gegenüber Letztverbraucher nicht zu diskriminieren oder zu bevorteilen und das Netz entsprechend auszulegen, unabhängig von der Fahrweise des Speichers. Die Kapazitäten der Anschlussnetze sollten in die Hemmnisanalyse aufgenommen werden. Bei Bedarf sollten Regelungen und Instrumente entwickelt werden, die eine Integration von Speichern in das Gesamtsystem unter Berücksichtigung der lokalen Anschlussgegebenheiten unterstützen, so dass die Ziele aus § 1 EnWG optimal umgesetzt werden. Es sind daher Anreize sinnvoll zur Berücksichtigung der technischen Integration von Speichern in die lokalen Netzgegebenheiten. Darüber hinaus sind transparente und konsistente Regelungen sinnvoll zu den Fragen, ob, wie und in welchem Umfang ein Netzbetreiber zur Sicherstellung der technischen Verfügbarkeit seiner Netze auf Speicher zugreifen darf und welche wechselseitigen Verpflichtungen hieraus entstehen.

Der notwendige Netzausbau sollte durch netzdienliche Funktionalitäten und Flexibilitäten flankiert werden. Derzeit fehlen jedoch ausreichende Anreize und Instrumente im gesetzlich-regulatorischen Rahmen, um Stromspeicher gezielt zur Entlastung insbesondere der lokalen bzw. regionalen Verteilnetze tatsächlich zu nutzen und somit die Aufnahmefähigkeit für regenerativen Strom weiter zu steigern.

Damit der Ausbau und Einsatz von Großspeichern nicht nur markt- sondern vor allem netzdienlich erfolgt, muss der Ausbau der Stromspeicher entsprechend strategisch angereizt und flankiert werden. Hierzu kann beispielsweise die zeitnahe und praxistaugliche Ausgestaltung für Flexibilitätsdienstleistungen gemäß § 14c EnWG dienen. Insbesondere sollten bundesweit verbindliche Kriterien der Netzdienlichkeit definiert sowie mögliche Anreize und Konsequenzen für netzdienliches Verhalten von Speichern geprüft und ausgestaltet werden.

Zu 3.2 Stromspeicher im Kontext des EEG

Der BDEW begrüßt die angekündigte Prüfung durch das BMWK zur Abgrenzung zwischen Grün- und Graustrom. Wir sehen dringenden Handlungsbedarf, die Bewahrung der ursprünglichen „Grünstromeigenschaft“ und damit des Förderanspruchs für zwischengespeicherte elektrische Energie durch Anpassung des Ausschließlichkeitsprinzips des § 3 Nr. 1, 2. Alt., EEG für Fälle der gemischt genutzten Stromspeicher zu ermöglichen. Die gegenwärtige Rechtslage verhindert derzeit, dass Stromspeicher neben der Nutzung für EEG-Anlagen gleichzeitig noch weitere Dienstleistungen für das Stromsystem oder den Markt erbringen können. Dies lässt volkswirtschaftliche Ressourcen ungenutzt. Einen wesentlichen Einfluss auf Investitionen in Speicher hat die Werthaltigkeit des erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien. Auch zwischengespeicherter „grüner“ Strom muss seine ausgewiesene Eigenschaft beibehalten. Dies gilt sowohl für den reinen EE-Speicher ohne Netzstrombezug als auch für einen gemischt genutzten Speicher mit Strombezug aus einer EE-Anlage und aus dem Netz. Die EU-Strombinnenmarkt-richtlinie und die Strombinnenmarktverordnung sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass zwischengespeicherter Strom weder bevorzugt noch benachteiligt werden darf.

Zu 3.3 Netzentgelte

Entlastung von den Netzentgelten gemäß § 118 Abs. 6 EnWG, Folgeregelung durch die BNetzA

Grundsätzlich positiv zu bewerten ist, dass der Deutsche Bundestag bereits eine Fristverlängerung der Netzentgeltbefreiung für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energien“ im § 118 Abs. 6 EnWG verabschiedet und damit die Investitionssicherheit in Energiespeicheranlagen für einen kurzen Zeitraum verbessert hat. Es bedarf jedoch einer Entfristung und technologie-neutralen Ausgestaltung des § 118 Abs. 6 EnWG bzw. der Folgeregelungen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA), um für Stromspeicher im Bestand, für begonnene und auch für künftige

Stromspeicherprojekte langfristig einen wirtschaftlichen Rahmen zu gewährleisten. Eine eventuelle dauerhafte Befreiung der Stromspeicher über den genannten Anpassungsbedarf und die bereits bestehenden gesetzlichen Regelungen hinaus sollte an einen messbaren Beitrag, der für den Betrieb des Netzes erbracht wird, gekoppelt sein. Es bedarf hier eines besonderen Merkmals der Speicher, welches durch andere Anlagen nicht erbracht werden kann, um eine Differenzierung zu rechtfertigen und eine Diskriminierung anderer Technologien zu verhindern. Ein solches Merkmal muss zunächst noch definiert werden. Ohne einen Fortbestand der Netzentgeltbefreiung würden viele Investitionen in Stromspeicher unwirtschaftlich sein, der Zubau würde sich verlangsamen und es wären Rückwirkungen auf Bestandsanlagen zu befürchten.

Es sollte sichergestellt werden, dass lokale Anschlussnetzbetreiber und deren Kunden keine Zusatzkosten zu tragen haben, die aus dem Anschluss von Speichern an einem nachgelagerten Verteilernetz resultieren könnten. Ist infolge des Strombezugs des Speichers und aufgrund einer hohen Einspeisung durch den Speicher in das Anschlussnetz ein Rückgriff auf die dem Anschlussnetzbetreiber vorgelagerte Netzebene notwendig, entstehen dem Anschlussnetzbetreiber durch die in diesem Sonderfall notwendige Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebenen Kosten. Diesen stehen dann keine entsprechenden Einsparungen an vorgelagerten Netzentgelten gegenüber.

Reduzierte Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

Für Bestandsanlagen ist darüber hinaus wichtig, dass Sonderformen der Netznutzung auch zukünftig noch aufrechterhalten werden, um den wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu ermöglichen. Gleichzeitig kann nur eine langfristige Netzentgeltbefreiung die Wirtschaftlichkeit und den kontinuierlichen Zubau von Speichern sichern. Der Fortbestand der in § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) enthaltenen Regeln zu reduzierten Netznutzungsentgelten ist mit dem Auslaufen der StromNEV spätestens zum Jahresende 2028 ungewiss. Der Branche sollte möglichst bald eine langfristige Perspektive zu dieser Regelung gegeben werden. Auch wenn die netzentlastende Fahrweise von Stromspeichern sehr gut umgesetzt werden kann, reicht § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV nicht aus, um den Bestand von bereits existierenden Speichieranlagen, die nicht mehr unter die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG fallen, zu sichern. Die durch § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV reduzierten Netzentgelte erhöhen sich jährlich stark, sodass eine Reduzierung allein nicht ausreicht, um einen wirtschaftlichen Betrieb langfristig zu gewährleisten.

Gleichzeitig gilt es, die Kriterien für ein tatsächlich netzdienliches Verhalten atypischer Netznutzung weiterzuentwickeln. Über die tatsächliche lokale Netzbelastung bzw. lokal benötigtes netzdienliches Verhalten sagt die Erfüllung der Voraussetzungen von § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV aufgrund des großen Zubaus an dezentralen Erzeugungsanlagen oft nichts aus. Zudem

werden Hochlastzeitfenster für ein komplettes Netzgebiet definiert. Lokale Gegebenheiten einzelner Netzgruppen werden nicht berücksichtigt. Netzbetreiber haben oft ein sehr unterschiedlich ausgeprägtes Netzgebiet mit zum Teil lastgeprägten und zum Teil mit einspeisergeprägten Netzgruppen. Daher gibt es keine allgemeingültige netzentlastende Fahrweise, sondern es hängt von den jeweiligen Gegebenheiten einer Netzgruppe ab, welche Fahrweise netzentlastend wirkt und ggf. Redispatch-Bedarfe reduzieren kann. Im Extremfall kann ein atypischer Netznutzer sogar eine zusätzliche lokale Netzbelastung und zusätzliche Redispatchbedarfe auslösen, indem er seine Last in einer einspeisergeprägten Netzgruppe in einer einspeisestarken Zeit reduziert. Netzdienlichkeit ist jedoch nicht nur lokal, sondern auch überregional auf Ebene der ÜNB von sehr großer Bedeutung.

§ 19 Abs. 4 StromNEV schreibt vor, dass sich die von Pumpspeicherbetreibern zu entrichtenden Leistungspreise am „oberen Benutzungsdauerbereich“ nach Anlage 4 der StromNEV bemessen. Diese Leistungspreise gelten für Anlagen mit mehr als 2.500 jährlichen Volllaststunden. Sie sind deutlich höher als Leistungsentgelte unterhalb dieser Marke. Tatsächlich liegt die Jahresbenutzungsdauer der meisten Pumpspeicherwerke aber unterhalb von 2.500 Jahresbenutzungstunden.¹ Die geforderten Mindestvolllaststunden stehen so einer flexiblen Fahrweise von Speichern entgegen. Die Festsetzung des „oberen Benutzungsdauerbereichs“ ist de facto eine willkürliche, nicht angemessene Bedingung für Pumpspeicherkraftwerke.

a) Großspeicher im Netz (netzgekoppelte Speicher)

Bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollte auf spezifischen Besonderheiten unterschiedlicher Anwendungsfälle eingegangen werden. Von einer grundlegend getrennten und im Übrigen undifferenzierten Ausgestaltung der Netzentgeltsystematiken für Groß- oder Kleinspeicher rät der BDEW ab. Dabei ist im Detail allerdings zu berücksichtigen, dass die europäischen Vorgaben nicht für alle Speicher identische Regelungen treffen. So regelt die Strombinnenmarktrichtlinie für Speichieranlagen von Prosumern das Verbot der Erhebung doppelter Entgelte separat (Art. 15). Die Größe des Speichers ist per se kein entscheidendes Kriterium. Entscheidend sollte daher auch die Nutzung des Speichers und seine Wirkung auf das Netz sein.

b) Kleinspeicher (dezentrale Speicher zur Eigenbedarfs- und Erzeugungsoptimierung)

Eine sich abzeichnende Schwierigkeit bei der Umsetzung der Festlegung der BNetzA zu § 14a EnWG ist, dass sie die Speichieranlagen hinsichtlich ihres Bezugs als steuerbare

¹ Dies wird von der Bundesregierung selbst eingeräumt, etwa [hier](#) (Seite 9).

Verbrauchseinrichtungen definiert und damit dem Netzentgeltsystem des § 14a EnWG zuordnet. In diesem Zusammenhang besteht Prüfungsbedarf. Die Regelung hat zur Folge, dass Speicheranlagen, die ausschließlich zur Eigenoptimierung der Erzeugungsanlage (z.B. PV-Anlage) genutzt werden ebenfalls als steuerbare Verbrauchseinrichtungen eingestuft werden, obwohl sie nach den Vorgaben des EEG ausschließlich Grünstrom einspeichern und daher von der Umlage befreit sind.

Zu 3.4 Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge

Der BDEW begrüßt eine Überprüfung des Mechanismus der Baukostenzuschüsse (BKZ) für Stromspeicher durch die BNetzA. Der BKZ und der Netzanschlusskostenbeitrag sind wesentliche Steuerungsinstrumente des Netzbetreibers hinsichtlich der „technisch/geographischen“ Allokation von Anlagen in seinem Netz und daher erforderlich. Die Lenkungswirkung von BKZ für Letztverbraucher soll erhalten bleiben und für Stromspeicher entsprechend weiterentwickelt werden. Wenn Stromspeicheranlagen als „netzdienliche“ Anlage, oder zukünftig sogar als „netzbildende“ Anlage ausgeführt werden, sollten solche Anlagen nicht wie ein normaler Letztverbraucher bezüglich der Erhebung von BKZ behandelt werden, sondern sollten explizit angereizt werden. Dies erfordert eine klare Regelung und Definition von „Netzdienlichkeit“ als Grundlage zur Befreiung von den BKZ, um den Marktteilnehmern angemessene Rechtssicherheit bei der Planung zu gewährleisten. Diese Kriterien müssen objektiv und einfach durch den Netzbetreiber bewertbar sein. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein netzorientiertes Verhalten der Speicher ebenso durch die Änderung von Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten angeboten werden kann, so dass eine eindeutige Abgrenzung der Speichertechnologie gefunden und definiert werden muss.

Zur Entlastung und Befreiung von Stromspeichern von den BKZ hat sich der BDEW in der [Speicherstrategie für die Stromversorgung](#) positioniert. Betroffen sind hier im Wesentlichen Anlagen ab der Mittelspannung; Anlagen in der Niederspannung mit einer Bezugsleistung bis 30 kW sind von der Zahlung von BKZ nach § 11 Abs. 3 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) befreit. Das Gleiche gilt für alle Speicher, die selbst EEG-Anlagen sind, für die keine Baukostenzuschüsse anfallen, weil sie unter die Netzanschlussregelung des § 8 EEG fallen.

Leistungsanfragen für Stromspeicher müssen basierend auf verlässlichen Rahmenbedingungen mit realistischen Annahmen wirtschaftlich sinnvoll und sorgfältig kalkuliert werden. Nur dann können sie auch im geplanten Umfang realisiert werden. Unabdingbare Grundlage dafür ist, dass die Rahmenbedingungen, z.B. hinsichtlich der BKZ und weiterer auf die Betreiber zukommende Kosten feststehen, damit die angefragte Speicherleistung auch im geplanten Umfang realisiert werden kann. Die entsprechende Planbarkeit für die Speicherbetreiber senkt

auch das sonst bestehende Risiko von fehlallokiertem Netzausbau, der dringend benötigte Ressourcen blockieren und die Letztverbraucher letztlich finanziell belasten würde.

Im Rahmen seiner Pflichten gemäß §§ 17 und 18 EnWG ist ein Netzbetreiber verpflichtet, den Speicher an sein Netz anzuschließen und das Netz im Bedarfsfall auszubauen. Diese Verpflichtung gilt nicht nur für Speicher.

Zu 3.5 Beschleunigung von Netzanschlüssen

Die Beschleunigung des Netzanschlussprozesses und Herstellung des Netzanschlusses ist nach Spannungsebene differenziert zu betrachten. Es können nicht die gleichen Maßstäbe für die Nieder- und Höchstspannung gelten.

Die Stromspeicher-Strategie des BMWK formuliert die Absicht, zu prüfen, ob § 8 EEG auf alle Energiespeicher ausgeweitet werden soll. Diese Prüfung ist grundsätzlich zu begrüßen. Wenn eine solche Öffnung angestrebt wird, sollte diese für „systemintegrierte“ Stromspeicher gelten, also solche, die das System nicht zusätzlich belasten, das System entlasten, Netzkosten verringern oder Fluktuationen der Erneuerbaren abmildern.

Darüber hinaus können Netzanschlüsse am effizientesten genutzt werden, wenn sie von PV-, Windkraft- und Speicheranlagen gemeinsam genutzt werden. Solche hybriden Netzverknüpfungspunkte (NVP) senken Netzausbaukosten und tragen zur Systemstabilität bei. Der Netzausbaubedarf kann deutlich gemindert werden, wenn erneuerbare Erzeugung und Speicher vor dem Netz gekoppelt werden. Eine solche Kombination (Verbundkraftwerk) benötigt eine Netzanschlusskapazität, die deutlich unter der Gesamtleistung der einzelnen Komponenten liegt. Es sollte daher geprüft werden, welche Privilegierungen bzw. Anreize gesetzt werden können, um Speicher und EE-Anlage an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt anzureizen.

Zu 3.6 Stärkung von Standortgemeinden (Akzeptanzförderung vor Ort)

Der BDEW begrüßt, dass das BMWK anerkennt, dass die lokale Akzeptanz bei den Kommunen und in der Bevölkerung vor Ort für die Umsetzung von Projekten wichtig ist und diese durch lokale Anreize bekräftigt werden kann.

Die derzeitigen Regelungen nach § 6 EEG wurden jedoch für Wind- und Freiflächen-Stromerzeugungsanlagen entwickelt und sind insbesondere für Strom-Großspeicher nicht sinnvoll umsetzbar. Passende, wirtschaftlich tragbare und aufwandsarm umsetzbare Anreizmodelle sollten weiter gemeinsam mit der Branche untersucht werden. Hierbei sollten bei Stromspeichern entsprechende Zuwendungen ähnlich zu den Regelungen nach § 6 Abs. 5 EEG erstattungsfähig sein, um Batteriespeicherprojekte finanziell nicht zu überfordern.

Zu 3.7 Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen

Der BDEW begrüßt, dass Möglichkeiten diskutiert werden sollen, wie eine sachgerechte Verkürzung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren erreicht werden könnten, um einen schnelleren Ausbau zu ermöglichen. Wichtig ist die zeitnahe Umsetzung geeigneter Vorschläge.

Aufgrund der Bedeutung von Batteriespeichern für das Fortschreiten der Energiewende, sollten Batteriespeicher grundsätzlich im Baugesetzbuch (BauGB) losgelöst von der Voraussetzung der Ortsgebundenheit als privilegiertes Vorhaben nach § 35 Abs. 1 BauGB definiert werden.

Standorte, für die bereits ein Bebauungsplan existiert, der einen Batteriespeicher zulässt und der zudem die weiteren erforderlichen Standortkriterien erfüllt, sind sehr selten. Die Aufstellung eines entsprechenden Bebauungsplans benötigt zudem oftmals bis zu zwei Jahre. Flächen im unbeplanten Innenbereich scheiden häufig aufgrund von Konflikten zu nahegelegener schutzbedürftiger (Wohn-)Bebauung aus, weshalb für die Realisierung von Stromspeichern Flächen im Außenbereich ebenso in Betracht kommen.

Im Außenbereich wiederum steht die Genehmigung von Batteriespeichern vor hohen rechtlichen Hürden. Um einen Batteriespeicher als privilegiertes Vorhaben nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB zu klassifizieren, muss derzeit die Ortsgebundenheit der Anlage, mit der die Aufstellung an einem bestimmten Standort im Außenbereich gerechtfertigt werden kann, dargelegt werden. Die Auslegung des Begriffs der „Ortsgebundenheit“ ist mit Rechtsunsicherheiten verbunden, was den Umfang und die Dauer von Genehmigungsverfahren erhöht und sich dadurch als Hemmnis für einen zügigen Ausbau der Stromspeicherinfrastruktur darstellt. Die Privilegierung von Stromspeichern im Außenbereich ohne Erfordernis der Ortsgebundenheit würde dieses Hemmnis beseitigen.

Um Genehmigungsverfahren zu beschleunigen und einen Gleichklang mit der Privilegierung von EE-Anlagen in § 2 EEG zu erreichen, ist es wünschenswert, dass in § 11c EnWG zusätzlich ein Vorrang von Stromspeichern im Rahmen von Schutzgüterabwägungen aufgenommen wird (vergleichbar zu § 2 Satz 2 EEG).

Das BMWK adressiert richtigerweise, dass neben den baurechtlichen Vorgaben ebenso Sicherheitsvorschriften wie beispielsweise die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) oder die Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (EltBauV) Hindernisse für den Genehmigungsprozess darstellen.

Es sollte rechtliche Klarheit geben, dass Batterien sachgerecht nicht als AwSV-Anlagen betrachtet werden müssen. Der Anwendungsbereich AwSV bezieht sich auf Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (und Gemischen). Bei Batterien handelt es sich laut

zuständiger Europäischer Chemikalienbehörde (ECHA) um sog. „Erzeugnisse“, nicht um „Stoffe“ oder „Gemische“ im Sinne des Chemikalienrechts. Gemäß der Begründung zur Einführung der AwSV (Bundesrat-Drucksache [144/16](#) vom 18.03.2017, Seite 136ff.) umfassen die Begriffsbestimmungen nach § 2 Abs. 2 „wassergefährdenden Stoffe“ und Abs. 3 „Stoffe“ der AwSV nicht den Begriff der „Erzeugnisse“ im Sinne des Chemikalienrechts. Die Begriffsbestimmungen der AwSV sind der Begründung des Gesetzgebers folgend eng im Sinne des Chemikalienrechts auszulegen. Der Anwendungsbereich der AwSV ist somit formal nicht eröffnet. Vielmehr wäre es wichtig zu evaluieren, inwiefern Batteriespeicher eine Gefährdung von Wasserschutzgebietszonen der Ordnung I, II oder III darstellen könnten, um eine Gefährdung auszuschließen.

Auch wenn das Erzeugnis (Lithium-Ionen-)„Batterie“ wassergefährdende Stoffe „beinhaltet“, so wird in Lithium-Ionen-Batteriespeichereinrichtungen mit wassergefährdenden Stoffen i.S.d. Verordnung nicht „umgegangen“. Ferner wird die zu betrachtende Menge an wassergefährdenden Stoffen, die zur Bewertung der Anwendbarkeit der AwSV anzusetzen ist, regelmäßig die Relevanzschwelle von 0,22 m³ unterschreiten. Die kleinste zu betrachtende Einheit ist in der Regel eine Batteriezelle, deren zu betrachtende Leckage (Elektrolytverlust) keineswegs zur Leckage weiterer Zellen führt und zudem sicher erkannt wird. Es besteht somit auch objektiv keine relevante Gefährdung von Gewässern (Schutzziel der AwSV), sodass auf die Anwendung der AwSV verzichtet werden kann.

Auch eine bundesweite einheitliche Regelung hinsichtlich brandschutztechnischer Anforderungen, insbesondere der Rückhaltung von Löschwasser, könnte sowohl den Genehmigungsprozess als auch das Bauvorhaben beschleunigen. Eine einheitliche Regelung würde das Erstellen von Brandschutzkonzepten sowie die Abstimmung mit der örtlichen Feuerwehr vereinfachen.

Genehmigungsverfahren für Ausbau, Modernisierung und Neubau von Großspeichern, insbesondere Pumpspeichern, dauern heute deutlich zu lange, sind zu aufwendig und zu teuer. Sie sind ein wesentliches Hindernis bei der Realisierung weiterer Kapazitäten. Die von der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) III geschaffene Möglichkeit, Infrastrukturgebiete für Speicher und Netze zu definieren und auszuweisen, kann bei geeigneter gesetzlicher Umsetzung die Planung, Genehmigung und Errichtung vor allem von Großspeichertechnologien einschließlich Pumpspeicher erheblich beschleunigen. Darüber hinaus müssen die Genehmigungsverfahren auch außerhalb von Infrastrukturgebieten drastisch gestrafft werden. Dazu gehört z.B. eine stärkere Gewichtung der positiven Effekte von Speichern im Vergleich zur derzeit bei Genehmigungsverfahren im Vordergrund stehenden Prüfung von Umweltaspekten.

Genehmigungsverfahren auf Basis sehr komplexer Regelungen erhöhen das Risiko für Klagen. Hierzu sollte die Bundesregierung baldmöglichst Vorschläge vorlegen, die sich an den bereits

erreichten und noch geplanten Verbesserungen bei der Genehmigung von Erneuerbare-Energien-Anlagen orientieren können. Dazu gehören u.a. Regelungen für die Bestätigung der Vollständigkeit von Antragsunterlagen innerhalb kurzer zeitlicher Fristen bzw. die Aufforderung zur Vervollständigung der Antragsunterlagen innerhalb dieser Frist sowie die Benennung einer zuständigen Anlaufstelle für das Genehmigungsverfahren („One-stop-shop“), die dem Antragsteller während des gesamten administrativen Beantragungs- und Genehmigungsverfahrens Beratung und Unterstützung leistet. Diese behördliche Anlaufstelle sollte sich in der Rolle des „Projektermöglichlers“ sehen und ein Verfahrenshandbuch für Projektträger zur Verfügung stellen.

Die Sicherheitsvorschriften der EltBauVO schießen weit über das Ziel hinaus. In Abstimmung mit der Branche kann die Sicherheit für Heimspeicheranlagen sehr gut durch zertifizierte Propagationstests gewährleistet werden. Der Bau eines eigenen Betriebsraums ist für kleinere Anlagen unter einer bestimmten Größe (vor allem im Haushalt) nicht nötig und häufig auch nicht möglich.

Zu 3.8 Sicherung der Systemstabilität

Der BDEW weist darauf hin, dass Stromspeicher einen großen Beitrag zur Systemstabilität und Resilienz des Stromsystems leisten können. Anforderungen an einen Beitrag zur Systemstabilität müssen den europäischen Vorgaben entsprechen und dürfen Speicher gegenüber Verbrauchern und Erzeugern nicht diskriminieren. Insofern geht der BDEW davon aus, dass sich die Ausführung in der Speicherstrategie zu diesem Punkt auf einen Vergleich mit dem bisherigen Beitrag der Speicher zur Systemstabilität beziehen und nicht auf einen Vergleich zu Erzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen. Sowohl Speicher als auch Erzeugung und Verbrauch nennt die Roadmap Systemstabilität immer gemeinsam.

Der Beitrag von Speichern zur Systemstabilität sollte marktorientiert angereizt werden. Der BDEW begrüßt den Prozess zur Weiterentwicklung einer marktgestützten Beschaffung von nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen. Die bereits vorliegenden Beschaffungskonzeptentwürfe der BNetzA zu Momentanreserve und Blindleistung bilden eine gute Grundlage und die marktliche Beschaffung sollte zeitnah starten. Bei der Ausgestaltung der neuen Beschaffungssysteme für die Systemstabilität müssen Stromspeicher angemessen in den vorgehaltenen Musterverträgen berücksichtigt werden. Die Musterverträge (z.B. zur Schwarzstartfähigkeit) orientieren sich teilweise stark an den alten Technologien und deren Einsatzstoffen und müssen dringend technologieoffener ausgestaltet werden. Eine Weiterentwicklung der Netzanschlussbedingungen ist grundsätzlich positiv zu sehen. Im Bereich der Netzbetriebsmittel ist eine marktgestützte Beschaffung der Systemdienstleistungen z.B. aus Kurzzeitspeichern vorzuziehen.

Wenn Speicher in großem Umfang errichtet werden, werden diese vermutlich verstärkt einem Redispatch unterliegen. Die relevanten Regelungen sind höchst komplex. Es muss sichergestellt werden, dass eine angemessene und verlässliche Kompensation erfolgt. Dies ist bei Speichern, die hauptsächlich auf Intraday-Erlöse angewiesen sind (Batterien), vermutlich nur unzureichend erreichbar. Für netzdienliche Anlagen sollten die gleichen Mechanismen gelten. Grundsätzlich sollte sowohl für die Nachfrageseite als auch für Speicher ein marktbasierendes Engpass-/Redispatch-Management angestrebt werden. Dies stimmt mit Art. 13 der EU-Strombinnenmarktverordnung überein, die ein marktbasierendes Redispatch-Management grundsätzlich als obligatorisch ansieht und nur in definierten Ausnahmefällen eine Abweichung davon zulässt.

Zu 3.9 Verbesserungen bei der Regelleistung

Die angekündigte Prüfung, inwieweit Stromspeicher verstärkt Regelleistung erbringen können, sieht der BDEW positiv. Die aktuelle 15/30-Minuten-Regelung bei Energiespeichern definiert, wie lange grundsätzlich positive und negative Primärregelleistung im Falle des Vollabrufs am Stück geliefert werden müssen. Die Festlegung der Mindestaktivierungszeit für Anbieter mit begrenztem Energiespeicher auf 30 Minuten kontinuierliche Erbringung stellt nicht unbedingt eine Verbesserung der Systemsicherheit, aber eine gesamtwirtschaftliche Verschlechterung dar. Eine kürzere Regelung zur Mindesterbringungszeit führt zu niedrigeren Investitionskosten bzw. freie Speicherkapazität für andere Anwendungen wie aFRR und Intraday-Vermarktung (bei Service Stacking). Dadurch könnten Anbieter von Primärregelleistung ihre präqualifizierte Leistung erhöhen.

Die bürokratischen Hürden zur Erbringung von Regelleistung mehrerer dezentralen Batterien sind groß und verzögern die Prozesse. Der BDEW regt daher an, im Austausch mit ÜNB, VNB und Speicherbetreibern einen einheitlichen Prozess zu definieren. Insbesondere sollten die Unterlagen zur Beantragung der Anschlussnetzbetreiberbestätigung angepasst werden. Der Prozess sollte vollständig digitalisiert sein und dem Verteilnetzbetreiber eine fristgebundene Bearbeitungszeit geben.

Zu 3.10 Evaluierung von „Netzboostern“

Einen Evaluierungsprozess von Netzboostern sieht der BDEW positiv. Grundsätzlich sollten Stromspeicher nicht durch Netzbetreiber, sondern im marktlichen Umfeld effizient und kostengünstig errichtet und betrieben werden.

Speicher, insbesondere Batteriespeicher, können die verschiedenen Dienstleistungen flexibel kombinieren. Bisherige Batteriespeicher profitieren nicht nur von Strompreisdifferenzen, sondern sind gleichzeitig kostengünstige Anbieter von Systemdienstleistungen. Ihr volles Potential

zur Einbindung Erneuerbarer Energien und zur Netzstabilisierung können Speicher nur dann ausschöpfen, wenn die entsprechenden Leistungen wie z.B. Frequenzstabilisierung, Regelleistung, Momentanreserve und Blindleistung auch in Zukunft technologieoffen und diskriminierungsfrei beschafft werden. Die bisherige marktwirtschaftliche Beschaffung ist deshalb der richtige Ansatz, um eine optimale Einbindung von Speichern zu erreichen.

Zu 3.11 Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens

Der BDEW sieht bidirektionales Laden als eine attraktive Mehrwertdienstleistung für Elektromobilisten und als sinnvolle Ergänzung der Flexibilitätsoptionen in der zunehmend dezentralisierten und volatilen Energiewelt.

Ziel müssen nicht-proprietäre, interoperable „Plug & Play“-Lösungen für Fahrzeuge, Lade- und Energiemanagementsysteme sowie diskriminierungsfreie Datenzugriffsmöglichkeiten auf das Fahrzeug sein, um Wettbewerb zu ermöglichen und Lock-in-Effekte bei den Nutzern und Nutzerinnen zu vermeiden.

Zur Realisierung von bidirektionalem Laden, vor allem von Vehicle to Grid (V2G), bestehen noch rechtliche wie auch technische Handlungsbedarfe, die zeitnah angegangen werden sollten. Der BDEW wird sich dafür einsetzen, dass die Schaffung der technischen Voraussetzungen von den Standardisierungsorganisationen ambitioniert und koordiniert angegangen wird. Mit Blick auf die Standardentwicklung geht der BDEW davon aus, dass erst im Zeitraum 2028/2030 „bidi-fähige“ Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen in größerem Umfang in den Markt kommen werden, die vollständig auf non-proprietären Standards basieren.

Der größte inhaltliche Klärungsbedarf bzgl. des regulatorischen Rahmens besteht aus Sicht des BDEW bzgl. der Umsetzung des Artikels 20a Abs. 3 Satz 2 der RED III bzgl. des diskriminierungsfreien Zugangs zur Fahrzeugbatterie für die NutzerInnen und von ihnen beauftragte Dritte. Zur Unterstützung der Implementierung wird der BDEW gemeinsam mit der Automobilindustrie einen Expertendialog unter Einbeziehung von Verbraucherorganisationen aufsetzen. Fakten und Impulse dazu hat der BDEW bereits in seinem Positionspapier zum bidirektionalen Laden dargestellt und erläutert (siehe [BDEW-Positionspapier zum bidirektionalen Laden](#)).

Des Weiteren greift aufgrund der Vermischung des Stroms im Fahrzeug (teilweise PV-Strom, teilweise Netzstrom) die Stromsteuerbefreiung in § 9 Abs. 1 Nr.3 a) Stromsteuergesetz nicht, da es sich beim bidirektionalen Laden bei ausgespeistem Strom nicht mehr ausschließlich um Strom aus erneuerbaren Energieträgern handelt.

Zu 3.12 Erörterung von Hemmnissen bei Pumpspeicherkraftwerken

Der BDEW begrüßt, dass das BMWK in den vertieften Dialog mit der Branche treten wird, um über explizite Hemmnisse für Pumpspeicherkraftwerke zu sprechen. Wie dargestellt sind in diesem Zusammenhang vor allem die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6, aber auch weitere Anforderungen für die Erfüllung steigender wasser-, natur- und artenschutzrechtlicher Anforderungen sowie für den Katastrophenschutz (z.B. Stauraumreduzierungen bei Extremwetterlagen, vgl. laufende Adaption DIN 19700) von großer Bedeutung.

Pumpspeicher weisen gegenüber anderen Speichertechnologien Besonderheiten auf. Die Anlagen zeichnen sich durch eine besondere Langlebigkeit aus (sogenannter „Ewigkeitsbetrieb“). Bei regelmäßigen Erhaltungs- und Erneuerungsinvestitionen ist die Lebensdauer der Anlagen nahezu unbegrenzt. Das bedeutet auch eine besondere Nachhaltigkeit der Anlagen. Allerdings erfordern Ausbau, Modernisierung und (Ersatz-)Neubau hohe Investitionen, die über lange Zeiträume abgeschrieben werden und eine entsprechende Kapitalbindung bedeuten. Die erforderlichen Investitionen stehen im Wettbewerb mit anderen Opportunitäten, die oft über eine höhere Rendite und einen schnelleren Return-on-Invest verfügen. Ein rein marktgetriebener weiterer Hochlauf der Pumpspeicherkapazitäten wird deshalb kritisch betrachtet. Eine Erörterung zu Verbesserung der Rahmenbedingungen für Pumpspeicher, mit dem Ziel, die vorhandenen Kapazitäten zu erhalten und auszubauen, ist vor diesem Hintergrund sinnvoll.

Der BDEW bietet an, den vom BMWK angekündigten Branchendialog zu begleiten.

Zu 3.13 Stromspeicher als Flexibilitätsoption

Beschaffung von Flexibilität

Der BDEW begrüßt den Willen des BMWK, Stromspeicher als Flexibilitätsoptionen im Markt und im Netz zu stärken. Einen konkreten Beitrag hatte der BDEW bereits hinsichtlich der Ausgestaltung der Flexibilitäten im Verteilnetz gemacht. § 14c EnWG liefert Verteilnetzbetreibern, die Flexibilitätsdienstleistungen für ihr Netz beschaffen wollen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern, eine rechtliche Grundlage. Mit dieser Vorschrift setzt der Bundesgesetzgeber Art. 32 der Strombinnenmarkttrichtlinie 2019 um. Damit soll sichergestellt werden, dass die Verteilnetzbetreiber solche Leistungen von Anbietern verteilter Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch nehmen und dass Maßnahmen zur Energieeffizienz gefördert werden können.

Entscheidet sich der Verteilnetzbetreiber für die Beschaffung von Flexibilität, hat er dies gemäß § 14c Abs. 1 EnWG in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu tun. Absatz 1 regelt auch das rechtliche Konkurrenzverhältnis zu anderen Sachverhalten, bei denen es ebenfalls um die Beschaffung von Flexibilität geht.

Bis die BNetzA erstmals Spezifikationen nach § 14c Abs. 2 genehmigt oder nach § 14c Abs. 3 festgelegt hat, ist die Verpflichtung nach § 14c Abs. 1 für die jeweilige Flexibilitätsdienstleistung ebenfalls ausgesetzt (s. § 118 Abs. 28 EnWG). Dem steht jedoch nicht entgegen, dass der Verteilernetzbetreiber Flexibilitäten beschafft. Da nur die Verpflichtung zum marktgestützten Beschaffungsverfahren nicht anzuwenden ist, hat der Verteilernetzbetreiber, wenn er die übrigen Anforderungen des § 14c Abs. 1 beachtet, einen grundsätzlichen Anspruch auf Anerkennung der Kosten im Rahmen der geltenden Netzentgeltregulierungsvorgaben. Ein Anreiz besteht für den Netzbetreiber allerdings derzeit nicht. Hier sollte die Diskussion zu einer praxisgerechten Umsetzung der Regelung in die Praxis fortgesetzt werden, zu der der BDEW in seiner Anwendungshilfe „Marktliche Beschaffung verteilernetzdienlicher Flexibilität“ vom 24. Februar 2022 bereits einen Beitrag geleistet hat. Der BDEW hat in dieser Anwendungshilfe in einem Ablaufschema auch niedergelegt, wie ein rechtskonformes Beschaffungsverfahren ausgestaltet sein kann. Es schließt die dem eigentlichen Beschaffungsverfahren vorgelagerten Überlegungen und Prozesse ein. Ziel des Ablaufschemas ist die schematische Integration von Flexibilitäten für das Verteilnetz.

Beschaffung von Momentanreserve und Blindleistung

Die bereits vorgelegten Beschaffungskonzepte der BNetzA für Momentanreserve und Blindleistung bilden eine gute Grundlage. Aufgrund der Synergien bei der Bereitstellung beider Produkte sollte eine gleichzeitige Ausschreibung von Blindleistung und Momentanreserve stattfinden. Die Vergütung der Momentanreserve durch einen Festpreis ermöglicht eine effiziente, gleichzeitige Ausschreibung zusammen mit Blindleistung und führt somit zu Kosteneinsparungen. Die Festlegung eines angemessenen Festpreises ist hierbei wichtig für die wirtschaftliche Machbarkeit.

Nutzen statt Abregeln

Die Regelung des § 13k EnWG (2023) zum „Nutzen statt Abregeln“ grenzt laut Gesetzesbegründung Speicher ausdrücklich aus. Der Mechanismus ermöglicht es, in einer dem eigentlichen Strommarkt vorgelagerten Stromauktion gewisse Strommengen abzunehmen, um eine anschließende Abregelung zu vermeiden. Nach Art. 3 und Art. 13 der VO 2019/943 (EU-Strombinnenmarktverordnung) dürfen weder Strommärkte noch Redispatch-Mechanismen Speicher ausschließen. Speicher sollten daher in den § 13k EnWG (2023) aufgenommen werden.

Zu 3.14 Stromspeicher-Potenziale im Energiesystem ermitteln

Bei Betrachtung des erheblichen Ausbaubedarfs in den kommenden Jahren regen wir an, sich bei der Stromspeicher-Strategie auf die abgestimmten und durch die Bundesnetzagentur genehmigten Angaben der NEP zu stützen und dies einleitend in der Stromspeicher-Strategie zu

verdeutlichen. Feste Ziele für den Ausbaupfad von Stromspeichern sollten definiert und mit einem Prozess zum Monitoring begleitet werden (siehe auch Anmerkungen zu 2.1)

Zu 3.17 Förderung der Fertigung von Batteriezellen und Systemkomponenten

Wenn die Resilienz von Lieferketten vom BMWK in den Fokus gestellt wird, dann sollte die gesamte europäische Wertschöpfungskette betrachtet werden. Der Fokus allein auf Batteriezellen wäre zu eng. Insbesondere das Zusammenspiel der Komponenten, das Energiemanagement und die Einbindung in virtuelle Kraftwerke spielen für die Systemintegration eine entscheidende Rolle. Wenn dementsprechend Resilienz Kriterien für EE-Anlagen eingeführt werden, sollte eine Erweiterung auf begleitende Speichertechnologien geprüft werden. Der BDEW befürwortet, die Fertigung von Batteriesystemen zur Schaffung von Resilienzen in Deutschland über die gesamte Wertschöpfungskette zu berücksichtigen.

Zu 3.18 Branchenabfrage

Der BDEW befürwortet die Initiierung eines „Ausblickprozesses“ mit der Speicherbranche zur Bestimmung von längerfristig umzusetzenden Handlungsfeldern, an dem der BDEW sich gerne beteiligt.

Eine zentrale Funktion der Stromspeicher wird in Zukunft sein, dass sie emissionsfrei erzeugten Strom zwischenspeichern und bedarfsgerecht anbieten können, z.B. wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Um diese Schlüsseleigenschaft abbilden zu können, sind sie auf Grünstromzertifikate angewiesen, die – anders als heute – viel stärker einen Nachweis in Echtzeit erlauben. Eine Verkürzung des Ausstellungsintervalls für diese Zertifikate ist daher aus Speichersicht wünschenswert.

Ansprechpartner

Gunnar Wrede
Geschäftsbereich Erzeugung
und Systemintegration
+49 30 300199-1316
gunnar.wrede@bdew.de

Gunnar Mocosch
Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung
und Mobilität
+49 30 300199-1119
gunnar.mocosch@bdew.de