



POSTANSCHRIFT Bundesministerium der Finanzen, 11016 Berlin

Nur per E-Mail:

Vorsitzenden des Haushaltsausschusses
des Deutschen Bundestages
Herrn Prof. Dr. Helge Braun MdB
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Dr. Florian Toncar MdB
Parlamentarischer Staatssekretär

HAUSANSCHRIFT Wilhelmstraße 97
10117 Berlin

DATUM 24. Juni 2024

BETREFF **Haushaltsführung 2024;**

Unterrichtung gemäß § 4 Absatz 1 Satz 2 HG 2024 über die beabsichtigte Einwilligung in eine überplanmäßige Ausgabe bei Kapitel 6092 Titel 683 07 – „Zuschüsse zur Entlastung beim Strompreis“ - bis zur Höhe von 8 769 000 T Euro zur Erfüllung des Zahlungsanspruchs der Übertragungsnetzbetreiber nach dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)

GZ **II B 3 - AF 0205/21/10039 :001**

DOK **2024/0480078**

(bei Antwort bitte GZ und DOK angeben)

Haushaltsausschuss
Ausschussdrucksache

6316

20. Wahlperiode

**Vorlage des Bundesministeriums
der Finanzen Nr. 184/2024**

Sehr geehrter Herr Vorsitzender,

das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat bei Kapitel 6092 Titel 683 07 eine überplanmäßige Ausgabe bis zur Höhe von 8 769 000 T Euro beantragt.

Seit Januar 2023 haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach dem Energiefinanzierungsgesetz (§ 6 Abs. 1 EnFG) einen gesetzlichen Anspruch gegen die Bundesrepublik Deutschland auf Ausgleich des Differenzbetrages zwischen ihren tatsächlichen Einnahmen und ihren tatsächlichen Ausgaben für ein Kalenderjahr. Die Höhe der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen zum Ausgleich des Finanzierungsbedarfs zur Förderung erneuerbarer Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) richtet sich nach dem öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 EnFG. Die Abschlagszahlungen sollen so bemessen sein, dass sich der Saldo des „EEG-Kontos“ insgesamt zwischen 500 Millionen und 2 Milliarden Euro bewegt. Die fälligen Zahlungen auf das „EEG-Konto“ der ÜNB erfolgen aus dem KTF-Titel 683 07.

Bislang wurden von den verfügbaren Mitteln (10 600 000 T Euro) 9 830 325 T Euro ausgezahlt. Für die Auszahlung der Monatsrate Juli sind laut aktualisierter EEG-Prognose 2 100 000 T Euro fällig. Eine Verstärkung des Titels 683 07 aus anderen Titeln ist nicht möglich, da der Titel nicht in den Deckungskreisen des KTF enthalten ist. Darüber hinaus sind absehbar auch keine Mehreinnahmen zur Deckung der Mehrausgaben vorhanden. Grundlage für die Mittelveranschlagung beim Titel 683 07 im Wirtschaftsplan 2024 war die Prognose der ÜNB gemäß § 4 EnFG, die im Herbst 2023 an das BMWK übermittelt wurde. Der von den ÜNB auf Basis eines wissenschaftlichen Gutachtens prognostizierte Finanzierungsbedarf des „EEG-Kontos“ im Jahr 2024 belief sich auf 10 600 000 T Euro.

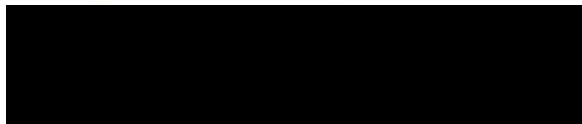
Der tatsächliche unterjährige EEG-Finanzierungsbedarf ist von vielfältigen Variablen abhängig (insbesondere Börsenstrompreis, saisonale und wetterbedingte Schwankungen der Einspeisemenge, externe Einflüsse) und kann sich im Laufe eines Jahres kurzfristig auch in relevanten Größenordnungen ändern. Aus diesem Grund monitoren die ÜNB und das BMWK den tatsächlichen EEG-Finanzierungsbedarf für das jeweilige Haushaltsjahr regelmäßig. Der mit der aktuellsten EEG-Kontosimulation (Stand Mai 2024) mitgeteilte Mehrbedarf für das Jahr 2024 gegenüber den veranschlagten 10,6 Mrd. Euro beträgt unter Berücksichtigung des Liquiditätskorridors rd. 8,8 Mrd. Euro.

Die stark rückläufige Entwicklung der Strompreise und der damit einhergehende hohe Finanzierungsbedarf wurde zum Zeitpunkt der Verabschiedung des Haushalts 2024 nicht vorhergesehen.

Da es sich im vorliegenden Fall um die Erfüllung gesetzlicher Verpflichtungen nach § 6 Abs. 1 EnFG handelt, sind die Mehrausgaben sachlich unabweisbar. Sie sind auch zeitlich unabweisbar, da nach den gesetzlichen und vertraglichen Vorgaben die Auszahlung der Abschlagszahlungen zum Ausgleich des EEG-Finanzierungsbedarfs auf dem „EEG-Konto“ jeweils zum 10. eines Monats fällig wird. Nach aktuellem Stand sind die Mittel auf dem EEG-Konto bereits jetzt nahezu vollständig aufgebraucht. Ohne Einwilligung in die Mehrausgabe könnten die Abschlagszahlungen für die Monate Juli bis Dezember durch den Bund (KTF) nicht sichergestellt werden. Das Inkrafttreten des nächsten Haushaltsgesetzes kann aus den genannten Gründen nicht abgewartet werden.

Die Voraussetzungen für die Einwilligung nach Art. 112 GG sind erfüllt. Ich beabsichtige daher, in die überplanmäßige Ausgabe bis zur Höhe von 8 769 000 T Euro einzuwilligen und bitte gemäß § 4 Absatz 1 Satz 2 HG 2024 um Kenntnisnahme.

Mit freundlichen Grüßen





Ausschussdrucksache **20(25)554**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

26. Januar 2024

Stellungnahme
Dipl.-Ing. Frank Hennig

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage

Dipl.-Ing. Frank Hennig

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie
Öffentliche Anhörung am 29. Januar 2024

Stellungnahme zum

„Antrag der Fraktion der CDU/CSU – Energiespeicher jetzt ausbauen“
Drucksache 20 / 8525

Ausgangslage

Stromspeichertechnologien sind für jeden Anwendungsfall vorhanden und einsetzbar. Man unterscheidet

- mechanische
- chemische
- elektrische
- thermische und
- virtuelle

Speicher. Damit konnten früher in einem ausreichend regelbaren System die Anforderungen erfüllt werden. Mit dem beabsichtigten Übergang auf eine nicht mehr bedarfsgerechte, sondern zufällige Stromproduktion vor allem aus Wind- und Solarenergie ist ein Systemumbau notwendig, der neben dem Netzausbau sehr große Speicherkapazitäten erfordert.

Im traditionellen Stromversorgungssystem folgt die Erzeugung dem Bedarf. Fixe Randbedingung ist die Netzfrequenz von 50 Hertz (+/- 0,2). Der Begriff der „Versorgung“ impliziert eine Bedarfsgerechtigkeit, die von volatiler Naturenergie nicht hergestellt werden kann.

Um die Differenz aus volatil produziertem Strom und dem Bedarf auf der Verbraucherseite auszugleichen, bedarf es angesichts der inzwischen installierten Wind- und Solarkapazitäten enormer Speicherkapazitäten in Verbindung mit einer möglichst breiten Stromverteilung, also einem dichten Netz.

Der Preis der Ware Strom bildet sich nicht aus den dessen Gestehungskosten, sondern aus dem am Strommarkt erzielbaren Preis. Dieser schwankt tageszeitlich / wöchentlich / saisonal sehr stark entsprechend der Nachfrage.

Erforderliche Speicherzeiträume

Für verschiedene Speicherzeiten kommen verschiedene Technologien in Frage. Die durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke entfallende Momentanreserve

(Defizit an Schwungmassen) und die Primärregelleistung (30 Sekunden bis 15 Minuten) können zumindest teilweise durch verzögerungsfrei wirkende Großbatterien gepuffert werden.

Diese müssen als zusätzliche Investitionen unter Kostengesichtspunkten beachtet werden, denn bisher erzeugten konventionelle Kraftwerke diese Regelleistung zu der gefahrenen Wirkleistung quasi nebenbei.

Für Regelerfordernisse von mehr als 15 Minuten und starken Schwankungen reichen Großbatterien nicht mehr aus. Die durch die Windkraft eingetragenen Gradienten können zeitweise 1,5 Gigawatt (GW) pro Stunde und mehr betragen. Hier kommen nur Pumpspeicherwerke (PSW) in Frage, weiterhin entsprechende Importe oder Exporte.

Durch die großen Wind- und PV-Kapazitäten ergeben sich starke saisonale Schwankungen. Nötig wären saisonale Speicher, die den Überschuss des Sommers für den Winter einspeichern könnten.

Gegenwärtig nutzen wir das Ausland als virtuellen Speicher, was insbesondere in den Sommermonaten deutlich wird. Oft kippt der Export bei Sonnenuntergang in den Import um. Die Nachbarländer exportieren dann gern zu uns, weil die so genannten Preisdifferenzgeschäfte gute Einnahmen für sie generieren. Tagsüber durch Überfluss exportierter deutscher Billigstrom wird teilweise in den Pumpspeicherwerken der Nachbarländer gespeichert und bei Dunkelheit teuer zurückverkauft. Das ist nachteilig für die deutschen Stromkunden, die nichts von niedrigen Preisen haben, da die EEG-Umlage eine Untergrenze setzt.

Erforderliche Speicherkapazitäten

Für die Kalkulation erforderlicher Speicherkapazitäten ist die Annahme zu überbrückender Zeiträume erforderlich. Für eine dreitägige Dunkelflaute wie vom 30. November bis 2. Dezember 2023 entstünde ohne Gas- und Kohleverstromung und den Import ein Speicherbedarf von etwa 3.750 Gigawattstunden (GWh). Die vorhandene Kapazität aus PSW und Batterien beträgt etwa 50 GWh. Der Speicherbedarf entsteht nicht nur durch Dunkelflauten, sondern auch durch Schwachwindzeiten und im Winter bei geringer PV-Stromproduktion.

Mehr als dreitägige Dunkelflauten sind selten, kommen aber vor. Ähnlich wie bei der Konstruktion von Fahrzeugen oder Flugzeugen muss für ein Energieversorgungssystem aus Sicherheitsgründen immer vom ungünstigsten Fall ausgegangen werden.

Speicherwirkungsgrade

Der am effektivsten verwendete Strom ist der sofort zum Zeitpunkt der Produktion genutzte. In diesem Fall schlagen nur die Netzverluste zu Buche. Sobald Strom gespeichert werden muss, entstehen Kosten.

Im Gegensatz zur Wärmespeicherung sind Stromspeicher stark wirkungsgradbelastet. Sie sind, anders als die Stromproduktion, nicht wertschöpfend, sondern Kostenfaktoren.

Kurzfristspeicher weisen die höchsten Wirkungsgrade auf, so erreichen Kondensatoren wie auch Lithium-Ionen-Akkus 90 bis 95 Prozent. Pumpspeicherwerke und Redox-Flow-Batterien kommen auf 70 bis 85 Prozent, was als akzeptabel angesehen werden kann. Aus wirtschaftlichen Gründen auszuschließen sind Druckluft (30 – 45 Prozent) und Grüner Wasserstoff (max. 25 Prozent). Hier kann man nicht mehr von Speicherung sprechen, es ist Energieverschwendung. Die Prozesskette Power-to-gas-to-power (P2G2P) ist wirtschaftlich selbst bei niedrigen Strompreisen nicht darstellbar. Der technologische Reifegrad (TRL)¹ liegt etwa bei 6 (Elektrolyse) bis 7 (H₂-fähige Gasturbine), so dass eine zeitnahe Verfügbarkeit der Technologie ohnehin nicht gegeben ist.

Die Kenntnisse zu Elektrolyse, Handling und Wiederverstromung sind vorhanden, weltweit auch die Kenntnisse zur nicht vorhandenen Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Technologien zur H₂-Gewinnung. Deshalb ist die Entscheidung der Bundesregierung, auch blauen Wasserstoff (mit CO₂-Abscheidung) zu nutzen, folgerichtig. Inwieweit durch den hohen Bedarf Wirtschaftlichkeit gegeben ist, bleibt offen.

Speicherkosten

Stromspeicher werden regulatorisch benachteiligt, indem der Speicherstrom wie Verbraucherstrom mit Netzgebühren belastet wird.

Die Investitionskosten pro Kilowattstunde (kWh) reichen von 100 bis 500 Euro bei Lithium-Ionen-Akkus, 100 bis 500 Euro bei PSW bis zu 3.000 Euro bei Schwungrad- oder Kondensatorspeichern. Die Lebensdauer von PSW ist wesentlich größer als bei Großbatterien, deren Alterung und Kapazitätsverlust einkalkuliert werden muss.

Die Speicherkosten reichen von 8 Cent pro Kilowattstunde (Ct/kWh) bei PSW bis zu über 100 Ct/kWh für Lithium-Ionen Akkus (hier sinken die Kosten weiter).

Weitere Flexibilitätsoptionen

Neben der Speicherung von Strom stehen andere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung:

- Die Verbesserung der Regelfähigkeit des vorhandenen Kraftwerksparks. Hier wurden in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht, selbst bei Altanlagen. Mit den weiteren Stilllegungen nach KVBG geht diese Option verloren.
- Export/Import. Der Ausbau der Verbindungsleitungen zu den Nachbarländern (Interkonnektoren) ist auf Grund der Regularien langwierig. Die vorhandenen Leitungen sind in der Kapazität begrenzt, ebenso die Mengen, die vom Ausland geliefert bzw. aufgenommen werden können.
- DSM (Demand Site Management – Regelung der Verbraucherseite). Eine flexible Tarifstruktur kann eine Glättung des Verbrauchs bewirken, wobei es sich nur um verlagerten, nicht vermiedenen Verbrauch handelt.
- Abschaltungen / Drosselungen. Vor dem Hintergrund einer „angebotsorientierten

“Versorgung“ würde Strom nur noch zu bestimmten Zeiten zur Verfügung stehen. Damit wäre eine internationale Konkurrenzfähigkeit der Wirtschaft nicht mehr gegeben.

Systemische Betrachtung

Der Antrag befasst sich nur mit einer Komponente des Stromsystems und betrachtet nicht die bestehenden Abhängigkeiten. Der Speicherbedarf ist abhängig vom Fortschritt des Netzausbaus. Mit zunehmendem Netzausbau sinkt tendenziell der Speicherbedarf und umgekehrt.

Bilanziell müssten die Speicherkosten den Verursachern zugeschlagen werden, also den Erzeugern, die nicht bedarfsgerecht liefern können. Die Bundesnetzagentur (BNA) spricht von „dargebotsabhängiger Erzeugung“. Die Systemkosten von mehr als vier Milliarden Euro in 2022 wären in dieser Höhe vermeidbar, wenn der Zubau volatiler Stromerzeuger mit dem Netz- und Speicherausbau harmonisiert würde.

Der Grünen-Politiker Hans-Josef Fell und die Energywatchgroup² haben 2020 vorgeschlagen, die Einspeisevergütung nach EEG an konstante oder regelfähige Einspeisung zu binden und so genannte Kombikraftwerke, die bedarfsgerecht produzieren, zu fördern. Dies wäre der einzige gangbare Weg, die ausufernden Systemkosten zu beherrschen und kostenerhöhende Stromspeicherung zu minimieren. Wenn das Ziel „100-Prozent-Erneuerbar“ lautet, ist es längst überfällig, diesen Erzeugern auch Systemverantwortung zu übertragen. Gleichzeitig müssen die Regularien zugunsten von Stromspeichern geändert werden, um eventuell private Investoren zu finden. Gelingt dies nicht, bleibt nur die Option, andere Flexibilitätsoptionen kostenintensiv einzusetzen. Stromspeicher wie auch Reservekraftwerke, besondere netztechnische Betriebsmittel und die so genannten Netzbooster wie auch der Netzausbau müssten über Umlagen, Entgelte und Steuergeld finanziert werden.

In Anbetracht der künftigen Kostenpositionen Netzausbau (500 Mrd. Euro, BNA), Wasserstoffstartnetz (20 Mrd. Euro), EEG-Umlage (jährlich mind. 13 Mrd. Euro), Anreiz des Baus von Erdgaskraftwerken im Rahmen der erwarteten Kraftwerksstrategie (60 Mrd. Euro) wären weitere Milliarden Euro für die Förderung von Stromspeicher schwer zu aktivieren. Dies ist Folge von Verbots-, politischer Technologiefestlegungen und kleinteiliger staatlicher Markteingriffe, die die Selbstregulierung von Angebot und Nachfrage verhindern.

Nötig ist eine Diskussion und Auseinandersetzung über das fast vollständige Versagen der Wind- und Solarstromerzeugung für Versorgungsaufgaben. Mit dem Beginn des umfangreichen Ausbaus an Wind- und Solarkapazitäten hätten der Netzausbau und Speicheraufbau im entsprechenden Umfang mitgedacht werden müssen.

Die Fokussierung auf den exzessiven Ausbau volatiler Einspeiser ohne ausreichende Betrachtung des Gesamtsystems hat zu hohen Preisen und gleichzeitig hohen spezifischen CO₂-Emissionen im Stromsektor geführt

Möglichkeiten der Kostensenkung

Die ausufernden Kosten der Stromwende könnten verringert werden:

- Contracts for Difference, d.h. die über das EEG vergüteten Anlagen erhalten die zugesagte Vergütung. Liegt der Marktpreis darüber, fließt der Übergewinn ins System zur Kostensenkung.
- Keine Vergütung bei Netzengpässen (Phantomstrom). EE-Investitionen dürfen nur noch netz- und systemverträglich erfolgen. Ist absehbar der Abtransport von Sonnen- und Windstrom nicht gesichert, dürfen die Anlagen nicht errichtet werden. Entschädigungskosten führen zu steigenden Systemkosten, die sozialisiert werden, wogegen die Gewinne privatisiert werden. Alternativ können die Investoren / Betreiber den Strom vor Ort nutzen.
- Keine Vergütung mehr bei negativen Börsenstrompreisen. Die 6-Stunden-Regelung des EEG für Neuanlagen ist unzureichend. Das Geld der Verbraucher wird derzeit in diesem Fall über die EEG-Umlage zusammen mit dem Strom ins Ausland verschenkt.

Diese Maßnahmen würden teilweise zu einer Selbstregulierung führen und den Speicherbedarf verringern.

Der bisher eingeschlagene Weg der Stromwende, international einmalig und absehbar nicht erfolgreich, wird nur bei hohem Einsatz von Steuergeld weiter zu führen sein. Aufgrund der festgestellten grundgesetzwidrigen Haushaltsführung ist die Aufnahme neuer Sonderschulden für neue Gaskraftwerke und Speicher wenig realistisch. Anstelle des kompletten Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur wäre der Bau neuer Kraftwerke mit CCS bzw. CCS-ready preiswerter und schneller zu realisieren, wie auch vom BDEW ausgeführt³.

1 - technical readiness level (1- Idee, 9 – sicher angewendet)
Handbook Screening Wasserstoff Technik, Energie Campus Nürnberg
April 2021

2 - [http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Eckpunkte-für-eine-Gesetzesinitiative-zur-Systemintegration-Erneuerbarer-Energien.pdf](http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Eckpunkte-f%C3%BCr-eine-Gesetzesinitiative-zur-Systemintegration-Erneuerbarer-Energien.pdf)

3 - <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/bundesregierung-muss-kraftwerksstrategie-zuegig-vorlegen-und-stromkosten-daempfen/>



Ausschussdrucksache **20(25)555**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

26. Januar 2024

Stellungnahme
Dipl.-Ing. Hubertus Altmann

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage

**„Energiespeicher jetzt ausbauen“
Stellungnahme zur Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie am
29.01.2024**

1. Ausgangslage:

Die Lage auf dem deutschen und europäischen Strommarkt ist bekanntlich angespannt.

Wir haben einen massiven Investitionsbedarf in Deutschland bei Erzeugung und Infrastruktur. Wir sehen trotz zahlreicher Beschleunigungsgesetze weiterhin ein Auseinanderlaufen von Produktion aus volatiler Erzeugung und Netzausbau. Daher sind Speicher bereits heute erforderlich und sie werden in ihrer Bedeutung zukünftig noch zunehmen. Bereits heute stehen Speichertechnologien im Industriemaßstab zur Verfügung. Daher kann und muss der Focus auf eine zügige Umsetzung der marktreifen Investitionsprojekte gelegt werden. Bei dieser Umsetzung sollte ein breiter Ansatz verfolgt werden. Keine Technologie sollte ausgeschlossen werden. Wir dürfen nicht warten, bis Forschungs- und Entwicklungs-Ergebnisse für Technologien vorliegen, die nach heutiger Kenntnis erst in der fernen Zukunft Industriereife erlangen.

2. Die Speichertechnologie-Kaskade

Alle im Antrag angeführten Speichertechnologien haben ihre Berechtigung.

Dabei gibt es unterschiedliche Einsatzbereiche.

Die **Pumpspeicherkraftwerke (PSW)** sind eine traditionelle, erprobte Technik, die im Bereich der Spitzenlastfahrweise und der Minutenreserve vorrangig ihren Einsatz hat. Ebenfalls werden durch den Einsatz der PSW Regelbänder im Energiesystem abgefahren und sogenannte Systemdienstleistungen erbracht. Der Focus bei den PSW sollte auf Weiterbetrieb und Ertüchtigung, verbunden mit Effizienzsteigerung, gelegt werden. Ein Neubau von PSW ist sowohl aus genehmigungsrechtlicher Sicht als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht mit großen Herausforderungen verbunden.

Batterien werden zukünftig eine deutlich stärkere Bedeutung erlangen. Lithium-Ionen Batterien sind bereits heute großtechnisch erfolgreich in Betrieb. Ihr Einsatz liegt nicht im „Energy-Only“-Markt, sondern in der Bereitstellung von Systemdienstleistung im Bereich der Primär- und Sekundärregelung des Stromnetzes.

Die Redox-Flow-Batterien werden Betriebsbereiche bis zu 10 Stunden Stromlieferung abdecken können. D.h. mit der Redox-Flow-Technik können sowohl Regelleistung als auch Strom für den Markt zur Verfügung gestellt werden. Für diese Technik gibt bereits vereinzelt Referenzprojekte. Es sollte zügig an der Einführung in den Industriemaßstab gearbeitet werden, da hier große Speicherpotenziale vorhanden sind. Redox-Flow-Batterien sind die perfekte Ergänzung zu Kraftwerken, die für Spitzenlast und Reservelast benötigt werden.

Wasserstoff (H2) wird als Energieträger für Speichertechnologien aufgrund der europäischen und deutschen politisch-regulatorischen Weichenstellungen im mittleren Zeithorizont zentrale Bedeutung erlangen. H2 ist aber immer zusammen zu denken mit neu zu errichtenden H2- und H2-ready Kraftwerken, die zukünftig vornehmlich als Backup für die volatile einspeisenden erneuerbaren Energien dienen werden. Daher bilden H2-ready Kraftwerke und H2-Infrastruktur eine systemische Einheit. Ohne eine solche systemische Betrachtung bleibt H2 eine „Insellösung“ und wird keine Erfolgsgeschichte.

3. Handlungsbedarfe

Für den zügigen Ausbau von Speichern muss es eine Verfestigung der Netzentgeltbefreiung für alle Speichertechnologien geben. Die schwidrige Einordnung von Speichern als Stromverbraucher muss dauerhaft beendet werden.

Es darf keine Baukostenzuschüsse beim Anschluss von Großspeichern geben. Nach § 118 Abs. 6 ENGW sind bis 08/2029 errichtete Stromspeicher für 20 Jahre von Netzentgelten sowohl für die benötigte Netzleistung (Kapazität) als auch für den benötigten Strombezug (Energie) befreit. Trotzdem erheben die Verteilnetzbetreiber für neue Großstromspeicher einmalig Baukostenzuschüsse (BKZ), die bei Stromverbrauchern helfen sollen, die Leistungskapazität des nachgelagerten Netzes zu erhöhen. Die Netzbetreiber definieren auf Anweisung der Bundesnetzagentur die BKZ nicht als Netznutzungsentgelte, sondern als Netzzuschlusskosten. Dabei werden je nach Speichergröße pauschal BKZ im Bereich von sechs- bis siebenstelligen Euro-Beträgen verlangt. Dies belastet den Business Case und erschwert die Investitionsentscheidung.

Der Bau und Ausbau von Speichern sollte vorrangig auf bereits bestehenden Industrie- und Kraftwerksstandorten erfolgen, auch während ihrer (noch) aktiven Betriebsphase. Die Investitionen an diesen Standorten sind ökologisch vorteilhaft und ermöglichen die Hebung von Systemeffekten im bestehenden Stromnetz.

Die Ausweitung des genehmigungsrechtlichen Privilegs des „überragenden öffentlichen Interesses“ auf alle Speichertechnologien, einschließlich „H“-Infrastruktur und der H2- sowie der H2-ready Kraftwerke ist zu begrüßen.

Speicher und H2-/H2-ready Kraftwerke sind für das Gelingen der Energiewende und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ebenso relevant wie neue PV- und/oder Windparks.

4. Zusammenfassung

Der Antrag „Energiespeicher jetzt ausbauen“ ist aus Sicht der Versorgungssicherheit im Stromnetz und der Zukunftsfähigkeit des deutschen Strommarktes sehr zu begrüßen.

Zum Gelingen der Energiewende und dem Ziel der Dekarbonisierung der Stromproduktion sind Speicher unerlässlich. Für den Bau und Ausbau von Speicherkapazitäten müssen für die Betreiber klare und verlässliche Rahmenbedingungen vorliegen, die eine langfristige Nutzung ermöglichen.

Die Verfolgung eines technologieoffenen Ansatzes für Speichertechnologien ist richtig. Für den zeitnahen Einsatz ist es geboten, v.a. auf bereits heute verfügbare und im Industriemaßstab erprobte Techniken zu setzen.



Ausschussdrucksache **20(25)556**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

26. Januar 2024

Stellungnahme
Hamburger Energiewerke GmbH, Christian Heine, Sprecher der
Geschäftsführung

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage

Stellungnahme der Hamburger Energiewerke GmbH

Stellungnahme zu Energiespeichern
von den Hamburger Energiewerken



**Hamburger
Energiewerke**

Stellungnahme der Hamburger Energiewerke GmbH

Anlass

Einladung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages für **Herrn Christian Heine, Sprecher der Geschäftsführung der Hamburger Energiewerke GmbH** (im Folgenden abgekürzt als HEnW), **als Sachverständiger für** Montag, d. 29. Januar 2024, 14:00 – 16:00 Uhr, Sitzungssaal 4. 900, (Paul-Löbe-Haus), Platz der Republik 1, 11011 Berlin, **zu der öffentlichen Anhörung** zu dem Antrag der Bundestagsfraktion der CDU/CSU „**Energiespeicher jetzt ausbauen**“ vom 26.09.2023, BT-Drs. 20/8525.¹

Zusammenfassung

Anlass der Anhörung ist das Thema Energiespeicher.

Auf die drei Arten Wärmespeicher, Stromspeicher und Wasserstoffspeicher wird aus Sicht der HEnW und der Branchenerfahrung im Speziellen eingegangen werden.

1. Wärmespeicher: Bei Wärmespeichern gibt es gute Erfahrungen mit den Vorgaben im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie im Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“ (Vorläuferprogramm der Bundesförderung „Effiziente Wärmenetze“ – BEW).

HEnW: Daher sollte das KWKG mind. bis 2030 verlängert und die BEW langfristig finanziell abgesichert werden.

2. Stromspeicher: Bei Stromspeichern erkennen die CDU/CSU-Fraktion in ihrem Antrag ebenso wie die Bundesregierung in ihrer Stromspeicher-Strategie **Handlungsbedarf** insbesondere **bei der Frage der Baukostenzuschüsse (BKZ)**. BDEW² benennt den Punkt mit „Weiterentwicklung der Systematik von Baukostenzuschüssen“.

HEnW: Das ist sinnvoll und begrüßenswert. Eine mögliche Reduzierung der BKZ könnte erwogen werden, um gezielte Investitionen zu fördern. Auch unterstützen die HEnW die Initiative zur Überwindung genehmigungsrechtlicher Hemmnisse für den Neubau von Stromspeichern. Die Ausschließlichkeitsanforderung im EEG verhindert Multi-Use-Anwendungen. Die HEnW unterstützen die Forderung nach der Möglichkeit des Betriebs mit Grünstrom und Graustrom, um den Nutzungsgrad zu steigern.

Elektromobilität: Beim **bidirektionalen Laden** erkennt die Bundesregierung in der Stromspeicher-Strategie die Notwendigkeit der „Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens“.

HEnW: Das ist ebenfalls begrüßenswert. HEnW fordern zudem eine klare Definition für „Mobile Speicher“ und diskriminierungsfreien Zugang zu Fahrzeugdaten.

3. Wasserstoffspeicher: Bei der Frage von inländischer Wasserstoffspeicherung erscheint es auch aus Sicht der HEnW sinnvoll, wie im Antrag der CDU/CSU-Fraktion vorgeschlagen, den **zukünftigen Speicherbedarf** für Wasserstoff in Deutschland zu ermitteln. Die Produktion von grünem Wasserstoff braucht in der Zukunft ähnliche Flexibilität wie heute im Gasbereich, daher erscheinen ein diskriminierungsfreier Zugang zu Wasserstoffspeichern und die Berücksichtigung saisonaler Speicherung volkswirtschaftlich sehr sinnvoll.

1 BT-Drs. 20/8525: Deutscher Bundestag Drucksache 20/8525 Antrag der Fraktion der CDU/CSU Energiespeicher jetzt ausbauen
2 BDEW: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Agenda

1. Hintergrund zu den schriftlichen Dokumenten
2. Energiespeicher bei integrierten Energieversorgern
3. Wärmespeicher
4. Batteriespeicher
5. Elektromobilität und bidirektionales Laden
6. Wasserstoffspeicher

1. Hintergrund zu den schriftlichen Dokumenten

Antrag der Bundestagsfraktion der CDU/CSU

Der Antrag der Bundestagsfraktion der CDU/CSU vom 26.09.2023 betont die Relevanz der Speicher:

„Für eine größere Energiesouveränität und zur Erreichung der Klimaschutzziele ist neben dem Ausbau von erneuerbaren Energien für eine stabile und verlässliche Energieversorgung die Errichtung von Energiespeichern essenziell.“

Besonders wichtig sind hierbei **auch aus Sicht der HEnW für die Branche** zur Stärkung des Einsatzes von Speichern folgende Punkte aus dem Antrag:

In dem Antrag wird die Bundesregierung von der CDU/CSU-Bundestagsfraktion unter dem Punkt II. u. a. aufgefordert,

- das **Energiemarktdesign** konsequent auf den Einsatz von Energiespeichern auszurichten,
- eine konsistente **Speicherstrategie** zu entwickeln, mit der Energiespeicher regulatorisch als eigenständige Säule des Energiesystems entsprechend der Speicherdefinition in § 3 Nr. 15d EnWG eingeordnet werden,
- **regulatorische Hindernisse** zu beseitigen, die die Entwicklung und den Einsatz von Speichertechniken behindern (**Belastung mit Netzentgelten, Baukostenzuschüssen und weiteren (Letztverbraucher-)Abgaben** ist dabei zu beseitigen),
- das für die Errichtung von Speichern konstatierte überragende öffentliche Interesse auch in den Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen,
- Speicherprojekte unterstützend zu begleiten (Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für Speicher, wie von der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie künftig gefordert),
- schnellstmöglich den zukünftigen Speicherbedarf für Wasserstoff in Deutschland zu ermitteln.

Im Dezember 2023 hat die **Bundesregierung ihre Stromspeicher-Strategie** vorgelegt.³

Hierbei adressiert die Bundesregierung die Relevanz der Speicher:

„Stromspeicher spielen hier sowohl für die Energiespeicherung als auch für die Stabilität des Stromsystems und des Stromnetzes eine wichtige Rolle.“

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) möchte mit der vorliegenden Stromspeicher-Strategie den **Hochlauf der Stromspeicher** unterstützen und eine **optimale Integration der Stromspeicher als Kurzzeitspeicher in das Stromsystem** erreichen.“

Betrachtet werden u. a. folgende Themenkomplexe, die auch aus Sicht der HEnW für die Branche wichtig sind:

- **Stromspeicher im Kontext des EEG,**
- Netzentgelte,
- **Baukostenzuschüsse** und Netzanschlusskostenbeiträge,
- Abbau von **genehmigungsrechtlichen** Hemmnissen,
- **Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens,**
- Stromspeicher als **Flexibilitätsoption,**
- Unterstützung von Innovation und **Forschung.**

Aus Sicht der HEnW werden mit der Stromspeicher-Strategie der Bundesregierung die wichtigen Themen für den Ausbau der Speicher adressiert.

Die Konsultation der Verbände zur Stromspeicher-Strategie der Bundesregierung wurde am 17. Januar 2024 abgeschlossen.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat sich ebenfalls positioniert, die Position ist jedoch zum Zeitpunkt des Einreichens dieser HEnW-Stellungnahme noch nicht im Internet verfügbar. Der BDEW führt in seiner Position, die HEnW im Rahmen der Verbändearbeit vorgelegt wurde, aus:

„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.“

3 Stromspeicher-Strategie der Bundesregierung vom 08.12.2023. [Stromspeicher-Strategie \(bmwk.de\)](https://www.bmwk.de/SharedDocs/Downloads/DE/Ministerium/Strategien/2023/Stromspeicher-Strategie.html)

Besonders wichtig aus unserer Sicht sind folgende Punkte, die vom **BDEW im Speicher-Positionspapier vom 14.12.2023**⁴ als Sofortmaßnahmen ausgearbeitet wurden:

BDEW im Positionspapier vom 14.12.2023

- Aufnahme einer **Definition des Prozesses der Stromspeicherung** im EnWG,
- Klärung der **Behandlung von Netzentgelten** sowie
- **Weiterentwicklung der Systematik von Baukostenzuschüssen**,
- Ermöglichung der **Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen** und
- **Erhalt der Grünstromeigenschaft** sowie
- zeitnahe Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Der **VKU**⁵ begrüßt⁶ in seiner Position vom 16.01.2024 die Auseinandersetzung der Bundesregierung mit der Stromspeicher-Thematik ebenfalls und fordert eine Weiterentwicklung des vorliegenden Strategieentwurfs.

Die wichtigsten Punkte, die berücksichtigt werden sollten und die wir als HEnW unterstützen, sind:

VKU-Position vom 16.01.2024

- **Technologieoffener Speicherhochlauf:** Die Strategie sollte **alle** sinnvollen Speichertechnologien gleich behandeln, nicht nur Batterien und Pumpspeicherkraftwerke.
- **Umsetzung des europäischen Definitionsrahmens:** Die noch ausstehende Umsetzung führt zu Hemmnissen, insbesondere bezüglich der Befreiung von Abgaben und Umlagen.
- **Nutzung von Knappheitssignalen am Strommarkt:** Langfristig planbare wirtschaftliche Rahmenbedingungen, inklusive zeitlich begrenzter hoher Preise als Knappheitssignale, sind entscheidend für den Speicherausbau.
- **Paralleler Betrieb mit Grünstrom und Graustrom:** Die Möglichkeit, Speicher für grünen und grauen Strom zu nutzen sowie Multi-Use-Speicher zu erleichtern, fördert wirtschaftliche Investitionen.

In Bezug auf die allgemeine Bedeutung von Stromspeichern **betont der VKU** deren Rolle für die Energiewende und fordert eine technologieoffene Herangehensweise im Rechtsrahmen.

Netzanschlussverzögerungen aufgrund des Vorrangs für erneuerbare Energien werden als problematisch betrachtet und eine **Gleichbehandlung aller Stromspeicher** hinsichtlich des Netzanschlussvorrangs wird gefordert. Das ist auch aus Sicht der HEnW ein bedenkenswerter Aspekt.

Auch der BKWK⁷ unterstützt „das Ziel eines Markthochlaufs für Stromspeicher sowie die bestmögliche Integration dieser in ein zukünftiges klimaneutrales und effektives Strommarktsystem“.

4 BDEW-Speicherstrategie für die Stromversorgung, 14.12.2023: [BDEW-Speicherstrategie für die Stromversorgung](#)

5 VKU: Verband kommunaler Unternehmen e. V.

6 Stellungnahme des VKU zum Entwurf der Stromspeicher-Strategie, 16.01.2024: [240116_VKU-SN_Stromspeicherstrategie_final.pdf](#)

7 BKWK: Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V., Position vom 08.12.2023. [BKWK-Stellungnahme zur Stromspeicher-Strategie – Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. \(bkwk.de\)](#)

Die **Bundesregierung** befasst sich mit dem **Thema Speicher** auch im Rahmen der sog. „**Plattform klimaneutrales Stromsystem**“: „Die **AG „Flexibilitätsoptionen“** befasst sich mit der Frage, wie Flexibilitätsoptionen für den Ausgleich der Systembilanz genutzt und in das Stromsystem integriert werden können und welche Hürden und Barrieren dafür aus dem Weg geräumt werden müssen. Der Fokus liegt dabei auf nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen inklusive Speichern.“⁸

Das Thema Speicher erhält damit aktuell den nötigen Fokus in den politischen Diskussionen, dies zeigt sich an den o. g. schriftlichen Ausarbeitungen.

2. Energiespeicher bei integrierten Energieversorgern

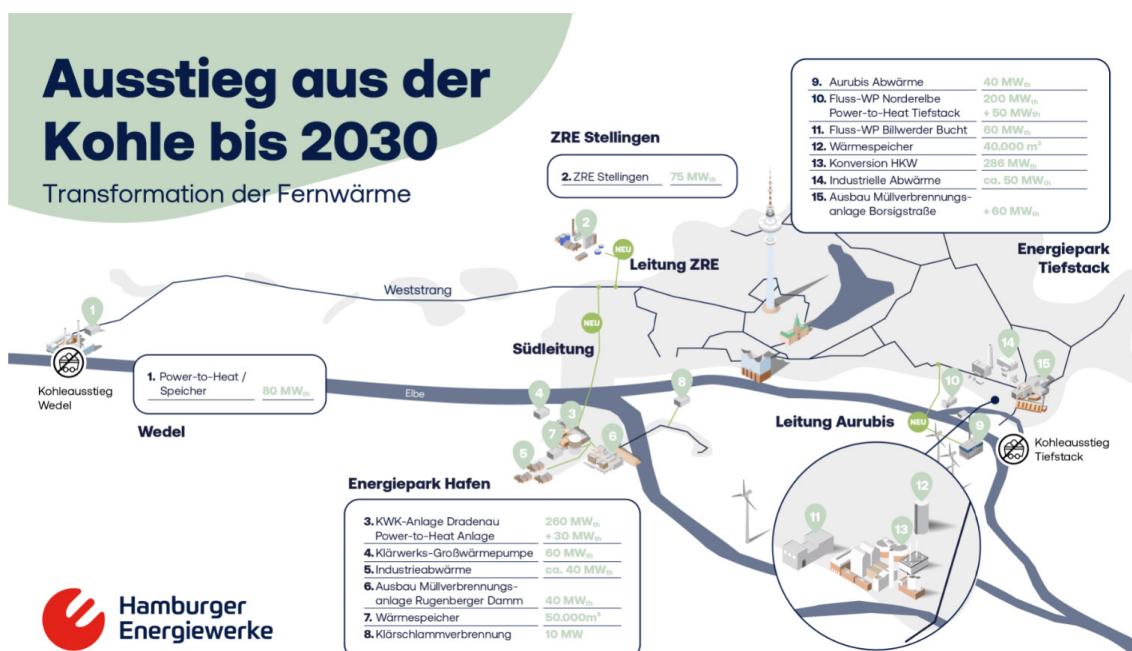
Die HEnW setzen auf die Nutzung von Sektorenkopplung (Power-to-Heat und Power-to-Gas) und auf Speicher.

Ziele der HEnW:

Bis spätestens zum Jahr 2030 wird der Anteil der Kohlewärme von heute 64 % auf null sinken. Das ist ein großer Schritt für die Erreichung der ehrgeizigen Hamburger Klimaziele. Mit einem innovativen Wärmekonzept wird die FernwärmeverSORGUNG auf erneuerbare Energien, CO₂-ärmere Brennstoffe und Abwärme umgestellt.

Das Kohlekraftwerk Wedel soll nach der Heizperiode 2024/2025 abgeschaltet werden, bis spätestens 2030 soll auch das Kraftwerk Tiefstack ohne Kohle auskommen.

Statt einer zentralisierten Erzeugung in wenigen Heizkraftwerken werden in Zukunft mehrere kleinere Quellen für die Erzeugung der Fernwärme eingesetzt.



Das **Stromversorgungssystem** nimmt eine zunehmend zentrale Rolle in der gesamten Energieversorgung ein. Mobilität, Wärme und industrielle Prozesse werden vermehrt auf strombasierte Lösungen umgestellt. Dies kann direkt durch erneuerbare Energien oder indirekt über **Sektorkopplungstechnologien** erfolgen, wie die Nutzung von langfristig speicherbarem Wasserstoff zur Substitution fossiler Gase und für Rückverstromung sowie als Wärmequelle in (Groß-)Wärmepumpen und Power-to-Heat. Energiespeicher werden wesentlich zur Umsetzung der Energiewende beitragen, indem sie Schwankungen ausgleichen und die Systemstabilität stärken.

Sektorkopplung und Speicherung sind entscheidende Werkzeuge für integrierte Energieversorger wie die Hamburger Energiewerke. Als Unternehmen der kommunalen Versorgungswirtschaft sind die HEnW in allen Segmenten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aktiv.

Durch die Errichtung und den Betrieb von Wind- und Solarparks, Solarenergie auf Dächern sowie Geothermieanlagen leisten die HEnW ihren Beitrag zum Übergang in eine treibhausgasneutrale Gesellschaft.

Insgesamt ist eine integrierte Energieversorgung, die auf Energiespeichern basiert, entscheidend für eine nachhaltige und effiziente Nutzung erneuerbarer Energien in den Bereichen Wärme, Mobilität und Industrie.

Die Kombination verschiedener Speichertechnologien und ihre optimale Integration sind dabei entscheidend, um die Herausforderungen der Energiewende erfolgreich zu bewältigen.

3. Wärmespeicher

Die aktuelle Stromspeicher-Strategie hat einen starken Fokus auf Batteriespeicher und Pumpspeicherwerke.

Als integrierter Energieversorger sehen wir daneben auch sinnvolle Technologieoptionen z. B. bei Power-to-X-to-Power und bei Wärmespeichern, die Energie in verschiedenen Medien speichern und zum Teil wieder zurückführen. Diese Technologien sollten ebenfalls adressiert werden.

Wir plädieren für eine technologieoffene Herangehensweise, um verbesserte Rahmenbedingungen für eine Vielfalt von Speichertechnologien zu ermöglichen.

Die Strategie sollte nicht nur die „Kurzzeit-Speicherung“ durch Batterien berücksichtigen, sondern auch die „Langzeit-Speicherung“ über mehrere Tage bzw. Wochen (saisonale) einbeziehen.

Forschung und Entwicklung: zwei Erfahrungen aus Branchensicht

Hochtemperatur-Schüttgut-Wärmespeicher:

Im Rahmen des vom BMWK mit dem Energieforschungsprogramm geförderten Future-Energy-Solutions-Projekt (FES) haben Siemens Gamesa, das Institut für Technische Thermodynamik der Technischen Universität Hamburg und der Energieversorger Hamburg Energie (fusioniert mit dem Unternehmen Wärme Hamburg zum 01.01.2021 zu den HEnW) zusammengearbeitet und eine Demonstrationsanlage für einen **Hochtemperatur-Schüttgut-Wärmespeicher** Anfang 2019 in Hamburg von Siemens Gamesa in Betrieb genommen.

Als Speichermedium für Strom aus erneuerbaren Energien wurde Natursteinschotter genutzt. 2022 wurde der Demonstrationsbetrieb erfolgreich beendet.

Fazit: Siemens Gamesa plante zur damaligen Zeit keine Folgeprojekte, da es „keinen kommerziellen Markt für Großspeicher gibt“.⁹

Saisonaler Speicher – Aquiferwärmespeicher:

Die Hamburger Energiewerke haben im Rahmen eines Teilverhabens des Norddeutschen Reallabors (NRL) eine Erkundungsbohrung für einen Aquiferwärmespeicher am Kraftwerksstandort Tiefstack durchgeführt. Ziel war es, in Bau und Betrieb **einen saisonalen Wärmespeicher** zu erproben.

Fazit: Die Förderrate des Thermalwassers erwies sich im Verlaufe des Fördertests nicht als zufriedenstellend. Die geologische Schicht ist nicht ausreichend durchlässig. Die nötige auskömmliche Wärmeleistung ist am Standort nicht vorhanden. Der Hamburger Untergrund muss weiter erkundet werden für diese Art von Speicherprojekten.¹⁰

Aktuelle Wärmespeicher-Projekte der HEnW

Die HEnW bauen gerade zwei Wärmespeicher:

- Das Projekt im Energiepark Hafen basiert auf den geltenden **Regelungen im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)**. Basis sind die §§ 22 und 23 KWKG.
- Im Projekt für die Nutzung von industrieller Abwärme von Aurubis wird ebenfalls ein Wärmespeicher gebaut. Basis hierfür sind die Regelungen des **Förderprogramms „Wärmenetze 4.0“**, es ist das **Vorläuferprogramm der Bundesförderung „Effiziente Wärmenetze“ (BEW)**.

Diese beiden rechtlichen Vorgaben im KWKG und in der BEW zur Errichtung von Wärmespeichern bieten aus Sicht von HEnW eine gute und wichtige Basis für die Branche.

Es hat gute Gründe, dass der Bau von Wärmespeichern in zwei unterschiedlichen Regelungen verankert wurde, da es sich um **zwei unterschiedliche Anwendungsfälle handelt**:

- Beim Bau eines Wärmespeichers nach dem KWKG ist es Voraussetzung, dass „**die Wärme des Wärmespeichers überwiegend aus KWK-Anlagen oder innovativen KWK-Systemen**“ stammt. Das ist der Fall beim Energiepark Hafen. Es geht vor allem um die Flexibilisierung.
- Beim Bau eines Wärmespeichers nach dem Programm „Wärmenetze 4.0“ wird die **industrielle Abwärme** in das Fernwärmennetz integriert. Hier geht es vor allem um die Glättung von Lastgängen.

⁹ Energiespeicher – Hamburg Energie. Hochtemperatur-Schüttgut-Wärmespeicher: [Weltpremiere: Siemens Gamesa nimmt neuartigen elektrothermischen Energiespeicher in Betrieb – Hamburg Energie](#)

¹⁰ Forschungsprojekt zum Aquiferwärmespeicher endet – Wärme Hamburg ([waerme.hamburg](#))

Der Wärmespeicher als Teil des Energieparks Hafen im Süden der Hansestadt Hamburg

Neuer Knotenpunkt der künftigen Wärmeversorgung der HEnW

- **Fertigstellung 2025** als Teil des Energieparks Hafen¹¹
- Mit dem **Energiepark Hafen** vernetzen die HEnW diverse externe Wärmequellen. Im Hafengebiet entsteht das Herzstück des Energieparks Hafen, eine hocheffiziente gasgefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlage.
- Zu den externen Wärmequellen, die eingebunden werden sollen, gehören die Müllverwertungsanlage Rugenberger Damm, die Abwasserwärmepumpe des Klärwerks Dradenau sowie energieintensive Industriebetriebe.
- Zusätzliche Flexibilität bringt dann neben einer Power-to-Heat-Anlage der Wärmespeicher.
- **Technische Daten des Wärmespeichers:** ca. 50.000 m³ Bruttovolumen, Durchmesser 37 m, Atmosphärisch (kein Überdruck) 98 °C

Der Energiepark Hafen bietet:

- Wärmeversorgung für 180.000 Wohnsorgung (inkl. Abwärme ZRE)
- CO₂-Ersparnis: ca. 360.000 t/a

Förderung:

- Das KWKG bietet für den aktuell geplanten Wärmespeicher eine solide rechtliche Basis (§§ 22, 23 KWKG).
- Das KWKG muss für künftige Wärmespeicher-Projekte mind. bis 2030 verlängert werden.
- Pth (§ 7b KWKG) wird nur gefördert, wenn mind. 30 % der Wärmeleistung der KWK-Anlage aus Pth erfolgt, **dieser Wert ist zu hoch**.



Foto: HEnW

Der Wärmespeicher in Georgswerder

Industrielle Abwärme von Aurubis für das Hamburger Wärmenetz

- **Fertigstellung 2024/2025**
- Das Wasser für den Speicher wird auf dem Aurubis-Gelände auf bis zu 105 °C durch die industrielle Abwärme aus der Kupferproduktion erhitzt und durch Fernwärmeleitungen zum Speicher gepumpt.
- Der Speicher ist in Verbindung mit einer Netzpumpenanlage nötig, da die Abwärme nicht immer im Moment des Wärmebedarfs anfällt.
- **Technische Daten des Druckwärmespeichers:** Höhe 35 m, Durchmesser 14 m und Fassungsvermögen 4.000 m³; max. 6,5 bar
- Mit der Industrieabwärme von Aurubis können rund 20.000 Haushalte mit klimaneutraler Fernwärme versorgt und jährlich 100.000 Tonnen CO₂-Emissionen eingespart werden.

Förderung:

- Förderung nach BAFA-Wärmenetze 4.0 bietet für den aktuellen Wärmespeicher eine solide rechtliche Basis
- 37,6 % Förderung auf den förderfähigen Teil



Foto: HEnW

HEnW zu Vorgaben für Wärmespeicher:

- Das KWKG sollte daher für den Zubau weiterer Wärmespeicher verlängert werden bis mindestens 2030.
- Die BEW braucht eine solide langfristige Finanzierung. Aktuell werden die Gelder jährlich durch den Bundeshaushalt freigegeben. Damit haben die Unternehmen keine langfristige Planungssicherheit bis zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045. Werden Transformationspläne nach der BEW erstellt, wie das u. a. auch bei den HEnW der Fall ist, so stellen die Unternehmen einen Plan bis 2045 auf.

4. Batteriespeicher

Die aktuelle Stromspeicher-Strategie fokussiert insbesondere Batteriespeicher.

Stromspeicher und EEG

Zutreffend heißt es in der Strategie des BMWK, dass Stromspeicher als Anlagen im Sinne des EEG gelten, wenn sie beim Aufladen ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien beziehen.

Nach den aktuellen Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz wird der Speicher in seiner Fahrweise direkt mit der Solaranlage verknüpft. Eine Nutzung von verfügbarem Strom aus dem Stromnetz ist nicht möglich.

Dazu führt der VKU aus:

- **Das Erfordernis der Ausschließlichkeit verhindert Multi-Use- Anwendungen.**
- Zudem kommen diese Speicher in der Realität aktuell kaum zum Einsatz.
- Im Ergebnis müsste praktisch für jede Anwendung ein eigener Speicher gebaut werden. Das ist ineffizient und ebenfalls ein wesentliches Hemmnis.

Die Möglichkeit des parallelen Betriebs mit Grünstrom und Graustrom steigert den Nutzungsgrad von Anlagen erheblich. Die Beschränkung auf Grünstrom ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, da sie die Auslastung reduziert und die Stromgestehungskosten unnötig erhöht. Aufgrund der Volatilität erneuerbarer Energien wird der Großteil der Speichernutzung durch EE-Strom erfolgen, was im Ziel 2035 von 100 % EE-Strom resultieren soll. Stromspeicher agieren somit als Systemdienstleister und sollten nicht zwischen Grün- und Graustrom wählen müssen.

Aus Sicht der HEnW setzt der VKU hier den richtigen Impuls.

- So wäre es im Sinne einer volkswirtschaftlichen Optimierung sowie zur Senkung der Ausschreibung-Kosten sinnvoll, bei einer Kopplung von Photovoltaik mit einem Stromspeicher auch eine Optimierung des Gesamtsystems im Hinblick auf Windstrom zu ermöglichen.
- Eine Nutzung von **Strom aus dem Netz** wäre hierfür eine Voraussetzung.

Baukostenzuschuss

Baukostenzuschüsse (BKZ) sind vielerorts ein **Hindernis für Investitionen**. Insbesondere **regionale Unterschiede** in der Höhe der BKZ schaffen uneinheitliche Anreize für Investitionen, die nicht zwangsläufig den Anforderungen des Gesamtsystems entsprechen. Der BKZ kann sich schon bei zwei großen angrenzenden Verteilnetzen um den Faktor 3 unterscheiden.

HEnW:

- Daher begrüßen wir die Initiative von CDU/CSU, die auch von der Bundesregierung in der Stromspeicher-Strategie aufgegriffen wird, die Struktur der BKZ für Großspeicher durch die BNetzA zu überprüfen und gegebenenfalls zu **standardisieren**. Eine mögliche Reduzierung könnte in Betracht gezogen werden, um gezielte Investitionen zu fördern.

Aktuelle Rechtsprechung zum Baukostenzuschuss (BKZ):

- Grundsätzlich gilt, dass Stromnetzbetreiber für den Anschluss an das Netz einen Baukostenzuschuss erheben dürfen. Das Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf hat in seinem Beschluss vom 20. Dezember 2023 (Az.: 3 Kart 183/23) festgestellt, dass die für die Berechnung der BKZ verwendete Leistungspreis-Methode für sog. Graustromspeicher (netzgekoppelt) nicht mit dem EnWG vereinbar ist. Nach der Methode wird die installierte Leistung mit einem bestimmten Leistungspreis multipliziert, es wird nur der Einspeisevorgang betrachtet.
- Das Verfahren liegt nun zur erneuten Befassung bei der Bundesnetzagentur (BNetzA).¹² Es bleibt abzuwarten, wie die BNetzA entscheiden wird und ob die Speicherstrategie des BMWK Berücksichtigung findet, indem z. B. BKZ für Graustromspeicher unter bestimmten Bedingungen abgeschafft werden.

Die HEnW begrüßen die Anregung für eine Überarbeitung der BKZ-Berechnungsmethodik und die Erwägung einer Abschaffung des BKZ bei Graustromspeichern.

Baurechtliche Vorgaben und Genehmigungen

Das Baurecht greift die Stromspeicher-Strategie der Bundesregierung auf in *3.7 Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen*. Um das Potenzial für den Neubau und die Erweiterung von Großspeichern erschließen zu können, wäre danach Folgendes zu eruieren:

1. Verkürzung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren:

- Baurecht (§ 35 BauGB)
- Sicherheitsvorschriften (AWSV, EltBauV)

2. Konsultation mit der Branche:

- Erörterung von Maßnahmen
- Festlegung der Reihenfolge für maximale Beschleunigung

3. Umfassende Auslegung des Begriffs „Genehmigungsverfahren“:

- Bundes- und Landesrecht
- Baurecht, Sicherheitsvorschriften etc.

12 Bewertungen bei OLG Düsseldorf: Berechnung von BKZ für Batteriespeicher nach Leistungspreismodell unzulässig (raue.com) sowie Erhebung von Baukostenzuschüssen beim Netzanschluss von Batteriespeichern (taylorwessing.com)

Der VKU erläutert, wie es zu **Unklarheiten für Genehmigungsbehörden kommt:**

- 1. Interpretationsspielraum von § 35 BauGB und § 11c EnWG:** Der Interpretationsspielraum von § 35 BauGB in Verbindung mit § 11c EnWG ist groß und bietet wenig Planungssicherheit für die Genehmigungsverfahren von Speichern.
- 2. Konkretisierung der Anforderungen aus Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV):** Es wäre wünschenswert, die Anforderungen, die sich aus dem WHG und der AwSV ergeben, klarer zu definieren und zu konkretisieren.
- 3. Löschwasserrückhaltung und LöRüRL:** Ein nicht erwähnter Punkt in der Veröffentlichung des BMWK ist die Löschwasserrückhaltung und die Löschwasser-Rückhalte-Richtlinie (LöRüRL). Diese behandelt keine Details zu Speichern und es existiert kein anerkannter Stand der Technik für die Umsetzung der Löschwasserrückhaltung.

Der Zubau von Speichern in der Nähe von Umspannwerken, der aus systemischer Sicht sinnvoll ist, wird durch die Vorgaben im Baurecht erschwert und verlangsamt.

Aus Sicht der HEnW wäre hier – wie von der Stromspeicher-Strategie und dem VKU vorgeschlagen – eine Anpassung des Baurechts sinnvoll. Maßnahmen könnten die Standardisierung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren sein, ebenso wie die Konkretisierung von Sicherheitsvorschriften.

5. Elektromobilität und bidirektionales Laden

In Bezug auf die Regelungen für bidirektionales Laden in der Elektromobilität erkennt die Bundesregierung in ihrer Stromspeicher-Strategie die Notwendigkeit der „Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens“.

Die HEnW begrüßen diese Perspektive ebenfalls.

Es besteht aus Sicht der HEnW dringender Handlungsbedarf in Bezug auf eine klare rechtliche Definition des Begriffs „Mobiler Speicher“, den diskriminierungsfreien Zugang zu Fahrzeugdaten (wie Ladezustand und Energiebedarf) und die Gleichbehandlung von mobilen und stationären Speichern hinsichtlich der Befreiung von Netzentgelten.

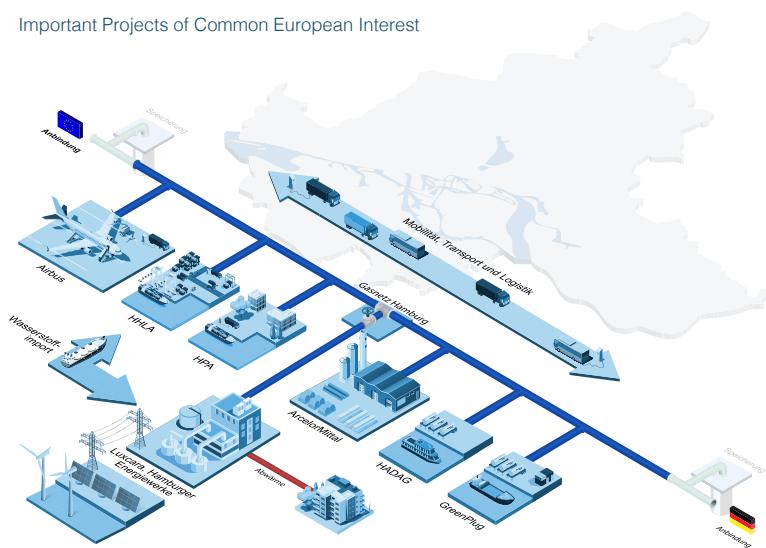
Der größte Bedarf an inhaltlicher Klärung im regulatorischen Rahmen besteht insbesondere in der Umsetzung von Art. 20a Abs. 3 Satz 2 der RED III (EU-Richtlinie für erneuerbare Energien). Dies betrifft vor allem den diskriminierungsfreien Zugang zur Fahrzeughbatterie für die Nutzerinnen und Nutzer sowie für von ihnen beauftragte Dritte.

6. Wasserstoffspeicher

Die Hamburger Energiewerke arbeiten mit Luxcara und dem Programm Hamburg Green Hydrogen Hub (HGHH)¹³ an der Errichtung einer Wasserstoffelektrolyse am Kraftwerksstandort Moorburg zur Dekarbonisierung der Industrie im Hamburger Hafen.

WASSERSTOFF-VERBUND HAMBURG

Important Projects of Common European Interest



Die Metropolregion Hamburg ist perfekt geeignet für den Aufbau der gesamten Wasserstoffinfrastruktur. Von Gasnetz Hamburg wird ein eigenes dediziertes Wasserstoffnetz aufgebaut (HH-WIN), um die Verbraucher aus der Industrie mit dem Wasserstoff zu versorgen, der im Projekt HGHH am Standort Moorburg produziert wird. Das Wasserstoffnetz soll in seinen Ausbaustufen zukünftig noch weitere Standorte der Industrie in Hamburg erreichen.¹⁴ Das Wasserstoffkernnetz, das mit der aktuellen Energiewirtschaftsgesetz-Novelle bundesweit geplant ist, ist mit dem hamburgischen Wasserstoffnetz verbunden.

In der aktuellen Energiekrise ist die Relevanz von Gasspeichern in den Fokus der politischen Diskussion gerückt. Bei der Frage von inländischer Wasserstoffspeicherung erscheint es daher sinnvoll, wie im Antrag der CDU/CSU-Fraktion vorgeschlagen, den **zukünftigen Speicherbedarf für Wasserstoff** in Deutschland zu ermitteln.

HEnW: So sollte zum erfolgreichen Hochlauf des Wasserstoffs neben dem Aufbau von Wasserstoffherstellung und Wasserstoffverteilung auf der nationalen Ebene auch ein hinreichender Zubau von Wasserstoffspeichern an geeigneten Standorten geprüft werden.

Als Produzent von grünem Wasserstoff benötigen wir eine ähnliche Flexibilität wie sie derzeit im Gasnetz vorhanden ist. Ein frühzeitiger und diskriminierungsfreier Zugang zu großen Wasserstoffspeichern sollte gewährleistet sein, und dies gilt nicht nur für Speicherbetreiber. Um Produkte sinnvoll zu strukturieren, insbesondere im Hinblick auf Base-Lieferungen von grünem Wasserstoff, sollten Speicher als wirksames Werkzeug betrachtet werden. Zusätzlich wird die saisonale Speicherung als volkswirtschaftlich sinnvoll erachtet und sollte entsprechend unterstützt werden.

13 Neuaufstellung: Luxcara steigt bei Hamburg Green Hydrogen Hub ein – Hamburger Energiewerke (hamburger-energiewerke.de)
 14 HH-WIN: Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz für grünes Gas (gasnetz-hamburg.de)



Ausschussdrucksache **20(25)557**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

26. Januar 2024

Stellungnahme
Benedikt Deuchert, Head of Business Development & Regulatory Affairs, Kyon Energy Finance GmbH

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage

SCHRIFTLICHE STELLUNGNAHME

*anlässlich der öffentlichen Anhörung zum Antrag der
Fraktion der CDU/CSU, 'Energiespeicher jetzt ausbauen' (BT-
Drs. 20/8525) am 29. Januar 2024*

GRÜNWALD, 26. JANUAR 2024

BENEDIKT DEUCHERT
HEAD OF BUSINESS DEVELOPMENT & REGULATORY AFFAIRS
KYON ENERGY FINANCE GMBH



Zusammenfassung

Im Zuge des aus Systemsicht erforderlichen Speicherausbau in den nächsten Jahren fällt einem zügigen und umfassenden Zubau von netzgekoppelten Großbatteriespeichern eine Schlüsselrolle zu. Der volkswirtschaftliche Nutzen ist erheblich und wurde kürzlich von Frontier Economics auf ca. 12 Mrd. EUR bis 2050 beziffert. Zudem führt ein rein marktgetriebener, subventionsfreier Zubau von Großbatteriespeichern zu einem geringeren Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität: Im Jahr 2030 führt zum Beispiel ein Großbatteriespeicherportfolio von 15 GW / 60 GWh zu einem um 9 GW verminderten Bedarf an Gaskraftwerken.

Dabei generiert der Strommarkt im Kurzfristbereich bereits heute hinreichende Preissignale, um umfangreiche Investitionen in Bereich von Großbatteriespeichern anzuregen. Dies allein reicht aber nicht aus, um den erheblichen künftigen Bedarf – der laut Bundesnetzagentur im Jahr 2037 mit mindestens 23,7 GW etwa um den Faktor 20 höher liegt als der heutige Bestand – zu decken. Nötig ist die Schaffung konsistenter, fairer Rahmenbedingungen, damit Großbatteriespeicher und weitere Speichertechnologien mit konventioneller, erzeugungsseitiger Flexibilität konkurrieren können. Zumal derzeit auf der Erzeugungsseite weder Baukostenzuschüsse noch Netzentgelte anfallen, sollten insbesondere die hieraus resultierenden einseitigen Belastungen für (Großbatterie-)Speicher zeitnah und langfristig planbar entfallen. Dies gilt in erster Linie für rein netzgekoppelte Speicher, aber auch für Co-Location Geschäftsmodelle von Speichern mit Stromerzeugung und/oder -verbrauch vor Ort. Ferner sollte eine sinnvolle NetzinTEGRATION von Speichern vom Gesetz- bzw. dem Verordnungsgeber definiert werden, um das kostbare Gut der Netzanschlusskapazitäten möglichst effizient zu nutzen und eine netzdienliche Nutzung marktbasierter eingesetzter Speicher zu sichern. Hierfür wird in Anlehnung an die bestehende Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) die Einführung einer eigenen „Speicher-Netzanschlussverordnung“ (SpeicherNAV) vorgeschlagen. Zuletzt müssen genehmigungsrechtliche Hürden insbesondere im Bereich des BauGB überwunden werden, um einen schnellen, kosteneffizienten und bedarfsgerechten Speicherhochlauf zu erzielen.

Die hier beschriebenen Handlungsfelder werden zwar sowohl im vorliegenden Unionsantrag als auch in der zwischenzeitlich vorgelegten Stromspeicher-Strategie des BMWK zumindest in Teilen benannt, nötig ist nun aber eine zügige Konkretisierung und entschlossene Umsetzung der sich hieraus ableitenden Maßnahmen.

I. Einleitung und Einordnung der Stellungnahme

Die zentrale Bedeutung von Speichern für das weitere Fortkommen der Energiewende wird von der überwältigenden Mehrheit der Experten im Bereich des Energiesystems in Deutschland anerkannt. Neben Speichern für Wärme und Wasserstoff gilt dies insbesondere für Stromspeicher.

Bei Stromspeichern ist zu unterscheiden zwischen dezentralen Anwendungen auf der Niederspannungsebene, insbesondere PV-Heimspeichern, und großtechnischen Anlagen. Bei großtechnischen Anlagen spielen in Deutschland insbesondere Pumpspeicherkraftwerke und Großbatteriespeicher eine zentrale Rolle.

Die vorliegende Stellungnahme fokussiert auf Großbatteriespeicher, was aber die anerkannte Rolle von Wärme- oder Wasserstoffspeichern oder von Strom-Heimspeichern in keiner Weise schmälern soll. Fakt ist aber, dass in einem immer stärker elektrifizierten Energiesystem großtechnische Speicherlösungen benötigt werden. Dabei ist das Zubaupotential bei Pumpspeicherkraftwerken sowohl in puncto Umsetzungszeit als auch in puncto des gesamten Ausbaupotentials in Deutschland überschaubar. Demnach kommt dem Hochlauf von Großbatteriespeichern eine zentrale Rolle zu.

Unter anderem kommt dies im aktuellen Szeniorahmen für den Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Ausdruck, der von der Bundesnetzagentur genehmigt wurde und auf den sich auch der vorliegende Antrag der Fraktion der CDU/CSU (BT Drucksache 20/8525; im Folgenden „Unionsantrag“) bezieht. Dort werden mindestens 23,7 GW Großbatteriespeicher im Jahr 2037¹ erwartet, das entspricht etwa dem Zwanzigfachen des aktuellen Niveaus. Im Jahr 2045 werden sogar mindestens 43,3 GW angenommen. Der Netzentwicklungsplan beschreibt den Betrieb jener Großbatteriespeicher einerseits am Strommarkt, andererseits als „Netzpuffer“ für den Einsatz im präventiven Engpassmanagement und somit zur Verbesserung der Auslastung der Netze, mithin für eine Verringerung der Abregelungen von Erneuerbaren bedingt durch Netzengpässe.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber kommen im sog. TYNDP, ihrem 10-Jahres-Plan zur Netzentwicklung, zu noch deutlich höheren Ergebnissen. Sie prognostizieren bis zum Jahr 2030 einen Anstieg der Speicherkapazität auf 26 GW / 52 GWh, bis zum Jahr 2040 auf 114 GW / 227 GWh und bis zum Jahr 2050 auf 185 GW / 370 GWh.² Auch das Fraunhofer ISE übertrifft die Schätzungen des Netzentwicklungsplans mit 104 GWh in 2030 und 178 GWh in 2040.³ Zuletzt hat Frontier Economics in einem von Kyon Energy und weiteren Vertretern der Speicherbranche

¹ BNetzA (2022), Genehmigung des Szeniorahmens 2023-2037/2045, Az.: 4.14.01.01/001#1

² Entso-E (2023), TYNDP 2024 Draft Supply Inputs

³ Fraunhofer ISE (2022), Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten

beauftragten Gutachten einen Bedarf an 15 GW und 60 GWh an Großbatteriespeichern bis 2030 berechnet.⁴

Dies steht in scharfem Kontrast zur Sicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), das im zuletzt veröffentlichten Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie schreibt:

„Auch Batteriespeicher werden eine wichtige Rolle spielen. Der Bedarf an stationären Batteriespeichern als zusätzliche Flexibilitätsoption ist in einem kostenoptimierten Gesamtsystem allerdings begrenzt, da Batterien insbesondere für die Kurzfristspeicherung geeignet sind.“⁵

Im Ergebnis geht die aktuelle Systementwicklungsstrategie nicht von einem Zubau an Großbatteriespeichern in Deutschland aus.

Im Folgenden werden die Potentiale von Großbatteriespeichern benannt, die die Grundlage für die Annahme eines erheblichen Bedarfs für ebenjene Speicher in einem kostenoptimierten Gesamtsystem bilden und die einen wesentlichen Sachgrund für den im vorliegenden Unionsantrag geforderten, beschleunigten Speicherausbau darstellen.

II. Potentiale von Großbatteriespeichern

Die jüngste Studie von Frontier Economics hat ergeben, dass sich der volkswirtschaftliche Nutzen von Großbatteriespeichern im dort bezifferten Umfang (15 GW / 60 GWh im Jahr 2030, weitere Zunahme in den weiteren Dekaden) bis im Jahr 2050 auf 12 Mrd. EUR belaufen wird. Der dort ermittelte volkswirtschaftliche Nutzen bezieht sich rein auf ein preisgetriebenes Verhalten von Speichern auf den Großhandelsmärkten und wäre noch um positive Effekte beispielsweise durch Kostensenkungen in der Bereitstellung von Regelleistung und weiteren Systemdienstleistungen sowie um Potentiale im Zusammenhang mit einer netzdienlichen Fahrweise (vgl. „Netzpuffer“-Konzept im Netzentwicklungsplan) zu ergänzen.

Der somit bezifferte volkswirtschaftliche Nutzen leitet sich im Wesentlichen aus den sinkenden Gesamtkosten für die Bereitstellung von elektrischer Energie ab, da am Markt agierende Speicher zwar in Überschussphasen mit niedrigen Strompreisen durch zusätzliche Nachfrage (Beladung) den Preis erhöhen, ihn aber in Knappheitsphasen mit hohen Preisen durch Entladung senken. Statistisch zeigt sich dabei, dass die Beladung häufig nur zu einer geringen Erhöhung des Strompreises führt, da die Merit-Order-Kurve dann häufig flach ist (z.B. ist am Markt in Zeiten von EE-Überschüssen häufig ein Preis nahe 0 EUR/MWh vorzufinden, der auch bei gradueller Zunahme der Nachfrage in derselben Größenordnung verharrt). Hingegen steigen die Grenzkosten in Zeiten von Stromknappheit typischerweise stärker an,

⁴ Frontier Economics (2023), Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem

⁵ BMWK (2023), Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie

weswegen zusätzliches Stromangebot durch Speicherentladung in jenen Zeiten zu einer teils deutlichen Senkung der Strompreise führt. In Summe ergibt sich eine Reduktion des Baseload-Preises aus dem Speichereinsatz, nebst einer aus Verbrauchersicht ohnehin wünschenswerten Glättung des gesamten Preisniveaus.

Ferner ist bei der Ermittlung des volkswirtschaftlichen Nutzens zu berücksichtigen, dass für die Errichtung von Großbatteriespeichern zwar erhebliche Investitionen notwendig sind, diese aber gegen Brennstoff- und CO2-Kosten in Ansatz gebracht werden müssen, die alternativ bei der Nutzung von Gaskraftwerken anfielen. In Summe führt dies zu den oben bezifferten positiven volkswirtschaftlichen Effekten im zweistelligen Milliardenbereich.

Zudem konnte ermittelt werden, dass der Zubau der erwarteten 15 GW Großbatteriespeicher den Gesamtbedarf an zusätzlichen Gaskraftwerken zur Abdeckung von Spitzenlasten in Knappheitssituationen erheblich verringert. Betrachtet man beispielsweise wiederum das Jahr 2030, ergibt sich im Standardmarktmodell von Frontier Economics neben dem Bedarf an Großbatteriespeichern in Höhe von 15 GW / 60 GWh unter anderem ein Bedarf an neuen Gaskraftwerken in Höhe von 26 GW, die für die Deckung von Spitzenlasten in Zeiten mit geringem EE-Dargebot benötigt werden. Würde man aber annehmen, dass der Ausbau von Großbatteriespeichern nicht stattfindet (z.B. aufgrund zu großer regulatorischer Hürden – siehe hierzu Abschnitt III.), würde sich der Bedarf an neuen Gaskraftwerken um 9 GW auf dann 35 GW erhöhen.

Dies belegt eindrücklich das Potential von Kurzfristspeicherung zur Verringerung des Bedarfs an gesicherter Erzeugungskapazität. Auch Versorgungssicherheitsfragen sind insoweit zu bedenken, da sich mit Blick auf Umsetzungsmöglichkeiten die Frage stellt, welche Mengen an Gaskraftwerken in der verbleibenden Zeit bis 2030 überhaupt in Betrieb genommen werden können – insbesondere zumal Investitionen in neue Gaskraftwerke aktuell nicht marktgetrieben stattfinden und die Branche stattdessen nach umfangreichenden Förderungen ruft.⁶ Sollten nämlich weder Großbatteriespeicher noch Gaskraftwerke in genanntem Umfang realisiert werden, ist die Systemadäquanz, also die Fähigkeit des Systems, die bestehende Stromnachfrage zu decken, nicht mehr zu jeder Zeit gewährleistet. Im Umkehrschluss bestehen positive Effekte des Zubaus an Großbatteriespeichern auf die Versorgungssicherheit, da in jedem Fall mit derselben Menge an gesicherter Erzeugungsleistung durch einen Rückgriff auf Großbatteriespeicher weitere Reserven im System erschlossen werden.

Der hier diskutierte Zubau von Großbatteriespeichern erfolgt auf rein wirtschaftlicher Basis ohne zusätzlichen Förderungsbedarf, da Großbatteriespeicher – von bestehenden regulatorischen Hürden und Verzerrungen abgesehen – auf dem Strommarkt Preissignale vorfinden, die auskömmliche Projektrenditen erwarten

⁶ Handelsblatt (2024), Kraftwerksstrategie auf der Ziellinie
Siehe hierzu unter anderem Äußerungen von Branchenvertretern auf dem Handelsblatt Energiegipfel vom 23.-26.1.2024, nachlesbar hier: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energieversorgung-kraftwerksstrategie-auf-der-ziellinie/100007474.html>

lassen. Dies erklärt auch, warum zuletzt zahlreiche neue Projekte angekündigt wurden, die in Summe im GW-Maßstab liegen^{7,8,9,10}. Um den Ausbau zu verstetigen und die weiter oben benannten Bedarfe zu befriedigen, ist aber eine umfangreiche Weiterentwicklung des rechtlich-regulatorischen Rahmens erforderlich. Näheres wird im folgenden Abschnitt III. ausgeführt.

III. Rechtlich-regulatorische Situation und zentrale Handlungsfelder

Bereits zum 1. Juli 2023 trat die neue Definition des Begriffs der Energiespeicheranlage gemäß § 3 Nummer 15d EnWG¹¹ in Kraft. Damit erhielten Speicher im Energierecht einen neuen Status. Die Definition erkennt an, dass wesentliche Eigenschaft von Speichern für das Energiesystem die zeitliche Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung ist und es sich bei Speichern nicht um Letztverbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen handelt. Um der neuen Rolle von Energiespeicheranlagen im Energiesystem gerecht zu werden und Hürden für Speicher abzubauen, sind hinausgehend über die Begriffsdefinition verschiedene Änderungen im bestehenden – für die Erzeugung, den Transport und den Verbrauch von Strom geschaffenen – energierechtlichen Rechtsrahmen erforderlich, wie im vorliegenden Unionsantrag und in der zwischenzeitlich vorgelegten Stromspeicher-Strategie des BMWK¹² richtigerweise angedeutet.

Dies betrifft unter anderem den Netzanschluss von Speichern. Bislang gibt es nur für Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen bestehende Regelwerke, die zum Teil auf Speicher angewendet werden. Dies führt zunächst zu einem erheblichen Maß an Rechtsunsicherheit, weil die Anwendung der für Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen konzipierten Regelungen auf Speicher oftmals nicht eins zu eins möglich oder sinnvoll ist. Der daraus resultierende Auslegungs- und Anwendungsspielraum ist bereits per se investitionshemmend. In einzelnen Punkten führt der bisherige Rechtsrahmen auch unmittelbar zu nachteiligen Effekten bei Speichern, die einen dringend benötigten Zubau bremsen und bei systemischer und volkswirtschaftlicher Betrachtung Fehlanreize setzen. Aus Sicht des Projektierers und Betreibers von Großbatteriespeichern bestehen insbesondere die folgenden konkreten Hürden, die einem Zubau im erforderlichen Maße entgegenstehen:

⁷ Kyon Energy (2023), Kyon Energy erhält grünes Licht für neues 275 MWh Batteriegrößspeicherprojekt in Niedersachsen

⁸ Kyon Energy (2023), Kyon Energy erhält Genehmigung für 116 MWh Batteriegrößspeicherprojekt in Sachsen Anhalt

⁹ Eco Stor (2023), 600 MWh Batteriespeicherprojekt für Wengerohr in Planung

¹⁰ Preussen Elektra (2023), In Brokdorf könnte der größte Batteriespeicher der EU entstehen

¹¹ „Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung verschoben wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt.“

¹² BMWK (2023), Stromspeicher Strategie

1. Belastung von Speichern mit dem (für Letztverbraucher konzipierten) Baukostenzuschuss¹³
2. Zeitliche Befristung der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Absatz 6 EnWG auf Speicher mit Inbetriebnahme bis Mitte 2029. Zwar wurde die Übergangsregelung im Zuge der Anpassung des EnWG vom 29.12.2023¹⁴ um drei Jahre verlängert, aber eine dauerhaft tragfähige Lösung steht aus.
3. Keine Anwendbarkeit der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Absatz 6 EnWG auf Speicher mit Geschäftsmodellen, die neben der Netznutzung auch eine Einspeicherung aus Erzeugungsanlagen (Co-Location-Speicher) oder eine Ausspeicherung vor Ort (z.B. Industrie- und Gewerbespeicher) vorsehen.
4. Zu lange Dauer der Bearbeitung von Netzanschlussbegehren
5. Zu lange Dauer der Herstellung von Netzanschlüssen oder sogar Nichtverfügbarkeit von Netzanschlüssen aufgrund unnötiger „Worst Case“-Betrachtung der Leistung des Speichers, weil ein dauerhafter Bezug und gleichzeitig eine dauerhafte Einspeisung des Speichers mit voller Leistung (wie bei einem Letztverbraucher/einer Erzeugungsanlage) netzplanerisch zugrunde gelegt wird.

Jene Hürden werden zwar in Grundzügen sowohl im vorliegenden Antrag als auch von der Stromspeicher-Strategie aufgegriffen, es werden aber keine umfassenden Lösungsvorschläge unterbreitet.

Hinzu kommen aus dem Genehmigungsrecht resultierende Hürden. Hierauf wird im vorliegenden Unionsantrag unter Ziffer II. Nr. 5 verwiesen, und zumindest die wesentlichen Handlungsfelder werden in Ziffer 3.7 der BMWK-Stromspeicherstrategie benannt. Eine zentrale Hürde liegt aus Praxissicht darin, dass zwar ein „übergendes öffentliches Interesse“ von Speichern in den § 11c EnWG aufgenommen wurde, die praktischen Konsequenzen für einen Bau von Speichern im Allgemeinen und insbesondere von netzgekoppelten im Außenbereich (vgl. § 35 BauGB) aber von Genehmigungsbehörden teils unterschiedlich interpretiert werden. Erforderlich ist eine gesetzgeberische Klarstellung, dass zumindest netzgekoppelte Speicher im Sinne des § 118 Absatz 6 Satz 3 EnWG, die typischerweise im Umkreis leistungsfähiger Netzinfrastruktur und damit im Außenbereich errichtet werden, auch grundsätzlich im Außenbereich zulässig sind.

¹³ Kyon Energy geht aktuell auch rechtlich gegen die Erhebung von Baukostenzuschüssen von Speichern vor. In diesem Zusammenhang erging am 20.12.2023 der Beschluss 183/23 des Oberlandesgerichts Düsseldorf, in der die aktuelle Praxis der im Vergleich zu Verbrauchslasten unterschiedlosen Anwendung des von der BNetzA vorgesehenen „Leistungspreismodells“ auf Speicher für rechtswidrig erklärt wurde. Das Urteil ist allerdings nicht rechtskräftig, da die Bundesnetzagentur hiergegen eine Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof eingelebt hat. Ausweislich dieses Vorgehens muss festgehalten werden, dass die Bundesnetzagentur offensichtlich nicht an einer zeitnahen Schaffung einer rechtssicheren Lösung interessiert ist, die insbesondere in einer Klarstellung seitens der Bundesnetzagentur bestehen könnte, dass von Speichern keine Baukostenzuschüsse zu erheben sind.

¹⁴ Vgl. Artikel 1, Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften

IV. Vorgeschlagene Lösungsoptionen

Den oben unter 1. bis 3. genannten Hürden und Fehlanreizen kann jedenfalls teilweise mit Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz begegnet werden, auch unter Berücksichtigung des Urteils des Europäischen Gerichtshofs hinsichtlich der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur¹⁵. Beispielsweise ist in der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) unter § 8 Absatz 3 eine Befreiung von Baukostenzuschüssen für Netzanschlüsse geregelt, die im Geltungsbereich der KraftNAV erfolgen. Eine entsprechende Regelung wäre demnach auch für Speicher denkbar (Punkt 1).

Analog kann für die Punkte 2 und 3 argumentiert werden, dass es im Verantwortungsbereich des Gesetzgebers liegt, über das „Ob“ von Netzentgelten (nicht aber über das „Wie“, vergleiche hierzu den neuen § 21 Absatz 3 EnWG) zu entscheiden. Ein Hebel hierfür läge beispielsweise in der Beantwortung der Frage, inwieweit beim Vorgang der Energiespeicherung ganz grundsätzlich andere Prinzipien gelten als bei der Netznutzung durch Erzeuger einerseits und durch Letztverbraucher andererseits.

Die Punkte 4 und 5 beziehen sich jeweils auf Fragestellungen rund um den Netzanschluss von (Großbatterie-)Speichern. Wie bereits unter Punkt 1 skizziert, bestehen weiterhin gesetz- bzw. verordnungsgeberische Möglichkeiten zur Regelung von Netzanschlussprozessen. Dies ist auch für Speicher denkbar, beispielsweise im Rahmen einer neu auszugestaltenden „Speicher-Netzanschlussverordnung“ (im Folgenden *SpeicherNAV* genannt). Die Ziele einer künftigen SpeicherNAV sind aus der Perspektive des Gesamtenergiesystems heraus festzulegen, wobei sowohl der aktuelle Stand des Energiesystems in Deutschland als auch der zu erwartende weitere erhebliche Zubau von PV- und Windenergieanlagen zu berücksichtigen sind.

Zu nennen sind dabei insbesondere:

- a) Beschleunigung des Netzanschlusses von Speichern
- b) Allokation von Speichern an systemdienlichen Standorten
- c) Sicherstellung einer systemdienlichen Betriebsweise von Speichern
- d) Sicherstellung einer fairen Verteilung des volkswirtschaftlichen Nutzens aus dem Speicherbetrieb zwischen dem Speicherbetreiber und der Gesellschaft.

Exkurs zu einer denkbaren SpeicherNAV

Um dies zu realisieren, sind fünf Kernpunkte für eine erfolgreiche SpeicherNAV zu berücksichtigen:

- 1. Anwendungsbereich:** Der Anwendungsbereich sollte alle Netzanschlüsse von Energiespeicheranlagen an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 10 Kilovolt (Mittelspannungsnetze und darüber) umfassen.

¹⁵ EuGH (2021), Urt. v. 02.09.2021, Rs. C-718/18

2. Priorisierter Netzanschluss: Speicher, die systemdienlich agieren, sollten genau wie Erneuerbare-Energien-Anlagen einen beschleunigten und bevorzugten Netzanschluss erhalten (ähnlich dem § 8 EEG 2023), um ihr Potenziale schnellstmöglich nutzen zu können.

3. Netzdienliche Betriebskonzepte: Wenn Energiespeicheranlagen von den Privilegien der SpeicherNAV profitieren, muss auch die Betriebsweise von Speichern an den Bedürfnissen des Netzes ausgerichtet werden. Dies fördert die netzdienliche Nutzung von Energiespeichern. Als flexibler und individueller Lösungsansatz wäre denkbar, dass Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Anschlussprozesses nach vorgegebenen Regeln bestimmte Leitplanken für das Betriebskonzept des Speichers über die ohnehin bestehenden Möglichkeiten des § 13a Absatz 1 EnWG festlegen dürfen, um das Verhalten des Speichers optimal an die individuelle Netzsituation anpassen zu können. Dies schafft die nötige Verbindlichkeit, damit Netzbetreiber ohne Risiko von „Worst-Case“-Betrachtungen abrücken können.

4. Definition des Betriebskonzeptes: Um das Betriebskonzept zu erstellen, müssen die technischen Fähigkeiten und Grenzen des geplanten Speichers definiert und vom Netzbetreiber Anschlusspunkt, die Anschlussleitungen, Lastflüsse und Netzbeinflüsse sowie der erwarteten Einsatzumfang des Energiespeichers geprüft werden. Im Betriebskonzept wären dann die Möglichkeiten für den Netzbetreiber beschrieben, die Fahrweise des Speichers zeitlich und in der Höhe der Bezugs- und Einspeiserichtung anzupassen, die Betriebszeiträume und -Zyklen vorab abzustimmen und in begrenzten Zeiträumen frei über den Speicher zu verfügen, sowie dem Speicherbetreiber die Erbringung von Regelenergie in bestimmten Zeiten zu untersagen.

5. Faire Kostentragung: Die Verordnung sollte eine klare Regelung zur Kostenteilung zwischen Speicherbetreibern und Netzbetreibern vorsehen, um die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten zu gewährleisten und die volkswirtschaftlichen Vorteile gerecht zu verteilen. Wenn der Speicherbetreiber den Netzbetreibern also den Eingriff in die Betriebsweise des Speichers erlaubt, sollte er für die Einschränkung des Speicherbetriebs entsprechend kompensiert werden. Eine Regelung könnte sich im Wesentlichen an § 13a EnWG (Redispatch-Maßnahmen) orientieren. Der finanzielle Ausgleich sollte sicherstellen, dass der Speicherbetreiber keine wirtschaftlichen Nachteile erleidet, die über das hinausgehen, was er ohne Betriebsrestriktionen erfahren würde.

Weitere Details zur SpeicherNAV sind im Whitepaper von Kyon Energy hierzu nachlesbar.¹⁶

¹⁶ Kyon Energy (2023), Konzeptpapier „Energiespeicheranlagen-Netzanschlussverordnung“ (SpeicherNAV), <https://www.kyon-energy.de/blog/konzeptpapier-energiespeicheranlagen-netzanschlussverordnung-speichernav>

Kontakt

Benedikt Deuchert
M.Sc. Elektrotechnik (ETH)
Head of Business Development & Regulatory Affairs

Kyon Energy Finance GmbH

Tölzer Straße 1
D-82031 Grünwald

E-Mail: benedikt.deuchert@kyon-energy.com
Mobil: +49 171 4147793
Web: www.kyon-energy.com

Über Kyon Energy

Kyon Energy ist ein deutsches Projektentwicklungsunternehmen, das sich auf große Batteriespeichersysteme konzentriert. Kyon Energy hat seit seiner Gründung Speicherprojekte mit einer Leistung von 770 Megawatt entwickelt. 120 Megawatt sind bereits in Betrieb, 350 Megawatt im Bau und 300 Megawatt baureif. Mit einer Projektpipeline von über 7 GW ist Kyon Energy einer der Marktführer in Deutschland. Das Unternehmen hat einen besonderen Fokus in der Entwicklung und Optimierung von Multi-Use-Strategien, kombiniert mit einem tiefen Know-how in der Projektentwicklung und -verwaltung sowie der Regulierung von Batteriegroßspeichern. Durch seine Batteriespeichersysteme ist Kyon Energy ein Treiber der Energiewende und strebt eine Welt an, die von erneuerbarer, nachhaltiger und unabhängiger Energie angetrieben wird.



Ausschussdrucksache **20(25)558**

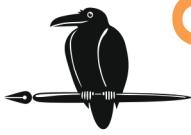
Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

26. Januar 2024

Stellungnahme
Andreas Fußer, Berater Energiepolitik und EnBW-Politikbereich

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage



Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung im AfKE im Deutschen Bundestag

zum Antrag der CDU/CSU "Energiespeicher jetzt ausbauen"

(Drs. 20/8525)

am 29.01.2024

Vorbemerkung

Ich wurde als Sachverständiger in meiner Rolle als Berater des Politikbereichs der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zur Anhörung eingeladen. Meine Stellungnahme gebe ich aus dieser Perspektive ab.

EnBW ist vielfältig im Bereich der Stromspeicher engagiert. Das Engagement reicht von der Tochtergesellschaft Senec – einer der größten Heimspeicherhersteller in Deutschland – über die zunehmende Kombination von großen Freiflächensolaranlagen mit integriertem Batteriespeicher bis hin zum Betrieb von Pumpspeichern. Hier wird EnBW 280 Mio. € in den Umbau und Modernisierung des Pumpspeicher Forbach im Nordschwarzwald investieren. Damit wird das mehr als 100 Jahre alte Werk zukunftsorientiert gemacht. Weitere Untersuchungen zur Modernisierung und Ausbau von bestehenden Pumpspeicheranlagen laufen derzeit im Bereich der Schluchseegruppe (Schluchseewerk AG).

Bemerkungen zum Antrag „Energiespeicher jetzt ausbauen“ der CDU/CSU.

Stromspeicher werden künftig sowohl für die Energiespeicherung als auch für die Stabilität des Stromsystems und der Netze und somit bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Zusammenspiel mit anderen Flexibilitätsoptionen eine wichtige und wachsende Rolle spielen. Vor allem im Bereich der Systemdienstleistungen wird die Bedeutung der Stromspeicher durch den anstehenden Ausstieg aus der Kohleverstromung weiter zunehmen. Die Vorlage und die Zielsetzung des Antrags sind vor diesem Hintergrund zu begrüßen.

Inzwischen hat das BMWK mit Datum vom 8. Dezember 2023 eine Stromspeicherstrategie zur Konsultation gestellt und somit eine erste und zentrale Forderung des Antrags in die Umsetzung geschickt. Auch wenn es in einzelnen Punkten noch unterschiedliche Auffassungen gibt, so ist die Speicherstrategie ein wichtiger Schritt auf dem Weg, den Hochlauf von Stromspeichern zu beschleunigen und sie optimal in das Stromsystem zu integrieren. Die Speicherstrategie beschreibt zutreffend die zu bearbeitenden Handlungsfelder und die dringlichen Handlungsbedarfe.

Eine Verabschiedung des Antrags „Energiespeicher jetzt ausbauen“ würden diesen Prozess unterstützen und ihm das nötige politische Gewicht verleihen.

Hand & Fußer
Andreas Josef Fußer
Paul-Heyse-Straße 24
10407 Berlin

+49 30 . 24 08 5353 Fon
+49 176 . 20 813 816 Mobil
+49 30 . 27 89 1970 Fax
kontakt@handundfusser.de
www.handundfusser.de
Bankverbindung – ING, IBAN:
DE57 5001 0517 0652 8783 30
BIC: INGDDEFF
Steuernummer 31/298/01350



Zentrale Handlungsfelder für die Beschleunigung des Speicherausbaus.

Nach unserer Auffassung gibt es drei zentrale Handlungsfelder im Bereich der Stromspeicherung:

1. Wirtschaftlichkeit verbessern, Energiespeicher als 4. Säule im Energierecht verankern

(Seite 2 Abs. 2, sowie Ziffer 4 des Antrags).

Entscheidend für den erwünschten Zubau der Stromspeicher sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Ein wesentlicher Punkt dabei ist die Entlastung der Stromspeicher von Letztverbraucherlasten, insbesondere Netzentgelten. Deshalb sollte im EnWG klargestellt werden, dass Stromspeicherung bei anschließender Rückspeisung in das öffentliche Netz keinen Letztverbrauch darstellt. Die daraus resultierende Belastung der Verteilnetzbetreiber sollte durch bundesweit einheitliche Verteilnetzentgelte fair aufgeteilt werden.

Die neue Speicherdefinition in der europäischen Binnenmarktrichtlinie und im deutschen Energierecht etabliert die Stromspeicherung energierechtlich als eigenständige vierte Säule neben Erzeugung, Transport und Verbrauch. Bei der Speicherung handelt es sich nach unserer Auffassung weder um Erzeugung noch um Letztverbrauch, sondern um eine zeitliche Verschiebung des Letztverbrauchs. Dieser Verschiebung dient auch in der Speicherdefinition unter § 3 Nr. 15d EnWG genannte „Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie“. Deshalb sollten Stromspeicher von allen Letztverbraucherlasten befreit werden.

Diese Maßnahme ist zentral für den angestrebten weiteren Hochlauf der Stromspeicherung. Die Befreiung von Letztverbraucherlasten, inklusive der Netzentgelte, ist essenziell für die Wirtschaftlichkeit der Stromspeicherung und somit Voraussetzung dafür, dass Stromspeicher ihre Fähigkeiten zugunsten der Systemstabilität und Versorgungssicherheit aus schöpfen können. Sie würde vor allem die Großspeicher zudem von einer Vielzahl bürokratischer Lasten etwa im Bereich der Umlagenreduzierung (§ 21 Absatz 1 und 2 EnFG) befreien.

2. Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen (Ziffern 5 und 6 des Antrags)

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**

Hand & Fußer
Andreas Josef Fußer
Paul-Heyse-Straße 24
10407 Berlin

+49 30 . 24 08 5353 Fon
+49 176 . 20 813 816 Mobil
+49 30 . 27 89 1970 Fax
kontakt@handundfusser.de
www.handundfusser.de
Bankverbindung – ING, IBAN:
DE57 5001 0517 0652 8783 30
BIC: INGDDEFF
Steuernummer 31/298/01350



für Speicher und Netze zu definieren und auszuweisen, kann bei geeigneter gesetzlicher Umsetzung die Planung, Genehmigung und Errichtung vor allem von Großspeichertechnologien inklusive Pumpspeichern erheblich beschleunigen. Dazu gehört z.B. eine stärkere Gewichtung der positiven Effekte von Speichern im Vergleich zu den derzeit bei Genehmigungsverfahren im Vordergrund stehenden Prüfung von Umweltaspekten. Genehmigungsverfahren auf Basis sehr komplexer Regelung erhöhen das Risiko für Klagen.

Die rechtliche Definition und die Einrichtung von Infrastrukturgebieten ist nach RED III fakultativ. Die Option sollte trotzdem konsequent von der Bundesregierung genutzt werden. Sie darf sich dabei nicht allein auf Netze beschränken, sondern sollte dringend Energiespeicher mit einbeziehen.

Darüber hinaus müssen die Genehmigungsverfahren auch außerhalb von Infrastrukturgebieten drastisch gestrafft werden. 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 in dieser Frist; die Benennung einer zuständigen Anlaufstelle für das Genehmigungsverfahren („One-stop-shop“), die dem Antragsteller während des gesamten administrativen Beantragungs- und Genehmigungsverfahrens Beratung und Unterstützung leisten und ein Verfahrenshandbuch für Projektträger zur Verfügung stellt. Die behördliche Anlaufstelle sollte sich grundsätzlich in der Rolle des „Projektermöglichers“ sehen.

3. Stromspeicher im Kontext des EEG

Stromspeicheranlagen sollten künftig nicht nur direkt aus EE-Anlagen stammenden Strom (Grünstrom) speichern, sondern auch zugleich Strom aus dem Netz (Graustrom) ein- und ausspeichern können, ohne die Förderung für den zwischengespeicherten Grünstromanteil zu verlieren. Dies könnte die multifunktionale Nutzung von Heimspeichern zugunsten der Verteilnetze erheblich erleichtern und dem weiteren Ausbau der Heimspeicher unterstützen.

Eingespeicherter Grünstrom, z.B. von einer PV-Dachanlage, muss seine „grüne“ Eigenschaft behalten, auch wenn der Speicher Teilmengen von Graustrom aus dem Netz einspeichert. Um die Mengen sauber zu trennen, bedarf es geeigneter Messeinrichtungen sowie pragmatischer und einfacher Lösungen für die Abwicklung. Dabei sollten unnötig aufwendige Messkonzepte nach Möglichkeit vermieden werden. Somit könnten Speicher optimal im Stromsystem eingesetzt werden.



Schlussbemerkung.

Besonders hervorzuheben ist noch der Vorschlag der Einführung eines Speicher-Monitorings, insbesondere in Verbindung mit der Anregung, das Monitoring mit einem „regelmäßigen Austausch mit allen Betroffenen zu begleiten, um regulatorische Hemmnisse zu identifizieren und entsprechend tätig werden zu können.“ (Ziffern 8 und 9). Erfahrungsgemäß lassen sich viele Probleme am besten dialogisch bearbeiten und lösen. Verbunden werden sollte das Monitoring durch eine Ermittlung der Stromspeicherpotentiale im Energiesystem unter Einschluss aller Speichertechnologien. Eine einseitige Bevorzugung einzelner Technologien sollte unterbleiben, unter Anerkennung, dass unterschiedliche Speichertechnologien und Speichergrößen spezifische Anforderung in der Regulatorik haben.

Andreas Fußer

26. Januar 2024

Hand & Fußer
Andreas Josef Fußer
Paul-Heyse-Straße 24
10407 Berlin

+49 30 . 24 08 5353 Fon
+49 176 . 20 813 816 Mobil
+49 30 . 27 89 1970 Fax
kontakt@handundfusser.de
www.handundfusser.de
Bankverbindung –ING. IBAN:
DE57 5001 0517 0652 8783 30
BIC: INGDDEFF
Steuernummer 31/298/01350



Ausschussdrucksache **20(25)559**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

26. Januar 2024

Stellungnahme

**Thomas Seltmann, Referent Solartechnik und Speicher,
Bundesverband Solarwirtschaft e. V.**

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage

Stellungnahme des BSW – Bundesverbandes Solarwirtschaft zum

Entwurf für eine Stromspeicher-Strategie des BMWK

Inhalt

1. Einleitung	2
2. Zusammenfassung.....	2
3. Strategisches Zielbild für Speicher im Energiesystem	4
3.1 Speicher als eigenständige Säule im Stromsystem.....	5
3.2. Prinzipien für den Speicherausbau und deren Integration ins Energiesystem.....	6
3.3. Ausbaudynamik weiter stärken	7
4. Kurzfristige Maßnahmen im Sinne des strategischen Zielbildes	11
4.1 Speicher in der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung zulassen.....	11
4.2 Beschleunigte Realisierung von Kabeltrassen zwischen Stand-alone-Speichern und Netzanschlusspunkt (§ 11a/11b EEG – GE Solarpaket)	11
4.3 Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips statt Grün zu Grau.....	12
4.4 Wettbewerb auf Augenhöhe zwischen Speichern und Erzeugern: keine Belastung von gespeichertem Strom mit Netzentgelten	14
4.5 Überarbeitung der Baukostenzuschuss-Regelung dringend notwendig	15
4.6 Innovationsausschreibung: zulässigen Gebotshöchstwert als Folgeänderung durch die Umstellung auf die gleitende Marktpremie erhöhen.....	15
4.7 Speicher bei Einsicht in Flächeninformationen berücksichtigen.....	16
4.8 Klarstellung erforderlich: Reine Eigenverbrauchsspeicher brauchen keine Steuerungstechnik – unverhältnismäßige Kosten und Aufwand vermeiden	17
4.9 Kopplung der Fernsteuerbarkeit von EEG-Anlagen (§ 9 EEG) an steuerbare Verbrauchseinrichtung, insbesondere Speicher, (§ 14a EnWG) abschaffen.....	18
4.10 Bauliche Anforderungen für Speicher größer 20 kWh abschaffen.....	20
4.11 Heimische Speicherindustrie stärken	21
5. Weitere Vorgehensweise.....	21
5.1 Branchendialog zur Systemintegration von Stromspeichern	21
5.2 Verzahnung der Stromspeicherstrategie mit weiteren Prozessen.....	22
5.3 Forschungslücken zu Stromspeichern schließen	22

1. Einleitung

Das Bundeswirtschaftsministerium liefert mit der Vorlage seines Papiers zur Stromspeicher-Strategie erstmals einen Überblick über den Stand der Stromspeicher im deutschen Stromsystem und listet Handlungsfelder und Maßnahmen auf, die auf eine „anhaltende Ausbaudynamik und die optimale Systemintegration“ abzielen.

Der BSW begrüßt die zahlreichen konstruktiven Ansätze im Entwurf der Stromspeicher-Strategie. Dieser steckt den energiewirtschaftlichen Rahmen für Speicher ab und fokussiert auf richtige Themen, indem er zum Beispiel den Hochlauf von Batteriespeichern als zentrales Thema für die Netzintegration erneuerbarer Energien benennt. Auch werden erste Ansätze für eine überfällige Reform des regulatorischen Rahmens skizziert. Die Interessenvertretung der Solar- und Speicherbranche vermisst allerdings die Benennung konkreter Ziele und Leitplanken für einen kraftvollen Speicherausbau sowie für wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle und einen netzdienlichen Speicherbetrieb.

Eine wirksame Speicherstrategie muss aus Sicht des BSW insbesondere diese Beiträge leisten:

- die besondere Rolle der Stromspeicher im künftigen Stromsystem definieren,
- die volle Bandbreite der für das Stromsystem möglichen nützlichen Leistungen und Vorteile von Speichern erkennen und ausdifferenzieren,
- den erforderlichen Umfang der Notwendigkeit und der Potenziale von Speichern für das Energiesystem ermitteln,
- daraus Anwendungsfelder, Ziele und Ausbaupfade ableiten,
- dafür Anforderungen an den regulatorischen Rahmen identifizieren und mit dem vorhandenen abgleichen,
- und daraus die Handlungsfelder bestimmen, Lösungsansätze skizzieren und in existierende Transformationsprozesse einspeisen oder, wenn nötig, zusätzliche Aktivitäten anstoßen.

Nur ansatzweise ist bislang herausgearbeitet worden, welche Funktionen Speicher im Stromsystem der Zukunft konkret übernehmen sollen. Zudem fehlt eine differenzierte Betrachtung verschiedener Marktsegmente, beispielsweise von Heimspeichern, Gewerbe- und Industriespeichern, sowie Netzspeichern und erzeugungsnahen Großspeichern in Solar- und Windparks.

Der Bundesverband Solarwirtschaft versteht den vorgelegten Entwurf deshalb als zielführenden Auftakt für die Entwicklung einer schlagkräftigen Speicherstrategie. Gerne nimmt der BSW die Einladung des Ministeriums an die Branche an, sich bei der Weiterentwicklung des Papiers einzubringen.

2. Zusammenfassung

Der Zubau solarer Stromspeicher hat rasant an Fahrt aufgenommen. Sowohl die insgesamt installierte Anzahl an Solarbatterien als auch deren Speicherkapazität haben sich in nur einem Jahr verdoppelt. In Deutschland wurden 2023 über eine halbe Million neuer Solarbatterien installiert.

Beim Einbau neuer Solarstromanlagen auf privaten Gebäuden zählen Stromspeicher inzwischen zum Standard. Auch immer mehr Firmen speichern Solarstrom vom eigenen Dach, um ihn rund um die Uhr nutzen zu können. Der Markt für Heim- und Gewerbespeicher ist 2023 um über 150 Prozent und damit erneut exponentiell gewachsen. Diese erfreuliche

Entwicklung darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Chancen und Potenziale der Batteriespeicher für das Stromsystem weiterhin politisch unterschätzt werden und Marktbarrieren ihre Verbreitung hemmen.

Speicher sind die unverzichtbaren Zeitmaschinen des Stromsystems. Sie sollten künftig eine eigenständige, wesentliche Säule im Stromsystem bilden – neben der Erzeugung, dem Netz und dem Stromverbrauch. Dieser Ansatz fehlte im Entwurf der Stromspeicherstrategie noch und muss sich auch in der Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens wiederfinden.

Der BSW sieht die Speicherstrategie als Auftakt für eine intensive Debatte zur Systemintegration von Speichern. Die Solar- und Speicherbranche steht bereit, sowohl die solartechnische Erzeugungsinfrastruktur als auch die notwendige Speicher-technik im erforderlichen Umfang auszubauen. Energiewirtschaftliche Studie sehen einen Bedarf an Speicherkapazität in der Größenordnung von 100 bis 300 Gigawattstunden, also der bis zu 25-fachen derzeit installierten Kapazität.

In einem Stromsystem, das wesentlich auf den fluktuierenden Erzeugern Wind und Solar basiert, werden Flexibilitäten im Stromnetz immer wichtiger. Speicher sind nach BSW-Einschätzung jedoch nicht einfach eine von vielen Arten von Flexibilität, wie beispielsweise Laststeuerung oder Einspeisemanagement. Vielmehr besitzen Speicher die einzigartige Fähigkeit, Stromüberschüsse aufzunehmen und bei Bedarf zeitlich versetzt wieder ins Netz einzuspeisen. Außerdem könnten sie gleichzeitig das Netz vor Überlastung schützen und weitere Dienstleistungen zur Stabilisierung und Ausfallsicherheit des Netzes bereitstellen.

Besonders interessant sind Batteriespeicher für die Solarbranche, weil sie der ideale Partner für Photovoltaikanlagen sind, um den Tag-Nacht-Ausgleich herzustellen und damit die Stromversorgung zu verstetigen.

Eine intelligente Speicherstrategie muss künftig auch darauf setzen, mit Hilfe von Stromspeichern die vorhandene Netzkapazität effizienter zu nutzen, die Benutzungsstunden des Netzes zu erhöhen und damit die Anschlusskapazitäten sowohl für dezentrale Erzeuger als auch für neue Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Autos zu vergrößern. Ein schneller Batteriespeicherausbau kann den Netzausbaubedarf verringern und Zeit gewinnen für den darüber hinaus notwendigen, aber langwierigen Ausbau des Stromnetzes.

Neben diesem strategischen Zielbild gibt es dringenden Handlungsbedarf bei bereits identifizierten Hemmnissen, beispielsweise bei der Entfristung der Netzentgeltbefreiung sowie bei der Möglichkeit, Speicher sowohl für vor Ort erzeugten Solarstrom wie auch für Netzstrom zu nutzen und bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Speicher.

Es fehlen flexible rechtliche Rahmenbedingungen, damit Speicher ihre technische Flexibilität dem Stromnetz tatsächlich zur Verfügung stellen können. Dafür brauchen wir einen Paradigmenwechsel weg von selektiven Ausnahmen der Speicher von bestimmten Einschränkungen hin zu einem Rechtsrahmen, der insbesondere Batteriespeichern den gleichen Vorrang einräumt, der den erneuerbaren Energieanlagen ebenfalls zugestanden wird. So wie heute immer mehr Investoren beim Kauf einer Photovoltaikanlage den Batteriespeicher gleich integrieren, müssen auch Gesetzgeber, Bundesregierung und Bundesnetzagentur die Speicher im Rahmen ihres regulativen Handelns künftig immer gleich mitberücksichtigen.

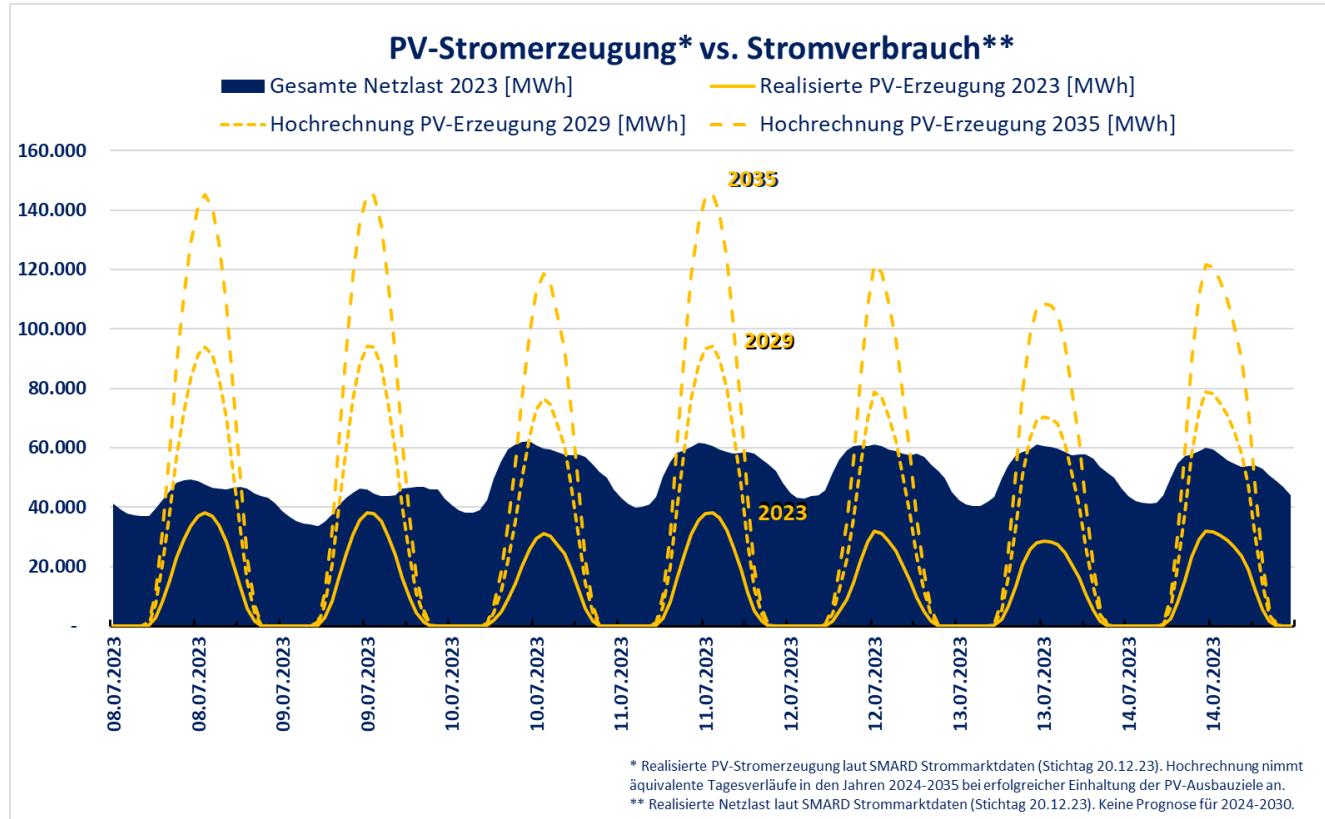
3. Strategisches Zielbild für Speicher im Energiesystem

Der für den Klimaschutz notwendige Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren im deutschen Stromsystem folgt derzeit einem gesetzlich verankerten ambitionierten Ausbaupfad. In den nächsten Jahren ist so viel neue Photovoltaik- und Windkraftleistung ins Stromsystem zu integrieren wie nie zuvor.

Dabei gibt es zwei große Aufgaben zu lösen:

1. Stromangebot und Stromnachfrage in Übereinstimmung bringen

Die Stromerzeugung aus Sonne und Wind verläuft teilweise komplementär und bewegte sich bisher innerhalb des Lastprofils der Stromnachfrage. Als erste große Industrienation stehen wir derzeit vor dem Paradigmenwechsel zu einer Lastkurve, die von der fluktuierenden Erzeugung mal unterschritten, immer häufiger aber auch erheblich überschritten wird – längerfristig sogar um ein Vielfaches.



BSW-Grafik: Der für die Energiewende notwendige hohe Ausbau der Photovoltaikleistung erzeugt zunehmend Überproduktion, die für Zeiten geringer Erzeugung zwischengespeichert werden muss.

Lastflexibilitäten und Stromaustausch mit den Nachbarländern können dieser Herausforderung nur teilweise begegnen und eine Abregelung sollte so weit als möglich und sinnvoll vermieden werden, weil die Energie der Übererzeugungsphasen benötigt wird, um die Erzeugungslücken zu schließen.

2. Ausreichend Netzkapazität und Systemdienstleistungen für eine hauptsächlich fluktuierende Erzeugung sicherstellen

Folgt man weiterhin der bisherigen statischen Planungslogik für Netzkapazitäten zum Anschluss von Solar- und Windkraftanlagen, müsste insbesondere das Verteilnetz in einem Umfang ausgebaut werden, dass die notwendige Geschwindigkeit hohe Anstrengungen und Finanzierungsaufwendungen erfordert. Gleichzeitig würden in erheblichem Maße Netzkapazitäten geschaffen, die nur zeitweise genutzt werden.

Für beide Probleme, sowohl für die fluktuierende Erzeugung und als auch für die begrenzten Netzkapazitäten, können Speicher gleichzeitig wesentliche Lösungsbeiträge leisten.

Das macht die Speichertechnologien zu einer zentralen Säule für die Energiewende.

3.1 Speicher als eigenständige Säule im Stromsystem

Batteriespeicher sind für ein vollständig erneuerbares Stromsystem unverzichtbar, da sie gleich mehrere essentielle Aufgaben für die Energiewende übernehmen können:

1. Stromspeicher liefern emissionsfreie Energie, wenn das Angebot der Energieerzeugung aus Solar- und Windkraft nicht ausreicht.

Bis zum Jahr 2030 sollen 215 GW Photovoltaik- und 115 GW Windleistung installiert werden. In den 30er Jahren sollen dann weitere 200 GW Solar- und 45 GW Windleistung folgen. Entscheidend für das Gelingen der Energiewende ist es, die Erzeugungsspitzen der Erneuerbaren nutzbar zu machen, da diese den Verbrauch perspektivisch deutlich übersteigen werden. Batteriespeicher sind dabei einer der entscheidenden Bausteine, um die zeitliche Lücke zwischen Erzeugung und Verbrauch zu schließen.

Besonders für die solaren Einspeisespitzen im Sommer eignen sich Batteriespeicher als ideale Kombination, um den Tag-Nacht-Ausgleich herzustellen und die Solarstromerzeugung zu glätten und ihren Leistungsbeitrag kontinuierlicher zu formen.

2. Stromspeicher ermöglichen eine effiziente Nutzung der Netzkapazitäten

Ein weiteres Nadelöhr für die Energiewende ergibt sich aus den begrenzten Netzkapazitäten, die mit dem ansteigenden Ausbau der Erneuerbaren immer mehr zu einer kostbaren Ressource werden, die bestmöglich genutzt werden sollte.

Durch die Möglichkeit zur dezentralen Zwischenspeicherung von regenerativer Energie können Batteriespeicher die Erzeugungskurven der Erneuerbaren glätten und somit das Risiko von drohenden Netzengpässen reduzieren. Zusätzlich können Batteriespeicher den Netzausbaubedarf reduzieren oder zeitlich verschieben, wenn sie richtig platziert werden und die regulatorischen Rahmenbedingungen die richtigen Anreize setzen. Beide Punkte wirken sich reduzierend auf Netzentgelte aus und stärken damit die Akzeptanz der Erneuerbaren Energien und der Energiewende.

3. Stromspeicher können alle notwendigen Systemdienstleistungen bereitzustellen

Batteriespeicher sind zudem technisch in der Lage, verschiedene Systemdienstleistungen für das Energiesystem bereitzustellen, wie Regelleistung, Spannungshaltung, Blindleistungskompensation oder Schwarzstartfähigkeit. Besonders für die künftige Bereitstellung von Momentanreserve sollte das Potenzial der Batteriespeichersysteme intensiv betrachtet werden. Die verschiedenen technischen Anwendungsmöglichkeiten können somit einen bedeutenden Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes und der Systemsicherheit leisten und damit die Resilienz des künftigen Stromsystems sicherstellen.

4. Stromspeicher erhöhen den Eigenversorgungsgrad der erneuerbaren Energieerzeuger

Bisher werden die meisten Batteriespeicher im deutschen Stromsystem fast ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt. Immer mehr Eigenheimbesitzer aber auch Firmen speichern Solarstrom, um ihn in Zeiten mit geringer Solarerzeugung nutzen zu können. Mit der Speicherstrategie sollte der regulatorische Rahmen so weiterentwickelt werden, dass Speicher über die Eigenversorgung hinaus Nutzen für das Energiesystem bringen.

3.2. Prinzipien für den Speicherausbau und deren Integration ins Energiesystem

Damit Speicher die oben beschriebene Rolle in der Energiewende auch tatsächlich einnehmen, sollte sich der weitere Ausbau der Batteriespeicher und deren Integration ins Energiesystem nach folgenden grundlegenden Prinzipien richten:

1. Speicher sind eine eigenständige Säule im Energiesystem. Sie sind weder Verbraucher noch Erzeuger.

Speicher haben ein Alleinstellungsmerkmal: Sie leisten eine zeitliche Verschiebung zwischen Erzeugung (aus regenerativen Energien) und Verbrauch. Sie bieten somit eine zeitliche Flexibilität und erhöhen die Volllaststunden der EE-Anlagen, da diese ansonsten abgeregelt werden müssen. Netze bieten eine örtliche Flexibilität. Steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen oder Ladestationen für Elektroautos bieten eine Flexibilität des Verbrauchs. Speicher sind somit weder Erzeuger noch Verbraucher, sondern gerade die Brücke dazwischen. Sie sind eine eigenständige Technologie der Energiewende, die es zu definieren und für die es einen regulatorischen Rahmen zu entwickeln gilt.

2. Die Eigenschaften des Stroms bleiben nach der Zwischenspeicherung erhalten.

Die Zwischenspeicherung des Stroms verändert die „Farbe des Stroms“ nicht: Grüner Strom bleibt grüner Strom. Die emissionsfreie Herkunft des Stroms bleibt erhalten und wird somit durch eine Zwischenspeicherung nicht verändert.

3. Multi-Use-Konzepte sollten zum Leitmotiv der Speichernutzung werden.

Batteriespeicher sind das Multitalent der Energiewende. Das große Potential der Speichertechnologie wird erst dann vollständig gehoben, wenn Multi-Use-Konzepte zum Normalfall geworden sind. Eine Technologie im großen Stil auszurollen, ohne dabei die technischen Möglichkeiten dieser Anlagen zu nutzen, wäre fatal für die Energiewende. Der energiepolitische Rahmen muss so gestaltet werden, dass Speicher in die Lage versetzt werden, diese Fähigkeit auszuspielen, gleichzeitig oder nacheinander, lokal oder im Verbund.

4. Der energiewirtschaftliche Rahmen muss Anreize zum systemdienlichen Betrieb von Speichern bieten.

Damit Speicher ihre unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten tatsächlich nutzen und dadurch zur Systemstabilität und -sicherheit beitragen können, braucht es Geschäftsmodelle für die verschiedenen Betriebskonzepte. Der energiewirtschaftliche Rahmen (bspw. Netzentgelte, der Strommarkt oder Ausschreibungen von Systemdienstleistungen) müssen so gestaltet werden, dass ein systemdienlicher Betrieb von Speichern angereizt wird.

5. Prozessuale und bürokratische Verbesserungen für EE-Anlagen sollten immer auch für Speicher gelten.

Aktuell finden viele Prozesse zur Entbürokratisierung und Beschleunigung des Ausbaus von Erneuerbaren Energieträgern statt. Um einen zeitlichen Vorteil beim Hochlauf der Speicher zu erlangen, müssen diese Prozesse Batteriespeicheranlagen einbeziehen.

6. Regulatorische Vorgaben auf den Netzanschlusspunkt beziehen.

Speicher in Eigenversorgungskonstellationen innerhalb der Kundenanlage werden hinter dem Netzanschluss eigenverantwortlich gesteuert, solange sie nicht auf die Netzsituation rückwirken. Die netzseitige Regulatorik bezieht sich auf das Verhalten der Kundenanlage insgesamt am Netzanschlusspunkt. Ein Hineinsteuern in die Kundenanlage ist auszuschließen.

Gleichwohl können und sollen Speicher „behind-the-meter“ jederzeit die Möglichkeit haben, ihre netzdienlichen Leistungen anzubieten, um das volle Flexibilitätspotenzial von Batteriespeichern wirksam werden zu lassen.

3.3. Ausbaudynamik weiter stärken

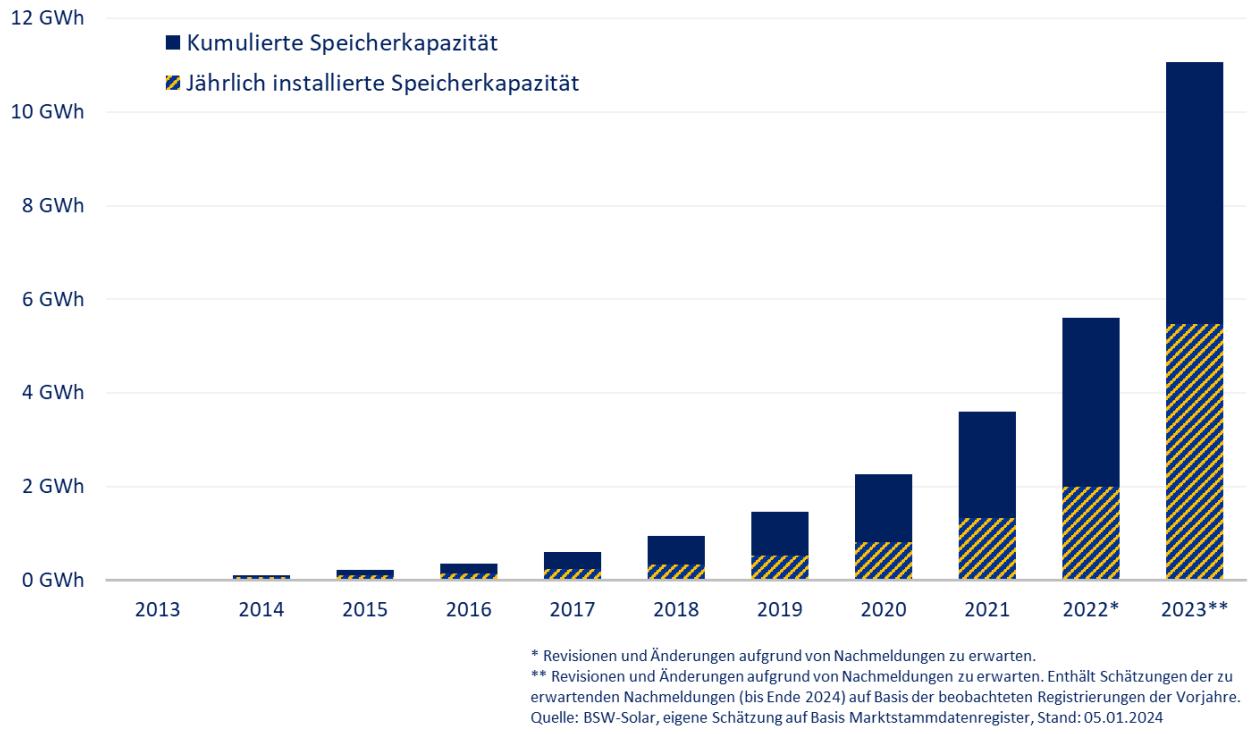
Unterschätzte Ausbaudynamik

Immer mehr Photovoltaikanlagen werden gemeinsam mit Batteriespeichern gebaut. Es ist zu erwarten, dass künftig die gemeinsame Installation von Batteriespeichern bei der Neuinstallation von Photovoltaikanlagen die Regel wird. Bei Photovoltaikanlagen im Eigenheimsegment (bis 30 Kilowatt) ist das bereits weitgehend der Fall.

Der Batteriespeicherzubau hat sich zuletzt beschleunigt. Das größte Marktsegment sind derzeit die Heimspeicher, die Gewerbespeicher befinden sich aber auf einem ähnlichen Wachstumspfad. Im Jahr 2023 wurde schon so viel Gewerbespeicherkapazität zugebaut wie bei Heimspeichern vier Jahre zuvor (2019).

Der Markt für Großspeicher weist bisher noch keine stetige Entwicklung auf, allerdings haben zahlreiche Marktteilnehmer Leuchtturmprojekte mit großen Einzelleistungen angekündigt und das Interesse, ähnliche Geschäftsmodelle wie in Großbritannien und Australien zu realisieren, ist in der Branche groß. Jedoch fehlen dafür noch regulatorische Voraussetzungen.

Entwicklung der Kapazität (Heim- plus Gewerbespeicher)



BSW-Grafik: Zusammenfassung der dynamisch wachsenden Marktsegmente (knapp 90 % der Gesamtkapazität) – ohne Großspeicher größer 1.000 kWh

Wir gehen davon aus, dass der Zubau von Batteriespeichern im deutschen Stromnetz weiterhin wesentlich vom Photovoltaikzubau angetrieben wird. Weil der Zubau der Photovoltaik weiter wachsen wird und weil immer häufiger Photovoltaikanlagen gemeinsam mit Batteriespeichern installiert werden, wird auch der Speicherzubau weiter wachsen. Die Speicherstrategie muss deshalb ganz wesentlich darauf abzielen, das große Potenzial dieses Speicherzubaus für das künftig ausschließlich erneuerbare Stromsystem zu nutzen.

Unterschätzte Kostensenkungsdynamik

Ähnlich wie in früheren Jahren bei der damals noch teuren Photovoltaik wird das Potenzial weiterer Kostensenkungen bei Batteriespeichern erheblich unterschätzt. Aufgrund der technologischen Struktur – nämlich der Modularität der Systeme –, die durchaus mit Photovoltaiksystemen vergleichbar ist (Solarzellen/Batteriezellen – Solarmodule/Batteriemodule – Photovoltaiksysteme/Batteriesysteme), befinden wir uns auch bei Batterien bereits in einem anhaltenden Prozess der „economies of scale“, also der Kostensenkung durch Vervielfachung der Produktionskapazitäten und damit einhergehend auch kontinuierlichen Steigerung der Material- und Ressourceneffizienz im Zuge der sich dabei beschleunigenden Weiterentwicklung der Technik und der Produktionsverfahren.

In der Energiewirtschaft hat es vor der Einführung der dezentralen Massentechnologien Photovoltaik und Windenergie solche Entwicklungen kaum gegeben, sondern Kostenreduktionen wurden in der klassischen Energietechnik eher durch Größenkalierung einzelner Einheiten erreicht.

Es ist deshalb strategisch zu berücksichtigen, dass die künftigen Entwicklungen in der Batterietechnik die derzeitigen Erwartungen bei weitem übertreffen werden – so, wie es die Erfahrung in der Industrialisierung der Photovoltaik gezeigt hat und noch immer zeigt.

Vor diesem Hintergrund darf man die gelegentlich noch immer zu hörende Ansicht, Batteriespeicher seien eine besonders teure Flexibilität, schon heute, aber erst recht perspektivisch als überholt betrachten. Ganz im Gegenteil sind Batteriespeicher sehr wahrscheinlich die Schlüsseltechnologie, um die fluktuierenden Erzeuger Photovoltaik und Windkraft effizient und kostengünstig ins Stromsystem zu integrieren.

Unzureichende Differenzierung der Speichermarktsegmente und -betriebskonzepte

Speicher werden derzeit häufig nach Größe oder Anzahl unterschieden. Allerdings ist diese grobe Einteilung der vielfältigen Speichermarktsegmente und -betriebskonzepte unpräzise. Stromspeicher werden sowohl in Eigenheimen als auch in der Industrie und im Gewerbe, in Ladeparks für Elektroautos und in Wohnquartieren eingesetzt. Sie können zur Eigenverbrauchsoptimierung, zum Puffern von Erzeugungsspitzen oder dem Kappen von Bezugsspitzen (sog. Peak-Shaving), zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen (Frequenzstabilisierung, Kurzschlussleistung, Schwarzstartfähigkeit) und zum zeitversetzten Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch auf dem Strommarkt genutzt werden. Sie werden erzeugungsnah bei Wind- oder Solarkraftwerken („co-located“) oder aber als Netzstabilisierungsanlage (sog. Netzbooster, „stand-alone“) installiert.

Um Speicher bestmöglich in das Energiesystem zu integrieren, ist eine klar differenzierte Speicherdebatte mit unmissverständlichen Begriffen, Rollen und Geschäftsmodellen notwendig. Ansonsten birgt die unscharfe Betrachtungsweise die Gefahr, dass falsche Rückschlüsse für den regulatorischen Rahmen gezogen werden, die die Anforderungen der unterschiedlichen Speichereinsatzmöglichkeiten nicht adäquat adressieren.

Nach bisherigem Debattenstand schlägt der BSW vor, nach vier entscheidenden Kriterien zu differenzieren und in Zukunft klare Begriffe und Definitionen in der Speicherdebatte zu etablieren:

- Speichergröße (Leistung und Kapazität)
- Einsatzort (Heim, Gewerbe, Industrie, co-located, stand-alone)
- Anwendungsart bzw. Betriebskonzept (Eigenversorgung, Peak-Shaving, Systemdienstleistungen, Stromhandel)
- Anschlussart (an das Netz oder innerhalb der Kundenanlage)

Ausbauziele für Stromspeicher

Die bisher in der energiepolitischen Debatte perspektivisch erwarteten Ausbauzahlen für Batteriespeicher unterscheiden sich mitunter erheblich. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen im Entwurf (2023) zum Netzentwicklungsplan 2037/2045 von einer installierten Speicherleistung von rund 91 GW im Jahr 2037 und zwischen 141 bis 168 GW im Jahr 2045 aus. (Aus netzplanerischen Gründen werden hier keine Speicherkapazitäten, sondern netzwirksame Leistungen beziffert.

Vereinfachend kann angenommen werden, dass die Speicherkapazität in Gigawattstunden zahlenmäßig immer deutlich höher ist als die Speicherleistung). In den Langfristszenarien des BMWK wird kein Speicherzubau berücksichtigt, obwohl sich die installierte Kapazität allein im Jahr 2023 in etwa verdoppelte, auf rund 12,5 GWh Batteriespeicherkapazität mit einer Leistung von rund 8 GW.

Das Ministerium selbst zitiert in den FAQ zur Stromspeicherstrategie eine Zahl des Fraunhofer ISE, das bis zum Jahr 2030 einen Bedarf von 104 GWh Batteriespeicherkapazität sieht (und 180 GWh bis 2045 laut Fraunhofer ISE selbst). In der Strommarktdesign-Studie des Bundesverbandes Erneuerbare-Energien ergibt sich langfristig eine Batteriespeicherkapazität von 230 bis 330 GWh.

In den FAQ zum Entwurf der Speicherstrategie gibt das BMWK an, dass Mengenziele für Stromspeicher „nicht als sinnvoll erachtet“ werden, da der Markt entscheiden solle, welche der Flexibilitätsoptionen am „ökonomisch sinnvollsten“ sei. Dabei wird außer Acht gelassen, dass andere Flexibilitätsoptionen wie Elektrolyseure, Wärmepumpen oder Ladestationen lediglich den Zeitpunkt des Verbrauchs flexibilisieren können und das auch nur in begrenztem Umfang. Stromspeicher hingegen haben den entscheidenden Vorteil, dass sie als einzige Flexibilitätsoption den Zeitpunkt der Erzeugung verlagern und zudem Systemdienstleistungen liefern können. Ein Kostenvergleich mit den anderen genannten Flexibilitätsoptionen wie vom BMWK angestrebte ist deshalb nicht ausreichend, da die kosten- und energieeffiziente Rückspeisung von gespeichertem Überschussstrom ins Netz bei einem Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung in zunehmendem Umfang gebraucht wird. Dies kann nur der Flexibilitätsjoker Batteriespeicher leisten.

Für die weitere Debatte rund um das zukünftige Energiesystem sollte eine Speicherstrategie zumindest den Arbeitsauftrag formulieren, einen groben Ausbaukorridor abzustecken. Dieser sollte die Ausbaupfade der einzelnen Speichermarktsegmente abschätzen und auch realistische Potentiale der bidirektionalen Nutzung von Fahrzeugbatterien beinhalten, denn ein bedeutender Anteil der deutschen Speicherkapazität befindet sich „auf der Straße“. Für einen Ausbaupfad, der Chancen und Potenziale der Batteriespeicher im Stromnetz mit Kosten- und Energieeffizienz für das Gesamtsystem verbindet, bedarf es dringend noch spezifischer wissenschaftlicher Expertise ([siehe Kapitel 5.3](#)).

4. Kurzfristige Maßnahmen im Sinne des strategischen Zielbildes

Schon jetzt lassen sich aber aus den aktuellen Erfahrungen der Stromspeicherbranche im derzeitigen Rechtsrahmen konkrete Sofortmaßnahmen ableiten, um offensichtliche Hürden abzubauen. Aus Sicht des BSW handelt es sich dabei insbesondere um die folgenden:

4.1 Speicher in der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung zulassen

Die im Solarpaket vorgeschlagene Regelung in § 42b EnWG-E zur Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist aus unserer Sicht in ihrer aktuellen Form nicht kompatibel mit dem Einsatz von Stromspeichern. Die Definition der Gebäudestromanlage erwähnt Speicher nicht und ermöglicht nur die unmittelbare Nutzung von selbst erzeugtem Strom *aus einer Solaranlage* oder ausweislich der Gesetzesbegründung (*Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 16.08.2023, S. 124*) dessen Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung (§ 42b Abs. 1 S. 1).

→ BSW-EMPFEHLUNG

Durch die Ergänzung des Tatbestandes um die Möglichkeit der Nutzung von Stromspeichern ließe sich das Potential von Hausspeichern auch im neuen Gebäudestrommodell nutzen. Hierbei sollte auf die Begriffsdefinition des § 3 Nr. 15d EnWG („Energiespeicher“) zurückgegriffen werden.

In Kapitel 2.2 der [BSW-Stellungnahme zum Solarpaket](#) findet sich der BSW-Regelungsvorschlag für die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, durch den Speicher berücksichtigt werden.

4.2 Beschleunigte Realisierung von Kabeltrassen zwischen Stand-alone-Speichern und Netanzchlusspunkt (§ 11a/11b EEG – GE Solarpaket)

Der Gesetzentwurf zum Solarpaket sieht mit der Einführung eines neuen § 11a EEG ein Wegenutzungsrecht für die Verlegung von Netanzchlusskabeln vor, inklusive einer Festlegung der einmaligen Entschädigung in Höhe von 5 Prozent des Verkehrswerts der Fläche des Schutzstreifens. In § 11b wird zudem das Recht zur Überfahrt zur Errichtung von EE-Anlagen geschaffen, welches sich jedoch bisher nur auf die Errichtung von Windkraftanlagen begrenzt.

Der BSW begrüßt diese für die Verfahrensbeschleunigung und Kostensenkung zentrale Maßnahme. Über die Hälfte der befragten PV-Projektierer:innen rechnet in einer aktuellen BSW-Umfrage mit einer Verkürzung der typischen Projektdauer um ein halbes Jahr oder mehr durch das geplante Wegenutzungsrecht. Stand-alone-Batteriespeicher, die nicht in unmittelbarer Nähe zu einem Solarpark errichtet werden, werden von dem bisherigen Regelungsvorschlag nicht erfasst. Solch große Potentiale zur Beschleunigung der Projektierungszeiten durch Bürokratieabbau sollten genutzt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Das vom BMWK vorgeschlagene Wegenutzungsrecht für Anschlussleitungen stellt eines der größten Beschleunigungspotenziale bei der Realisierung von PV-Freiflächenanlagen dar und sollte dringend auf Stand-alone-Speicher ausgeweitet werden, damit auch hier die Barrieren für einen zügigen Markthochlauf aus dem Weg geräumt werden.

4.3 Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips statt Grün zu Grau

Eine PV-Anlage mit Batteriespeicher versetzt ihren Besitzer nicht nur in die Lage, den selbst produzierten Strom effektiver zu nutzen und bedarfsgerecht einzuspeisen, sondern eröffnet auch die Option, Netzdienstleistungen zu erbringen. Gerade durch die Verbindung vieler kleiner Batteriespeicher in Haushalten zu einem sog. „virtuellen Kraftwerk“ können zahlreiche solche Netzdienstleistungen angeboten und erbracht werden. Die innovative, vielfältige Nutzung von Speichern („Multi-Use-Speicher“) ist aber momentan im EEG und EnWG nicht vorgesehen. Das Problem stellt sich aber genauso bei großen Speichern in Photovoltaik-Freiflächenanlagen, die neben der Zwischenspeicherung von vor Ort erzeugtem Solarstrom auch für die Speicherung von Netzstrom genutzt werden sollen.

Nach aktueller Rechtslage kann nämlich nur für Strom aus Stromspeichern, die ausschließlich Strom zwischenspeichern, der aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, die EEG-Förderung in Anspruch genommen werden, vgl. § 3 Nr. 1 EEG. Dieses sogenannte Ausschließlichkeitsprinzip findet sich zudem in § 19 Abs. 1 EEG 2023, der den Anspruch auf eine Förderung ebenfalls vom ausschließlichen Einsatz Erneuerbarer Energien abhängig macht. Zuletzt ist in § 13 Abs. 4 InnAusV geregelt, dass bei Anlagenkombinationen, die eine Förderung auf Basis eines Zuschlages aus den Innovationsausschreibungen gelten möchten (§ 39n EEG 2023), der zwischengespeicherte Strom ausschließlich in den anderen Anlagenteilen erzeugt werden darf.

Dieser Förderanspruch für den zwischengespeicherten Strom entfällt, sobald der Speicher neben dem Speichern von selbst produziertem Grünstrom für netzdienliche Flexibilitätsdienstleistungen wie z. B. Regelenergie genutzt wird. Da beim Anbieten von Netzdienstleistungen (kurzzeitig) Netzstrom (Graustrom) in den Speicher geladen wird, ist die vom EEG geforderte „Ausschließlichkeit“ nicht mehr gewährleistet. Kunden mit Solaranlage und Speicher dürfen ihren Solarstrom zwar nach wie vor speichern und auch danach noch verbrauchen – beispielsweise nachts, wenn die Sonne nicht scheint. Sie verlieren jedoch den Anspruch auf eine Förderung für den später wieder in das Netz eingespeisten Solarstrom, sobald sie mit ihrem Speicher zusätzlich weitere Netzdienstleistungen anbieten, etwa das Erbringen von Regelenergie. Bereits kleinste Mengen Netzstrom (Graustrom), die in den Speicher gelangen, lassen den gesamten dort in einem Kalenderjahr gespeicherten Grünstrom „ergrauen“ („Ergrauen des Grünstroms“). So entsteht ein Zielkonflikt hinsichtlich der zwei wichtigsten Funktionen von Speichern im Energiesystem: Sie sollen erstens emissionsfreien Strom zur Verfügung stellen, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Sie sollen zweitens das Netz stabilisieren. Beides ist technisch gemeinsam möglich. Aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips müssen sich Speicher heute aber für eine der beiden Funktionen entscheiden. Das ist nicht zielführend und verteuert die Energiewende unnötig.

Gemäß Art. 21 Abs. 2 lit. a. RED II (Renewable Energy Directive II) soll der Gesetzgeber zudem sicherstellen, dass Betreibern von Speicheranlagen das Recht zukommt, ihren eigenen Erneuerbaren Strom selbst zu erzeugen, zu speichern und auch

danach noch als Erneuerbare Energie zu verkaufen. Zugleich sollen sie gemäß Art. 15 Abs. 5 lit. d) auch das Recht haben, mit ihrem Speicher mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen – wie etwa Netzdienstleistungen.

Die deutsche Rechtslage, nach der der Erzeuger von Erneuerbarer Energie sich zwischen „Grünstrom speichern und später nutzen“ oder „mit dem Speicher Netzdienstleistungen erbringen“ entscheiden muss, ist damit nicht mehr vereinbar.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Aufgrund der grundlegenden Bedeutung für die Marktteilnahme der einfachen Haushaltskunden mit Solaranlagen und Speichern sollten der § 19 Abs. 3 EEG und der § 13 Abs. 4 InnAusV wie nachfolgend dargestellt geändert werden. Nur so ist sichergestellt, dass Speicher die zentrale Funktion, die ihnen die Richtlinie für die Energiewende zuweist, auch in der Praxis effektiv entfalten können.

Die vorgeschlagene Änderung des § 19 Abs. 3 EEG stellt dabei den einfachsten Weg dar, den in Multi-Use-Speichern gespeicherten Strom nicht von der EEG-Förderung auszuschließen und verhindert somit das förderseitige „Ergrauen des Grünstroms“. Hierbei hat der Betreiber geeignete Messvorrichtungen vorzuhalten und nachzuweisen, dass nur für Strom in Höhe der eingespeicherten Grünstrommengen eine Förderung beansprucht wird. Die messtechnische Herausforderung, zwischen gespeichertem Grünstrom und gespeichertem Graustrom zu differenzieren, ist heute bereits gelöst und in § 21 Abs. 1 und 4 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) vorgesehen. Auf diese Regelung kann daher zurückgegriffen werden.

Im Übrigen bleibt die Grundstruktur, nämlich, dass das Ausschließlichkeitsprinzip in Bezug auf die Definition des Begriffs der „Anlage“ in § 3 Nummer 1 EEG gilt, erhalten. So werden Multi-Use-Speicher im Gegensatz zu reinen EE-Speichern keine EEG-Anlagen (§ 3 Nummer 1, zweiter Halbsatz EEG), die Änderung betrifft also nur die entsprechenden Grünstrommengen. Weitere, nicht auf die Förderung des Stroms bezogene Privilegien des EEG, z. B. in Bezug auf den vorrangigen Netzzuschluss- und Netzzugang, können für Multi-Use-Speicher nicht in Anspruch genommen werden. Es wird angeregt, hierfür an anderer Stelle, z. B. in einer Netzzugangsverordnung für Speicher, eigene, speziell auf Speicher zugeschnittene Regelungen zu schaffen.

Konkret schlagen wir folgende Änderung des § 19 Abs. 3 EEG vor (Änderungsempfehlungen des BSW im Fettdruck):

(3) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch, wenn der Strom vor der Einspeisung in ein Netz zwischengespeichert worden ist, wobei der Stromspeicher nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien aufnehmen muss. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Stammenge, die aus erneuerbaren Energien stammt und aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, der bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz mit Speichergasen. Die Sätze 1 bis 4 sind für den Anspruch nach Absatz 1 Nummer 3 entsprechend anzuwenden

Die vorgeschlagene Streichung des § 13 Absatz 4 InnAusV bezweckt, dass gerade eine Innovationsförderung nach § 39n EEG 2023 auch mit dem innovativen Konzept der Multi-Use-Speicher möglich ist.

(4) [entfällt]

4.4 Wettbewerb auf Augenhöhe zwischen Speichern und Erzeugern: keine Belastung von gespeichertem Strom mit Netzentgelten

Ein weiteres Hindernis für die Marktintegration von Speichersystemen ist die Regelung in § 118 Abs. 6 EnWG. So sind gemäß § 118 Abs. 6 EnWG Speicher für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit, sodass die gesamte Befreiung in absehbarer Zeit abläuft. Zwar wurde mit Beschluss des Deutschen Bundestages vom 10.11.2023 die Frist um bis zu 3 Jahre verlängert, nämlich für bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommene Speicher. Jedoch wurden weitergehende Festlegungen auch schon vor Ablauf dieser Frist der Bundesnetzagentur überlassen. Um die für Investitionen nötige Rechtssicherheit zu erreichen, ist aber eine dauerhafte Entfristung der Befreiung von doppelten Netzentgelten nötig.

Speichern kann eine relevante Rolle in der Energiewende nur dann zukommen, wenn gespeicherter Strom nicht per Definition gegenüber unmittelbar erzeugtem Strom wirtschaftlich benachteiligt ist. Denn auf unmittelbar erzeugten Strom werden keine Netzentgelte erhoben. Zuvor gespeicherter Strom wäre dagegen stets mit etwa 80 EUR Netzentgelt pro MWh belastet. Die fossilen Erzeuger wären damit stets uneinholbar gegenüber den Speichern im Vorteil.

Eine generelle Befreiung von doppelten Netzentgelten bei Speichern entspricht auch dem EU-rechtlich verankerten Ziel und der dortigen Definition von Speichern als neue eigene Säule im Stromsystem.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Konkret schlagen wir daher folgende Änderung des § 118 Abs. 6 EnWG vor. **§ 118 Abs. 6 EnWG entfiele in seiner jetzigen Form und würde ersetzt durch die folgende Formulierung:**

6) Energiespeicheranlagen sind hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Die Freistellung nach Satz 1 wird nur in dem Umfang gewährt, in dem die elektrische Energie zur Speicherung in einer Energiespeicheranlage aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in das Netz eingespeist wird.

§ 21 Abs 1, 2 und 4 Energiefinanzierungsgesetz sind entsprechend anzuwenden.

Begründung: Die vorgeschlagenen Änderungen des § 118 Abs. 6 EnWG tragen zur Klarheit der Regelung bei. Insbesondere wird der Schutz vor der Netzentgeltbelastung entfristet. Zudem wird klargestellt, dass auch Speicher, die mehreren Anwendungen dienen, unter die Regelung fallen. Durch den Verweis auf § 21 Abs. 1 und 4 EnFG wird sichergestellt, dass die Entlastung bei solchen Multi-Use-Speichern genauso berechnet wird wie die Entlastung von den Umlagen im EnFG. Da es sich aufgrund der Entfristung genau genommen nicht mehr um eine Übergangsregelung handelt, sollte die Regelung wohl in dieser Form an anderer geeigneter Stelle in das EnWG übernommen werden.

Derzeit ist juristisch nicht abschließend geklärt, wie weit die Regelungskompetenz der BNetzA in Bezug auf Netzentgelte für Speicher gemäß dem EU-Recht gehen muss und welche Kompetenzen weiterhin beim Bundesgesetzgeber verbleiben. Der Gesetzgeber sollte den europarechtlich gegebenen Gestaltungsspielraum in diesen Fragen der Energiewende weitestgehend nutzen. Außerdem sollte die Bundesregierung ihren Einfluss geltend machen, um den europäischen Rechtsrahmen

entsprechend weiterzuentwickeln und gemeinsam mit der Branche darauf hinwirken, dass die BNetzA in ihren Festlegungen dem Vorschlag entsprechende Rahmenbedingungen schafft.

4.5 Überarbeitung der Baukostenzuschuss-Regelung dringend notwendig

Bei Baukostenzuschüssen handelt es sich nach Angaben der BNetzA um eine „einmalige Zahlung für den Ausbau des allgemeinen Netzes, die im Rahmen der Anschlussvertragstellung an den Netzbetreiber zu entrichten ist“. Problematisch an der Systematik der Baukostenzuschüsse ist, dass diese in Abhängigkeit des Netzbetreibers und Standortes mitunter stark voneinander abweichen. Die aufgerufenen Kosten schwanken zwischen null und Beträgen, die bei größeren Speicherprojekten in den zweistelligen Millionenbereich gehen können. In diesen Fällen machen die Baukostenzuschüsse einen hohen Prozentteil der gesamten Projektkosten aus und führen dadurch immer häufiger dazu, dass Projekte an den geplanten Standorten nicht mehr wirtschaftlich darstellbar sind.

Zu kritisieren ist dabei insbesondere, dass die Verfahren der Netzbetreiber intransparent sind und es willkürlich wirkt, nach welchen Kriterien die Baukostenzuschüsse erhoben werden. Für das gesamte Energiesystem hat das gravierende Folgen: Die Speicher werden gerade nicht an den Standorten gebaut, wo sie den meisten Nutzen für das Gesamtsystem erbringen könnten, sondern müssen die Standortentscheidung von der Höhe nicht nachvollziehbarer Baukostenzuschüsse abhängig machen. Diese Schieflage gilt es umgehend zu begradigen. Baukostenzuschüsse dürfen insbesondere dort keinesfalls erhoben werden, wo Batteriespeicher keine zusätzliche Netzkapazität beanspruchen.

4.6 Innovationsausschreibung: zulässigen Gebotshöchstwert als Folgeänderung durch die Umstellung auf die gleitende Marktpremie erhöhen

Die Innovationsausschreibungen sind ein zentrales Förderinstrument zur Integration von EE-Anlagen durch erzeugungsnahe Speicher. Die Marktpremie in der Innovationsausschreibung wurde mit dem EEG 2023 aus nachvollziehbaren Gründen von der fixen auf die gleitende Marktpremie umgestellt. Allerdings wurde ohne Begründung der zulässige Gebotshöchstwert nicht entsprechend heraufgesetzt, was allein zum Erhalt gleicher Förderchancen infolge der Systemumstellung erforderlich gewesen wäre. Dem Vernehmen nach handelte es sich bei diesem Versäumnis um einen technischen Fehler im Gesetzgebungsprozess. Bei der vorherigen fixen Marktpremie kann durch den Stromverkauf ein Erlös zusätzlich zur fixen (festen) Marktpremie erzielt werden. Bei der gleitenden Marktpremie hingegen werden die Erlöse an der Strombörse bei der gewährten Marktpremie angerechnet.

Die damit verbundene, politisch vermutlich ungewollte Kürzung der maximal zulässigen Förderhöhe hatte bereits zur Folge, dass die letzte Innovationsausschreibung 2022 sowie die erste Innovationsausschreibung 2023 deutlich unterzeichnet waren. Die jüngste Ausschreibungsrounde am 1. September 2023 konnte erfreulicherweise trotz der verschlechterten Förderkonditionen einmalig voll gezeichnet werden. Der Grund hierfür ist aber vermutlich vornehmlich die hohe Wettbewerbsintensität der Ausschreibungen des 1. Segments.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Um die Integration der Erneuerbaren Energien durch erzeugungsnahe Speicher dauerhaft sicherzustellen, sollte eine Anpassung des Gebotshöchstwerts für die Innovationsausschreibungen in Folge der Umstellung auf die gleitende Markprämie erfolgen. Zudem sollte eine systemdienliche Fahrweise der Speicher ermöglicht werden, indem bei hohem EE-Angebot im Netz beispielsweise auch Windstrom eingespeichert werden darf. Neben der Problematik des Ausschließlichkeitsprinzips ([vgl. Kapitel 4.3](#)) schreibt die Innovationsausschreibungsverordnung in § 13 Abs. 4 explizit vor, dass nur der von der Anlagenkombination erzeugte Strom zwischengespeichert werden darf. Anlagenkombinationen aus Photovoltaik und Speicher werden zurecht als innovative Anlagenkonzepte eingestuft, da sie die solaren Erzeugungsspitzen in Zeiten mit geringerem Energieangebot verschieben können. Sie reduzieren somit den Ausbaubedarf an zusätzlichen Energieerzeugern und vermindern das Risiko von Netzengpässen. Der Förderrahmen der Innovationsausschreibungen sollte deshalb einen zügigen Hochlauf für diese systemdienlichen Anlagenkonzepte ermöglichen.

4.7 Speicher bei Einsicht in Flächeninformationen berücksichtigen

Das Bundesministerium der Justiz (BMJ) hat am 6. November 2023 einen Verordnungsentwurf zur Erleichterung der Grundbucheinsicht für Erneuerbare-Energien-Anlagen und Telekommunikationsinfrastrukturen in die Verbandeanhörung gegeben. Der Verordnungsentwurf greift ein relevantes Problem bei der Planung von neuen Solaranlagen in der Freifläche auf. Eine erhebliche Hürde besteht aktuell oft darin, dass sowohl von Grundbuchämtern als auch von den Kataster- und Vermessungsämtern die Auskunft über Namen und Anschrift der Grundstückseigentümer unter Verweis auf datenschutzrechtliche Regelungen verwehrt wird – zum Teil auch gegen die Rechtspraxis. Eine Einschaltung der Verwaltungsgerichte sollte zukünftig nicht mehr notwendig sein, um die Energiewende und den Solarausbau nicht unnötig zu verzögern.

Die geplante Klarstellung auf Bundesebene, dass Betreiber und Projektierer von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ein berechtigtes Interesse an einer Einsicht in das Grundbuch haben, ist deshalb notwendig und begrüßenswert. Bisher ist jedoch unklar, ob und inwieweit darunter auch Projekte von Batteriespeicheranlagen fallen – sei es als Stand-alone-Speicher oder in direkter Kombination mit einer EE-Anlage.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die Verordnung sollte explizit benennen, dass das berechtigte Interesse auch für Projektierer von Batteriespeichern im Sinne der EnWG-Definition gilt.

4.8 Klarstellung erforderlich: Reine Eigenverbrauchsspeicher brauchen keine Steuerungstechnik – unverhältnismäßige Kosten und Aufwand vermeiden

In der Praxis werden Batteriespeicher in Haushalten und Gewerbebetrieben sehr häufig eingesetzt, um den Stromverbrauch und die Eigenerzeugung hinter dem Netzanschluss zu optimieren. Diese Speicher werden nur über eigene Erzeuger, i. A. PV-Anlagen, geladen, sie beziehen keine Leistung aus dem Netz. Durch zeitliche Verschiebung von PV-Spitzen werden hohe Lasten zu anderen Zeiten gedämpft. Die im Gewerbe häufig anzutreffende Spitzenkappung führt dabei zu der vom Netzbetreiber explizit gewünschten und über Leistungspreise angereizten gleichmäßigen Netzbelastung – dies hat eine netzdienliche Wirkung. Auch in Haushalten haben Speicher die gleiche netzdienliche Wirkung der Spitzenkappung, sie senken dadurch den Gleichzeitigkeitsfaktor von PV-Anlagen in einem Netzgebiet und reduzieren auch die Verbrauchsspitzen in den Abend- und häufig auch in den Morgenstunden. In vielen Speicher-Förderprogrammen wurde darüber hinaus eine prognosebasierte Nutzung der Speicher vorgeschrieben, was das netzdienliche Verhalten von Speichern (Senkung der Einspeisespitze) weiter unterstützt hat.

Obwohl diese Speicher also keinen Netzbezug haben, werden alle Speicher mit einer Ladeleistung von mehr als 4,2 kW nach der Festlegung der BNetzA zu § 14a EnWG vom 27.11.2023 ab dem 01.01.2024 als Steuerbare Verbraucher (SteuVE) eingestuft.

Die abschließende Definition von Stromspeichern als Steuerbare Verbraucher lautet:

- eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) hinsichtlich der Stromentnahme (Einspeicherung) mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 Kilowatt (kW) und einem unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss in der Niederspannung (Netzebene 6 oder 7)

Der BSW bittet hier um Klärung, denn es gibt verschiedene Konzepte zur Einbindung von Batteriespeichern in Prosumer-Systeme. Bei DC-gekoppelten Speichern teilen sich die PV-Anlage und der Batteriespeicher einen gemeinsamen AC-Wechselrichter. Hier wird die Batterie typischerweise direkt aus der PV-Anlage geladen. Eine Ladung aus dem Netz ist üblicherweise nicht vorgesehen (technisch verhindert) oder in manchen Fällen technisch gar nicht möglich. Bei AC-gekoppelten Speichern verfügen PV und Batterie jeweils über eigene Wechselrichter. Hier wird sehr häufig über die Regelung eine Ladung aus dem Netz technisch verhindert. Der BSW sieht hier die Notwendigkeit einer Klärung der Definition, welche Batteriespeichersysteme tatsächlich erfasst werden müssen.

Entscheidend ist eine Stromentnahme aus dem öffentlichen Netz von 4,2 kW und nicht die Netzan schlussleistung, da es bei Hybridwechselrichtern auch Wechselrichter mit 10 kW Anschlussleistung gibt, die aber nur mit weniger als 4,2 kW die Batterie laden können. Dies kann hardware- oder softwareseitig begrenzt sein.

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur fallen auch Stromspeicher zur reinen Einspeicherung von PV-Strom unter den Rahmen des § 14a EnWG. Da diese Speicher aber keinen Strom aus dem Netz beziehen, erfüllen sie naturgemäß in jedem Betriebszustand die Anforderungen an die mögliche Begrenzung des netzwirksamen Leistungsbezugs. Nach Auffassung des BSW dürfen deshalb hier keine zusätzlichen Kosten für den Einbau funktionsloser und daher unnötiger Steuerungstechnik anfallen. Denn bei

übertriebener Auslegung der Regulierung, z. B. durch den zusätzlichen Einbau von Steuerungstechnik, könnte dies eine Hürde für den Ausbau von Stromspeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung in Privathaushalten und Gewerben darstellen. Auch die unnötigen Kosten für die Steuerungstechnik auf Seiten der Netzbetreiber würden die Netzentgelte erhöhen ohne je eine Wirkung zu entfalten.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Es dürfen keine zusätzlichen Kosten für den Einbau unnötiger Steuerungstechnik anfallen. Es ist eine Klarstellung nötig, welche Batteriespeichersysteme tatsächlich unter die Regelung fallen.

4.9 Kopplung der Fernsteuerbarkeit von EEG-Anlagen (§ 9 EEG) an steuerbare Verbrauchseinrichtung, insbesondere Speicher, (§ 14a EnWG) abschaffen

Mit dem EEG 2021 wurden in § 9 EEG die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit von PV-Anlagen über intelligente Messsysteme (iMSys) geändert.

Die Fernsteuerung von PV-Anlagen durch den Netzbetreiber dient dazu, bei einem erzeugungsgtriebenen Engpass relevante PV-Leistungen ferngesteuert reduzieren zu können. Als relevant werden PV-Anlagen mit einer Leistung größer 25 kW (eigentlich 30 kW, entsprechend der Netzanschlussbedingungen VDE-AR-N-4105) eingeschätzt. Diese müssen nach § 9 EEG jederzeit durch den Netzbetreiber ferngesteuert in der Leistung reduziert werden können, wenn möglich stufenlos. Sobald über intelligente Messsysteme (iMSys) gesteuert werden kann, muss die Steuerung über ein iMSys erfolgen.

Als wenig relevant werden PV-Anlagen kleiner 25 kW angesehen. Diese müssen nicht durch den Netzbetreiber ferngesteuert in der Leistung reduziert werden, sondern bis 7 kW nur „sichtbar“ gemacht werden, d. h. dem Netzbetreiber müssen 15-Minuten-Werte der IST-Einspeisung zur Verfügung stehen.

Für Kleinstanlagen < 7 kW gibt es keine Anforderungen, sie werden als sehr wenig bis gar nicht relevant angesehen.

Mit dem EEG 2021 wurde diese Logik durchbrochen und eine Kopplung der Steuerungsanforderungen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG hergestellt. Nach § 9 Abs. 1 Satz 1, 2. Var. EEG müssen auch kleinste PV-Anlagen spätestens zusammen mit dem Einbau des iMSys verpflichtend mit der notwendigen Technik zur Fernsteuerung über ein iMSys ausgestattet werden, wenn hinter einem Netzverknüpfungspunkt mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung (SteuVE) (darunter auch Speicher) gemäß § 14a EnWG installiert ist oder wird. Dies gilt unabhängig von der Größe der PV-Anlage und auch für Bestandsanlagen (vgl. § 100 Abs. 3 Nr. 3 EEG).

Diese Regelung hat keinen technischen Hintergrund, denn der Zubau eines Verbrauchers führt zu keiner Veränderung der PV-Anlage aus Netzsicht und die Steuerbarkeit von SteuVE nach § 14 a bezieht sich auf einen verbrauchsgetriebenen Netzengpass. Es muss unbedingt zwischen erzeugungsgtriebenen und verbrauchsgetriebenen Netzengpässen unterschieden werden, denn beide Engpässe schließen sich gegenseitig aus. Der Zubau einer Verbrauchseinrichtung in einem Netzstrang hat keinerlei Auswirkungen darauf, ob erzeugungsgtriebene Netzengpässe auftreten. Das heißt, es gibt keinen erkennbaren Grund,

warum eine PV-Anlage mit SteuVE nach § 14a EnWG anders behandelt werden sollte als eine PV-Anlage ohne SteuVE nach § 14a EnWG.

Diese Regelung wird aber in vielen Fällen zu einem unverhältnismäßigen technischen Aufwand und Kosten führen, die sowohl beim Kunden als auch beim Netzbetreiber entstehen. Insbesondere beim Zubau eines Speichers ohne weitere SteuVE kann dies zu unnötigem Einbau von Steuerungstechnik führen.

Denn unter die SteuVE fallen ab dem 01.01.2024 alle Speicher mit einer Leistung von mehr als 4,2 kW (Festlegung der BNetzA zu § 14a vom 27.11.2023), auch wenn diese keine Leistung aus dem Netz beziehen ([siehe Kapitel 4.8](#)). Die derzeitige Regelung hat folgende Konsequenz: Sobald ein iMSys eingebaut wird, müssen

- bei **neuen PV-Anlagen** mit Batteriespeicher – auch wenn diese nur zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden und keine Leistung aus dem Netz ziehen – sowohl die PV-Anlage als auch der Speicher für den Netzbetreiber steuerbar sein, auch wenn keine Wärmepumpe oder Ladesäule installiert wird,
- alle **PV-Anlagen im Bestand** zusätzlich steuerbar gemacht werden, sobald ein Batteriespeicher oder eine andere SteuVE eingebaut wird – auch, wenn es sich um Volleinspeiseanlagen handelt.

Bei neuen PV-Anlagen, die nur zusammen mit einem Batteriespeicher, der unter § 14a EnWG fällt, installiert werden, kann die Ausrüstung zur Ermöglichung der Fernsteuerbarkeit (über iMSys heute technisch noch nicht möglich, ab 2025 Pflicht) zu deutlich höherem Aufwand und Kosten führen. Dabei geht es bei SteuVE um verbrauchsgtriebene Engpässe, der Verbrauch soll im Engpassfall reduziert werden. Bei einer PV-Anlage geht es aber um erzeugungsgtriebene Engpässe – beide gleichzeitig schließen sich gegenseitig aus.

Bei PV-Bestandsanlagen kann der Aufwand bei Nachrüstung eines Speichers oder anderer SteuVE sogar noch deutlich darüber hinausgehen. Hier ist u. U. ein neuer Zählerschrank oder bauliche Maßnahmen, um eine Verbindung zwischen iMSys und Wechselrichter der PV-Anlage herzustellen, oder auch ein Tausch des Wechselrichters notwendig. Die Anschaffung von Sektorkopplungstechnologien nach § 14a EnWG würde dadurch zu unnötigen und unverhältnismäßigen Belastungen und Kosten führen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Kopplung der Pflicht zur Fernsteuerbarkeit von EEG-Anlagen (§ 9 EEG) an das Vorhandensein steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE, § 14a EnWG) sollte gestrichen werden:

§ 9 Technische Vorgaben

Vorbehaltlich abweichender Vorgaben in einer aufgrund des § 95 Nummer 2 erlassenen Verordnung müssen die Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt und die Betreiber von Anlagen, die hinter einem Netzzanschluss mit mindestens einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben werden, sicherstellen, dass bei ihren Anlagen und KWK-Anlagen spätestens zusammen mit dem intelligenten Messsystem technische Einrichtungen eingebaut werden, die notwendig sind, damit über ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Satz 1 Nummer 19 des

Messstellenbetriebsgesetzes Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit entsprechend den Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz

1. die Ist-Einspeisung abrufen können und
2. die Einspiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können.

Damit zusammenhängend ist auch die Regelung für Bestandsanlagen in den Übergangsbestimmungen des EEG zu streichen:

§ 100

(3) *Sobald*

3. eine Anlage nach Absatz 1, die hinter einem steuerbaren Netzzanschluss nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben wird,

nach dem Messstellenbetriebsgesetz mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird, ist § 9 Absatz 1 und 1b dieses Gesetzes anstelle der technischen Vorgaben nach der für die Anlage oder die KWK-Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden.

4.10 Bauliche Anforderungen für Speicher größer 20 kWh abschaffen

Nach dem seit 22.02.2022 geltenden „Muster einer Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen“ (MEltBauVO) sollen Batteriespeicher mit einer Kapazität größer 20 kWh – unabhängig von der eingesetzten Technologie – nur noch im Außenbereich von Gebäuden installiert werden können, denn die baulichen Anforderungen, die in der MEltBauVO gestellt werden, sind innerhalb eines Gebäudes mit vertretbarem Aufwand i. d. R. nicht erreichbar. Damit wurde eine neue bürokratische und dazu kostenintensive technische Hürde für den Ausbau von Speichereinheiten im wichtigen Privat- und Gewerbesegment eingeführt.

Die Regelung ist auch inhaltlich nicht zielführend, weil damit versucht wird, vermeintliche Sicherheitsrisiken des Produkts durch äußere bauliche Maßnahmen einzuschränken. Stattdessen sollte die bereits etablierte Strategie der Batteriehersteller konsequent unterstützt werden, die Sicherheit von Batteriespeichersystemen durch Gewährleistung der Sicherheit innerhalb des Produkts herzustellen. Im Rahmen der bisherigen und noch stattfindenden Standardisierungs- und Normungsprozesse werden die Anforderungen an die Produktsicherheit soweit erhöht, dass es sich um ein eigensicheres Produkt handelt, von dem keine unverhältnismäßigen Risiken ausgehen.

Die MEltBauVO sollte aus Sicht der Solarwirtschaft in dieser Form in den Ländern NICHT umgesetzt und baldmöglichst korrigiert werden. Sollte der Verordnungsgeber dennoch an einem Grenzwert festhalten, muss dieser technologiespezifisch ausgelegt werden und sich an zukünftigen typischen Anwendungsfällen in Haushalt und Gewerbe orientieren, wie sie durch die neuen Ausbauziele nach EEG und Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II) angestrebt werden. Nicht brennbare Batterietypen müssen von der Regelung ausgenommen werden.

4.11 Heimische Speicherindustrie stärken

Es ist zu begrüßen, dass das Wirtschaftsministerium in Kapitel 3.17 des Strategieentwurfs auf bestehende Maßnahmen zur „Förderung der Fertigung von Batteriezellen und Systemkomponenten“ eingeht. Sowohl für die Energiewende, als auch für den Wirtschaftsstandort Deutschland ist es erfolgskritisch, dass die zentralen Energiewendetechnologien auch heimisch produziert werden. Dadurch werden geopolitische Abhängigkeiten vermieden und Resilienz sichergestellt. Vor diesem Hintergrund kann die Bestandsaufnahme des BMWK nur ein Anfang sein, um eine nachhaltige industriepolitische Strategie zu entwickeln.

Ähnlich wie bei der Photovoltaik bietet der rasant anwachsende Speichermarkt derzeit ein Möglichkeitsfenster, um heimische Produktionskapazitäten für die Zukunftstechnologie Stromspeichersysteme im großen Stil auszubauen. Dabei sollte sich der Fokus nicht nur auf Batteriezellen beschränken. Weitere Systemkomponenten wie das Energiemanagement und die Einbindung in virtuelle Kraftwerke spielen für die Systemintegration eine entscheidende Rolle. Zudem ist in der weiteren Debatte zu prüfen, wie die vom BSW vorgeschlagenen Resilienzprogramme (siehe Kapitel 6 der BSW-Stellungnahme zum Solarpaket) auch auf die begleitende Speichertechnologie erweitert werden können.

Wichtiger Erfolgsfaktor für die heimische Stromspeicherbranche ist auch die anwendungsnahe Forschungsförderung, die angesichts der dynamischen Entwicklung der Energietransformation und der Batteriespeichertechnik eher ausgebaut als reduziert werden sollte.

5. Weitere Vorgehensweise

5.1 Branchendialog zur Systemintegration von Stromspeichern

Die Entwicklungen in der Energiewende sind hochdynamisch und erfordern einen kontinuierlichen engen Austausch zwischen allen beteiligten Akteuren. Der BSW begrüßt es daher ausdrücklich, dass das BMWK den Dialog mit der Speicherbranche verstetigen und intensivieren möchte (siehe „3.18 Branchenabfrage“ des Entwurfs der Speicherstrategie). Nach dem Vorbild anderer Dialogprozesse, bspw. dem „Branchendialog Beschleunigung Netzanschlüsse“, sollte das BMWK einen Branchendialog zur Systemintegration von Stromspeichern initiieren. Dabei können die vielfältigen Fragen und Herausforderungen zur Speicherintegration ausführlich besprochen werden, um gemeinsam bestmögliche Lösungen für die Energiewende zu entwickeln.

Um der künftigen zentralen Rolle der Stromspeicher im Stromsystem gerecht zu werden und zielgerichtet zu kontinuierlichen Fortschritten in der Umsetzung zu kommen, sollte die Verantwortlichkeit im Ministerium gebündelt und die Ressourcen dafür gestärkt werden.

Die Branche wünscht sich außerdem eine aktive Unterstützung der Bundesregierung bei der Akzeptanzkommunikation für Batteriespeicher in breiter dezentraler Anwendung im Hinblick auf die Zukunftsfähigkeit und Sicherheit der Technologie.

5.2 Verzahnung der Stromspeicherstrategie mit weiteren Prozessen

Damit Stromspeicher und insbesondere Batteriespeicher ihr volles Potenzial für ein Gelingen der Energiewende und der Sicherheit, Effizienz und Kostengünstigkeit des künftigen Stromsystems entfalten können, muss die Speicherstrategie im Kontext zu bereits existierenden Prozessen und Strategien entwickelt und ihre Inhalte dort wirksam eingebbracht werden. Dies betrifft vor allem:

- die Systementwicklungsstrategie auf Basis der Langfristzenarien,
- die Plattform klimaneutrales Stromsystem (Strommarktdesign),
- die Kraftwerksstrategie,
- die Roadmap Systemstabilität,
- die Beschleunigung von Netzanschlüssen,
- sowie BNetzA-Festlegungen wie beispielsweise zu EnWG-§-14a-Verbrauchern.

5.3 Forschungslücken zu Stromspeichern schließen

Die Speicherstrategie des BMWK ist ein wichtiger Impuls, der Dynamik in die Speicherdebatte bringt. Dabei wird deutlich, dass die schnelle technische und industrielle Entwicklung insbesondere bei Batteriespeichern intensive wissenschaftliche Begleitforschung erfordert, um die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems noch effizienter und präziser zu gestalten. Im Rahmen der Speicherstrategie sollten deshalb spezifische Forschungsfragen gesammelt und vom BMWK beauftragt werden. Unter anderem folgende Themen sind dabei von besonderem Interesse:

- In welchem Umfang können Batteriespeicher erneuerbare Erzeugungsüberhänge in erzeugungssärmere Zeiten verschieben und damit Residuallast reduzieren?
- In welchem Umfang lässt sich dabei Abregelung vermeiden?
- Welche Leistung an Ersatzkraftwerken kann durch Stromspeicher eingespart werden?
- In welchem Umfang können Speicher den Netzausbaubedarf reduzieren oder zeitlich strecken?
- Welchen regulatorischen Rahmen braucht es, damit die verschiedenen Betriebs- und Geschäftsmodelle von Stromspeichern solche netz- und systemdienlichen Wirkungen entfalten?

Anstatt einer segregierten Betrachtung einzelner regulatorischer Aspekte bezüglich Stromspeichern im aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmen, wie in der Hemmnisanalyse des BMWK-Entwurfs erfolgt, sollte eine systematische Gesamtschau durchgeführt werden, die von einer zuvor entwickelten strategischen Zieldefinition ausgeht und die auf die künftige Rolle der Speicher im Stromsystem und die absehbaren Chancen und Potenziale abzielt.



Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer, geschaeftsleitung@bsw-solar.de

Thomas Seltmann, Referent Solartechnik & Speicher, seltmann@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 - 28

Benedikt Fischer, Referent Solartechnik & Recht, fischer@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788 - 33



Ausschussdrucksache **20(25)560 NEU**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

29. Januar 2024

Stellungnahme

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES), OTH Regensburg
Mitglied im Nationalen Wasserstoffrat der Bundesregierung

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage

**Stellungnahme zum Antrag „Energiespeicher jetzt ausbauen“
zur Anhörung des 96. Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie
im Bundestag der Bundesrepublik Deutschland**

Von Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner

Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES, OTH Regensburg)

Mitglied im Nationalen Wasserstoffrat der Bundesregierung

michael.sterner@oth-regensburg.de

Die 15 Forderungen sind nachvollziehbar und konsistent. Sie sollten parteiübergreifend diskutiert und umgesetzt werden, damit die Energieversorgung Deutschlands weiterhin auf einem sicheren Fundament steht und 100 % Erneuerbare Energien technisch Realität werden, wodurch die Klimaziele in den anderen Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie erreicht werden.

Atom- und Kohleausstieg erfordert Speichereinstieg

Speicher sind die Absicherung für alles, was an der Stromversorgung hängt: Digitalisierung und KI, Wärmepumpen, E-Mobilität, Wasserstoff, Industrie, kritische Infrastruktur etc. Um die Lücke durch Atom- und Kohleausstieg sicher zu schließen, ist parallel zum Wind- und Solarausbau im gleichen Maße der Ausbau an gesicherter Leistung in Form von Gaskraft (KWK, Wasserstoff, grüne Gase) und Speichern nötig. Eine Stromtrasse bringt keine technische Versorgungssicherheit, wenn am Ende der Leitung keine Kraftwerke oder Speicher stehen. Alle notwendigen Speichertechnologien sind in ausreichender Marktreife im großtechnischen Maßstab vorhanden. Allein die Regulatorik hindert den Auf- und Ausbau der Speicher. Es braucht Netze und Speicher, nicht nur Netzausbau. Kraftwerks- und Speicherstrategie sind aufeinander abzustimmen und nicht nur im NEP, sondern auch im Systementwicklungsplan zu berücksichtigen. Speicher sind als vollwertige Flexibilität zur Verringerung von abgeregeltem Strom zuzulassen. Das langjährig praktizierte „Netze first, Speicher later“ ist schädlich für die Versorgungssicherheit. Seit 15 Jahren weise ich in meinen Stellungnahmen und wissenschaftlichen Publikationen auf diese Fakten hin. Technik und Investoren stehen bereit, werden aber in der Umsetzung durch die Regulatorik behindert, sodass bisher zu wenig Speicher errichtet wurden. Es sind dringende Änderungen nötig, damit die Energiewende gelingt und die Klimaziele erreicht werden!

Kurzzeitspeicher: Batterien und Pumpspeicher

Pumpspeicher sind eine etablierte, Jahrhunderte alte robuste, wartungsarme Technologie, die durch die Langlebigkeit nach heutigem Stand kostengünstiger Strom speichert als Batterien. Der verschleiß- und ressourcenintensive Batteriezellwechsel alle 10-15 Jahre entfällt. Der große Flächenverbrauch und Eingriff in die Natur sind mit entsprechenden Maßnahmen zu kompensieren.

Batterien sind geografisch unabhängiger als Pumpspeicher, was ihr Potenzial vergrößert, flexibler in der Standortwahl, kleinteiliger und haben eine höhere Energiedichte. Ebenso sinken die Kosten seit Jahren, was Großbatterien in Zukunft in allen Segmenten

kostengünstiger als Pumpspeicher werden lassen kann und diese in der Merit-Order nach vorne rutschen. Sie brauchen aber mehr kritische Rohstoffe, weshalb Recyclingkonzepte und Ressourcenstrategien für Batterien essenziell für ihre Verfügbarkeit und Umweltverträglichkeit sind. Auch hier gibt es zukunftsweisende Entwicklungen: Cobalt (und z. T. auch Nickel) spielen bei den stationären Großbatterien durch die LFP-Dominanz eine geringere Rolle und nach heutigem Stand der Technik ist auch Anfang der 2030er Jahre mit Natrium-Ionen-Batterien zu rechnen, welche geringere Herausforderungen bei Rohstoffen haben.

Langzeitspeicher: Gaskraft mit grünen Gasen und Wasserstoff

Kurzzeitspeicher können die Versorgung nur wenige Stunden absichern. Zur Absicherung der Dunkelflaute braucht es Langzeitspeicher, die in Form der Gasspeicher laut BNetzA mit 286 TWh Energie im Arbeitsgasvolumen, was einer Speicherkapazität von über 7.000 x aller Pumpspeicher bzw. über 24.000 x aller Batteriespeicher entspricht. Ich habe mit Kollegen 2009 das Verfahren Power-to-Gas erfunden und vorgestellt: die Kopplung von Strom- und Gassektor zur Erschließung dieser großen Speicherkapazitäten. Über Elektrolyse und Methanisierung steht das „Ladegerät“ für diese Gasspeicher zur Verfügung und das Henne-Ei-Problem von Wasserstoff wurde gelöst: Das synthetisches grüne Gas (SNG) hat die gleichen physikalischen Eigenschaften wie Erdgas. Dadurch kann die vorhandene Gasinfrastruktur genutzt werden: etwa 570.700 km Gasnetze und -pipelines, 286 TWh Gasspeicher, 35,9 GW Kraftwerke, BHKW, Fahrzeuge, industrielle Anwendungen wie Prozesswärme oder auch die stoffliche Nutzung in der energieintensiven Industrie: Stahl, Chemie, Papier, Glas etc.

Dingende Änderungen in der Regulatorik

- **Pumpspeicher (7 GW, 40 GWh): Genehmigungsverfahren beschleunigen + vereinfachen.**
Es kann nicht sein, dass wie beim PSW Riedl das Verfahren mittlerweile über 10 Jahre dauert, obwohl ausreichende Ausgleichsmaßnahmen für die Umwelteinträge vorliegen und dennoch kein Beschluss zustande kommt, obwohl die Industrie und die Region diese Absicherung der Stromversorgung dringend benötigt, Solarstrom dort im großen Maßstab wegen fehlender Speicher abgeregelt wird und das PSW 100 % EK finanziert ist.
- **Batterien**
 - o Heimspeicher (6,1 GW; 9,8 GWh): Beladung mit Netzstrom zulassen
1,1 Mio. Heimspeicher stehen im Winter als weitgehend ungenutztes Asset in den Häusern als lokale Flexibilität. Das Laden zu Zeiten mit geringen Strompreisen ermöglicht mehr Flexibilität, Preisstabilität und eine bessere Integration erneuerbarer Energien.

Hintergrund: Viele Einschränkungen bei Heimspeichern stammen aus der EEG-Förderung der PV-Anlage und der erforderlichen messtechnischen Abgrenzung von Grün- und Graustrom. Die Zeiten haben sich geändert: Mit a) immer mehr Post-EEG-Anlagen, b) einer relativ geringen Einspeisevergütung und c) ohnehin geringer werdenden Anteilen von Überschusseinspeisung bei Anlagen mit Speicher und Sektorkopplung (Wärmepumpe, E-Mobilität) sollte Betriebsweise und Wirtschaftlichkeit von Speichern nicht mehr auf der PV-Überschusseinspeisung basieren, weil diese Strommengen ohnehin in Zeiten (mittags, Wochenende) von sehr geringen Börsenstrompreisen anfallen und so die Allgemeinheit mit der EEG-Umlage belasten.

Es ist also an EEG-Anlagen sinnvoll, dass Graustrom aus dem Netz zwar bezogen aber nicht in das Netz zurückgespeist, sondern nur zeitversetzt an die Verbraucher abgegeben werden kann. Damit bleibt das Messkonzept einfach und der Verbraucher profitiert von günstigen Stromkosten. Dieser zeitlich verlagerte Netzstrombezug über dynamische Stromtarife (und zukünftig Netzentgelte) sollte also auch mit EEG-PV-gekoppelten Stromspeichern zulässig und gewünscht sein.

- Großspeicher (1,2 GW; 1,5 GWh):

Baukostenzuschuss abschaffen: Speicher entlasten und stabilisieren die Netze und vermeiden Netzausbau. Ein Baukostenzuschuss für den „Ausbau des allgemeinen Netzes“, der durch den zusätzlichen Anschuss verursacht ist, ist damit weder sachlich noch technisch begründbar.

Netzentgeltbefreiung verlängern: Gleiche Begründung: Speicher entlasten die Netze und sorgen für die Integration erneuerbarer Energien.

Gewerbesteuer Verteilschlüssel wie Wind/PV handhaben: Für die lokale Akzeptanz ist es sinnvoll, die Gewerbesteuer wie bei Wind/PV sowohl auf Standort- als auch auf Betreiberkommune aufzuteilen

Die Zuständigkeit des VNB endet am Zähler / Netzverknüpfungspunkt: Ein möglicher Eingriff in die Anlage hinter dem Zähler verunsichert Markt und Entscheidungsträger und stellt somit ein Investitionshemmnis dar und. Durch diese Klarstellung kann ein großes zusätzliches Potenzial an Speichern in Gewerbe und Industrie erschlossen werden.

- Wasserstoff und Power-to-Gas

- **Heimische Erzeugung von Wasserstoff und SNG stärken**
Importstrategie pragmatisch auf heute verfügbare Technologien ausrichten
Gelder effizient einsetzen

Die jüngste Vergangenheit hat gezeigt, dass die heimische Versorgung mit Energie viele Vorteile wie Souveränität, Resilienz und Wertschöpfung vor Ort hat. Deutschland hat das technische Potenzial an erneuerbaren Energien, über Power-to-X seinen gesamten Bedarf an Wasserstoff und Derivaten zu decken. Einerseits ist nicht jedes technische Potenzial wirtschaftlich nutzbar. Andererseits ist es der Politik bislang nicht gelungen, über Kommunikation und eine finanzielle Teilhabe der Bevölkerung die gesellschaftliche Akzeptanz zur Erschließung dieses Potenzials herzustellen. Daher ist Deutschland weiterhin auf Importe angewiesen. Aus realistischer Perspektive sind Importe erforderlich und haben ebenfalls Vorteile: durch die Erschließung günstiger erneuerbarer Energien können große Mengen an Wasserstoff und Derivaten aus Ländern mit geringer Bevölkerungsdichte zu voraussichtlich geringeren Kosten als heimischen Wasserstoff importiert werden. Die über 30 wertebasierten Energiepartnerschaften ermöglichen zudem eine Diversifizierung der Energieversorgung und neue Wertschöpfung in Ländern des globalen Südens, wobei ebenso in den Exportländern die gesellschaftliche Akzeptanz und Umweltverträglichkeit sicherzustellen ist.

Nur wenige Technologien weisen die technische Reife für einen Import im relevanten Größenmaßstab bis 2030 auf. Der Aufbau einer neuen Infrastruktur für reinen Wasserstoff samt Speichern, Terminals, Pipelines und Anwendungen kostet Milliarden. Der Staat kann eine

Anschubfinanzierung leisten, aber nicht dauerhaft subventionieren. Wettbewerbliche Instrumente helfen, die Kosten für den Staat zu minimieren. Es ist daher empfehlenswert, die Maßnahmen für den Markthochlaufs in diesem Zeitraum primär auf die heute verfügbaren Technologien und Importpfade auszurichten, um die **begrenzten finanziellen Mittel möglichst effektiv einzusetzen** und damit einen **maximalen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Resilienz und den Klimaschutzz Zielen** zu leisten. Unabhängig davon sind alle vielversprechenden Technologien durch Forschung und Entwicklung zur Marktreife voranzutreiben.

- **Bestehende Infrastruktur nutzen und Zeit sparen**
Power-to-X und Gaskraft ausbauen zur Nutzung von Langzeitspeichern und Absicherung der technischen Versorgungssicherheit
Kraftwerks- und Speicherstrategie gemeinsam denken und umsetzen

Die bestehende Infrastruktur wie Wasserwege, das Schienennetz, die Ölpipelines und die Gasinfrastruktur können für Wasserstoffderivate wie SNG, LNG, Ammoniak und Methanol genutzt werden. Sowohl Ammoniak als auch Methanol könnte als Langzeitspeicher genutzt werden und zur Rückverstromung dienen. Diese Derivate werden allerdings in der stofflichen Nutzung (Grundstoffindustrie) dringender benötigt.

Mit einem CO₂-Molekül als Wasserstoffträger kann grünes Methan (SNG) fossiles Erdgas ohne weitere Investitionen in allen bestehenden Gasinfrastrukturen ersetzen und importiert werden. Für reinen Wasserstoff gibt es jedoch heute bis auf die Beimischung im Gasnetz noch keine Importinfrastrukturen. **Die Umstellung bestehender Gasspeicher bei 200 bar Betriebsdruck auf reinen Wasserstoff reduziert die nationalen Speicherkapazitäten auf ein Viertel.** Entsprechend wäre mit Wasserstoff der Winter 2021/22 nicht zu überbrücken gewesen. Gerade im Hinblick auf das Erreichen der Klimaziele im Jahr 2030 sollte die Nutzung vorhandener Import-Infrastrukturen für passende Derivate oder die Beimischung von Wasserstoff vorangetrieben werden. Diese hat große Vorteile, weil keine neuen und zeitintensiven Genehmigungsverfahren sowie Sicherheitsprüfungen anfallen, die Speicherinfrastruktur und ebenso alle Anwendungstechnologien in Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft direkt nutzbar sind.

Für 2030 ist ebenso die Umsetzung der Kraftwerksstrategie von entscheidender Bedeutung, da die bestehenden Gaskraftwerke und KWK mit 36 GW nicht ausreichen, um im Winter die technische Versorgungssicherheit bei stetig steigender Last durch Elektromobilität, Wärmepumpen und andere Anwendungen der direkten Elektrifizierung zu decken und damit Blackouts zu vermeiden. Daran ist zwangsläufig auch das Erreichen des Kohleausstiegs und die Defossilisierung der anderen Sektoren gekoppelt, weshalb die Rückverstromung von Wasserstoff und Derivaten wie SNG neben Industrie und Verkehr eine hohe klimapolitische Relevanz hat. **Die Kraftwerksstrategie ist also elementar mit den Gasspeichern verbunden**, weshalb Kraftwerks- und Speicherstrategie gemeinsam gedacht und verzahnt umgesetzt werden sollten. Es ist daher empfehlenswert, die vorhandene Infrastruktur über die Planungs- und Umsetzungsvorhaben wie Netz- und Systementwicklungsplänen für eine klimaneutrale Energieversorgung mit Wasserstoff und Power-to-X wie SNG zu rüsten.

Speicherbedarf

Der Speicherbedarf ist bereits lange erforscht und steht wie folgt seit 2014 in meinem Lehrbuch und Standardwerk „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“ im SpringerNature Verlag (Kap. 3). Die grundlegenden Aussagen sind hier aufgeführt:

Speicherbedarf – ca. 60 % erneuerbarer Anteil

- Erste signifikante marktbasierter Stromüberschüsse, welche durch Kurzzeitspeicher integriert werden können, treten bei einem geplanten Netzausbau zwischen 40 und 60 %, für Langzeitspeicher zwischen 60 und 80 % erneuerbarer Energien auf. In inflexiblen Systemen mit starren Kraftwerken und KWK ohne Netzausbau bereits ab 30–40 % auf.

Speicherbedarf – ca. 80 % erneuerbarer Anteil

- Bei idealem Netzausbau werden ab einem EE-Anteil von 80 % sowohl Kurz- als auch Langzeitspeicher zum Vermeiden von massiver EE-Abregelung und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele notwendig. Ihr Einsatz ist im einstelligen GW-Bereich wirtschaftlich.
- Kurz- und Langzeitspeicher mindern durch Aufnahme erneuerbarer Energien und die Reduktion des Einsatzes fossiler Brennstoffe die CO₂-Emissionen im Stromsektor.

Speicherbedarf – 100 % erneuerbarer Anteil

- Energiespeicher sind in einer Vollversorgung von elementarer Bedeutung für die Versorgungssicherheit.
- Zwischen 80 und 100 % erhöht sich der Speicherbedarf um den Faktor 2–4. Vor allem Langzeitspeicher werden verstärkt ausgebaut. Die Energiespeicherung hat einen Anteil an den Stromgestehungskosten von ca. 20–30 %.
- Trotz massiver Überinstallationen von Wind + PV verringert sich der Bedarf an Backup-Leistung (Langzeitspeicher: Gaskraftwerke) im Vergleich zu heute kaum (60–70 GW oder ca. 80 % der Jahreshöchstlast). Dieser Wert ist unter Berücksichtigung der Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken und Anlagen noch etwas höher.
- Die heute vorhandene Gasspeicherkapazität reicht in allen Studien für den Langzeitspeicherbedarf über Power-to-Gas bei Weitem aus und wird maximal zu 30–40 % genutzt. Für reinen Wasserstoff ist sie aufgrund der wesentlich geringeren Energiedichte (bei 200 bar Betriebsdruck Faktor 4) nicht ausreichend.

An diesen Studien habe ich und mein Team mitgearbeitet. An den Größenordnungen (GW und TWh) hat sich auch nach 10 Jahren nichts Wesentliches verändert:

■ Tab. 3.9 Gegenüberstellung der betrachteten Studien

	<i>BMU-Langfristzenarien</i>	<i>UBA-100 %-Studie</i>	<i>VDE-ETG-Studie</i>
<i>Überschüsse und Speicherbedarf</i>			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	3,7 TWh (Pumpstrom)	–	Überschüsse 0,26 TWh
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	5,9 TWh (Pumpstrom)	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	8,0 TWh (Pumpstrom)	–	Überschüsse 30 TWh
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	–	8,0 TWh (Pumpstrom) 90,5 TWh (Power-to-Gas) 1,2 TWh (ungenutzte Überschüsse)	–
<i>Einsatz Kurzzeitspeicher</i>			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	PSW ca. 8,7 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	7,2 GW @ 48 GWh (Variante A)
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	PSW ca. 12,2 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	PSW ca. 12,2 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	14 + 7,2 GW @ 70 + 48 GWh Kapazität (Variante E)
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	–	PSW 8,6 GW @ 55 GWh Kapazität, Einspeicherstrom: 8,0 TWh, Ausspeicherstrom: 6,0 TWh Wärmespeicher	36 GW @ 184 GWh Kapazität (Variante D)
<i>Einsatz Langzeitspeicher</i>			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	keine	–	keine
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	keine Angabe	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	keine Angabe	–	18 GW @ 7 TWh Kapazität (Variante E)
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	keine Angabe	Power-to-Gas Variante H ₂ : 44 GW @ 85 TWh, Einspeicherstrom: 90,5 TWh, Ausspeicherstrom: 38,1 TWh Variante CH ₄ : 44 GW @ 75 TWh, Einspeicherstrom: 90,5 TWh, Ausspeicherstrom: 31,6 TWh Wärmespeicher	68 GW @ 26 TWh Kapazität (Variante D)



Ausschussdrucksache **20(25)561**

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

29. Januar 2024

Stellungnahme
Dr. Constanze Adolf
Managing Director
H/ Advisors Deekeling Arndt

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU
Energiespeicher jetzt ausbauen
BT-Drucksache 20/8525

Siehe Anlage

**Stellungnahme zum Antrag der CDU/CSU
"Energiespeicher jetzt ausbauen"**

Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und Energie, Öffentliche Anhörung
29.01.2024, 14 – 16 Uhr

Eingereicht von: Dr. Constanze Adolf, Managing Director
H/Advisors Deekeling Arndt, Mommensenstr.57, 10629 Berlin
constanze.adolf@h-advisors.global, +49 159 0300 4810

Inhalt

1. Energiespeicher-Strategie & Antrag CDU/CSU „Energiespeicher jetzt ausbauen“ als Grundlage für eine Wärmespeicherstrategie.....	2
2. Die Rolle von thermischen Energiespeichern für eine erfolgreiche Industrie- und Energiewende.....	2
3. Thermische Energiespeicher als Enabler für ein dekarbonisiertes Gesamtsystem.....	4
4. Sekorenkopplung – jede Kilowattstunde Energie bestmöglich nutzen.....	4
5. Flexibilisierung / Flexibilität als neue Währung des Energiesystems	4
6. Privates Investment braucht einen verlässlichen regulatorischen Rahmen.....	5
7. Thermische Energiespeicher sorgen für Akzeptanz & lokale Wertschöpfung.....	5
8. Das erneuerbare Energiesystem als Ganzes zu Ende denken.....	6
9. Informationsdefizit von Energiespeicherlösungen abbauen	6
10. Fazit: einfach machen!.....	7

1. Energiespeicher-Strategie & Antrag CDU/CSU „Energiespeicher jetzt ausbauen“ als Grundlage für eine Wärmespeicherstrategie

Die Herausforderungen nach einer raschen Umsetzung und Umsetzbarkeit der Energiewende in Deutschland wird auch im Blick auf unsere europäischen Nachbarn und internationale Lieferketten zunehmend von Sicherheitsinteressen geprägt. Im Fokus steht die Frage, wie schnell und in welchem Umfang wir die dafür notwendige Infrastruktur ertüchtigen können, um zügig Souveränität und Autarkie in der deutschen Energieversorgung zu erreichen.

Die am 18. Dezember 2023 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vorgelegte Stromspeicher-Strategie misst dem Ausbau von Stromspeichern in Deutschland eine herausragende Rolle bei. Dabei identifiziert sie wichtige Handlungsfelder, die zeigen, welche Rolle Energiespeicher spielen können, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, solide Geschäftsmodelle zu entwickeln und bis 2035 die Stromversorgung nahezu klimaneutral zu stellen.

In diesem Zusammenhang ist der Antrag der CDU/CSU Fraktion vom 26.09.2023 „Energiespeicher jetzt ausbauen“ ein begrüßungswertes – wenn auch später – Schritt hin zu der Anerkennung von Energiespeichern als „Vierte Säule im Energiesystem“ – neben Erzeugung, Transport und Verbrauch.

Deutschland hat sich zu ambitionierten Zielen beim Ausbau erneuerbarer Energien bekannt. Vor allem im aktuellen Kontext der Frage, wann und wie schnell beispielsweise die Kraftwerkstrategie oder der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu sichtbaren Ergebnissen führt, ist eine rasche Einführung bewährter und skalierbarer Technologien wichtig, um die Netzflexibilität zu erhöhen und die sichere und effiziente Integration erneuerbarer Energiequellen zu ermöglichen. Letztlich geht es hier auch um das Vertrauen der Wähler:innen in die politische Umsetzungsfähigkeit durch die Schaffung sichtbarer und belastbarer Ergebnisse.

Die energie- und volkswirtschaftliche Bedeutung des anstehenden Transformationsprozesses ist unbestritten. Daher sind beide Initiativen als ein mehr als wichtiger Auftakt für eine intensive Debatte zur Systemintegration von Speichern zu sehen. Sowohl die Speicherstrategie des BMWK als auch der Antrag der CDU/CSU Fraktion verbleiben allerdings in alten Grenzen des Energiesystems verhaftet. Mit anderen Worten, hier wird weiterhin an einer Stromwende gearbeitet, ohne das Potential thermischer Energiespeicher sowohl für industrielle Dekarbonisierung als auch für die Versorgung von Nah- und Fernwärmennetzen gesamtsystemisch mit einzubeziehen. Diese Potentiale von thermischen Energiespeichern möchte ich im Folgenden anreißen.

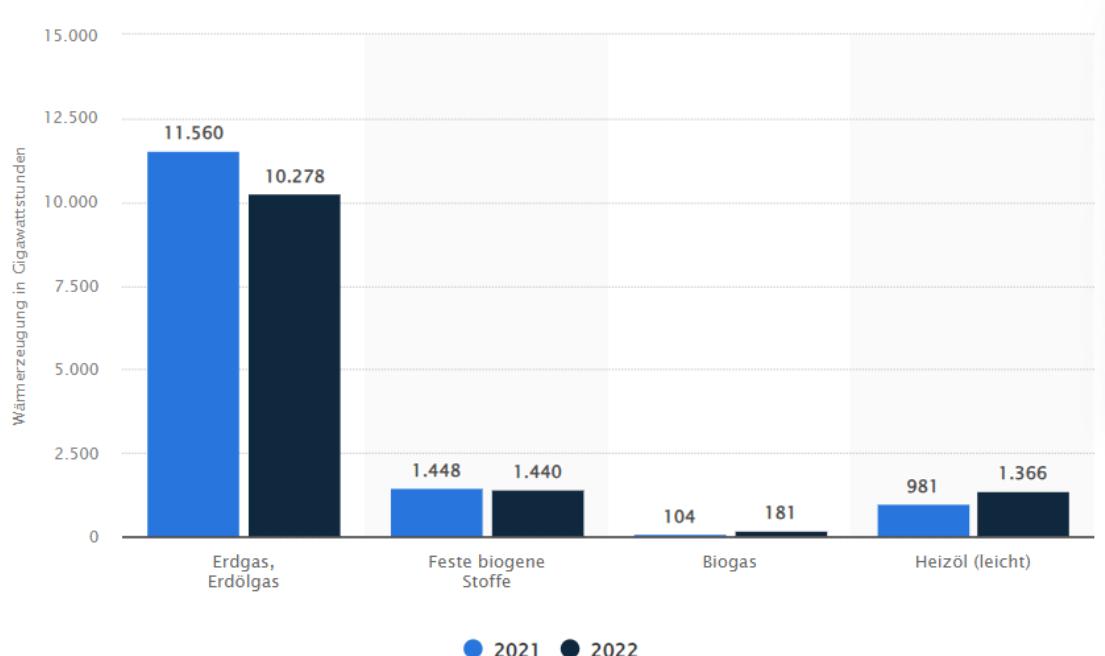
2. Die Rolle von thermischen Energiespeichern für eine erfolgreiche Industrie- und Energiewende

Wärmespeicher-Anwendungen stellen eine Schlüsseltechnologie für die Flexibilisierung und Systemintegration und damit für die nächste Phase der Energiewende mit einem deutlich höheren Anteil an erneuerbaren Energien dar.

Der Wärmesektor trägt mit einem Anteil von über 50 Prozent am Gesamtenergiebedarf in Deutschland maßgeblich zu den Treibhausgasemissionen des Landes bei.¹ Die Bereitstellung von Wärme und Kälte verursacht mehr CO₂-Emissionen als der Strom- und der Mobilitätssektor zusammen. Über 80 Prozent des Wärmebedarfs wird aktuell mit fossilen Brennstoffen gedeckt (s. Abb. 1). Zudem entweicht jährlich etwa 200 TWh industrielle Abwärme ungenutzt, was zusätzlich zum Dekarbonisierungspotential auch den Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz verdeutlicht.

¹ Umweltbundesamt (2024): [Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme](#), abgerufen am 19.01.2024

Abbildung 1: Nettowärmeerzeugung in Deutschland nach ausgewählten Energieträgern in den Jahren 2021 und 2022 (in Gigawattstunden)



Quelle: Statista (2023), [Wärmeerzeugung in Deutschland nach Energieträger 2022](#), abgerufen am 22.01.2024

Der Begriff Thermische Technologien steht für jegliche Technologien, die Energie in Form von Wärme erzeugen, bereitstellen oder speichern können. Sie ermöglichen es, Wärmeenergie zu speichern, auch wenn die Energiequelle unzuverlässig ist oder unterbrochen wird. Sie ermöglichen weiterhin die Flexibilisierung des Energiebezugs bei verlässlicher, bedarfsgerechter Versorgung und erhöhen die Prozessstabilität indem Ausfallzeiten reduziert werden.

Anwendungsbeispiele sind beispielsweise hocheffiziente Power-to-Heat (to-Power)-Lösungen mit Wirkungsgraden von über 90 Prozent. Zugleich bedarf es einer konsequenten Abwärmenutzung in weiteren Prozessen, für Heizwärme in Quartieren oder zur stofflichen Nutzung. Weiterhin tragen auch Solarthermie neben der Elektrifizierung von industriellen Prozessen und der Nutzung alternativer Energieträger wie z.B. grünem Wasserstoff zur Wärmewende bei.

Vor allem die Energiewende in der Industrie ist sowohl aus Gründen der langfristigen Versorgungssicherheit, der energiepolitischen Souveränität sowie des Erhalts der industriellen Grundlage dringend geboten. Thermische Energiespeicher sind in diesem Zusammenhang ein Schlüsselfaktor.

Technologische Exzellenz im Bereich thermischer Energiespeicher und Anlagen, die bereits im Betrieb sind, gibt es bereits und sie haben sich bewährt. Allerdings wird eine Vielzahl von ihnen außerhalb Deutschlands errichtet und erfolgreich betrieben, weil bisher die nötigen Rahmenbedingungen in Deutschland fehlten. Dabei ist die Aufgabe eindeutig: die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten zu verringern und technologieoffen neue Formen der Energieversorgung kritisch zu evaluieren.

3. Thermische Energiespeicher als Enabler für ein dekarbonisiertes Gesamtsystem

Immer mehr Unternehmen, insbesondere aus energieintensiven Branchen, stecken sich hohe Ziele um klimaneutral zu werden. Reporting-Prozesse ermöglichen eine genaue Kartierung von Energieverbräuchen.

Zumeist werden Energiespeicher als Systemdienstleister zur Stabilisierung des Stromnetzes in Verbindung gebracht („flatten the curve“). Ihr weitaus wichtigeres Potential besteht allerdings in ihrer Dekarbonisierung von Wärmenetzen und vor allem auch von Industrieanlagen zur Sicherung der Standortfaktoren in Deutschland.

Thermische Energiespeicher ermöglichen zudem Dezentralität und schaffen damit eine Ortsunabhängigkeit von kritischer Infrastruktur.

Derartige Anlagen können exakt und bedarfsgerecht die von der Industrie individuell benötigten Temperatur- und Druckstufen liefern. Durch die oftmals geringen Investitionskosten und eine hohe Lebensdauer sind Investitionen in thermische Energiespeicher auch aus ökonomischer Sicht hochgradig effizient.

4. Sekorenkopplung – jede Kilowattstunde Energie bestmöglich nutzen

Besonders mit der steigenden Integration von erneuerbaren Energien mit einem Anteil von über 50 Prozent im Stromsektor² wird deutlich, dass neben der Erzeugung regenerativer Energien deren Überführung und die effiziente Umwandlung in anderen Sektoren wie Wärme und Dampf zu wesentlichen Bausteinen für den Erfolg der Energie- aber auch der Industriewende geworden sind. Thermische Speicher entlasten die Stromnetze mit hohem Wirkungsgrad, in dem sie die Stromspitzen, die nicht abtransportiert werden können, in CO₂-freien Prozessdampf bzw. CO₂-freie Prozesswärme umwandeln. Diese weitere Stufe der Effizienzsteigerung bzw. Veredlung von regenerativem Strom ist praktizierter Klimaschutz weitergedacht, der zudem wirtschaftlich nachhaltig ist.

Erst ein barrierefreier Zugang auf sämtliche erneuerbare Energieformen, ob direkt geliefert oder gespeichert, erlaubt eine wirksame und schnelle Dekarbonisierung. Daher macht die Regelung keinen Sinn, Energiespeicher jeweils an den Sektorengrenzen mit den vollen Abgaben und Umlagen zu belasten. Bepreist werden sollte lediglich der Letztverbrauch, egal, welchen Weg die Energie bis dahin genommen hat.

5. Flexibilisierung / Flexibilität als neue Währung des Energiesystems

Hauptsächliche Treiber für die Nachfrage nach thermischen Speichern waren bisher Dekarbonisierungsziele. Heute tritt allerdings vermehrt die ökonomische Motivation mit auf den Plan: Durch die enorme Kostendegression der Erneuerbaren und durch die Flexibilisierungsmechanismen neben den steigenden CO₂-Preisen werden thermische Speicher ökonomisch immer relevanter, um sich autarker aufzustellen und damit die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Diese wichtige Integrationsfunktion durch die Bereitstellung von Flexibilisierung wird bisher nicht angereizt, wodurch thermische Energiespeicher bisher ihr Potential für ein systemdienliches Geschäftsmodell kaum ausspielen können. Dies ist konterintuitiv, denn die Integration von thermischen Energiespeichern reduziert die Schwankungen im Netz und reduziert letztlich auch die

² Bundesumweltamt (2023): [Erstmals über die Hälfte des Stroms in Deutschland erneuerbar](#), abgerufen am 26.01.2024

Netzkosten. Sie sorgen für die Verstetigung von Energieflüssen durch ihre flexible Fahrweise, um Industrieprozesse 24/7 durchzufahren und gleichzeitig zu dekarbonisieren.

Überdies kann die vorhandene Netzkapazität durch den Einsatz von Speichern effizienter genutzt werden. So können die Benutzungsstunden des Netzes erhöht werden. Dies wiederum vergrößere die Anschlusskapazitäten sowohl für dezentrale Erzeugungsanlagen als auch von Speichern und kann unter Umständen einen kosten- und zeitintensiven Netzausbau an vielen Stellen ersetzen.

6. Privates Investment braucht einen verlässlichen regulatorischen Rahmen

Die meisten Speicher-Integrationstechnologien sind bereits heute marktreif und verfügbar. Der Großteil der Speicherprojekte wird überwiegend privat finanziert. Das größte Hemmnis für private Investor:innen ist der bisher unpassende regulatorische Rahmen, der die Speicher-Geschäftsmodelle z.B. durch die Doppelbelastung mit Umlagen und Abgaben gegenüber fossilen Anwendungen benachteiligt.

Förderungen spielen vor allem für die Sichtbarkeit und den Markteintritt eine Rolle.

Für einige Kund*innen stellt eine Förderung jedoch nach wie vor eine Grundvoraussetzung für die Projektierung dar, um einen Teil ihres unternehmerischen Risikos zu decken. Ein Hemmnis besteht darin, dass die Förderlandschaft für KMUs und Start-Ups zum Teil sehr unüberschaubar ist und damit Expertise benötigt, was die Antragsstellung und Abwicklung angeht. Hinzu kommen zum Teil lange Antragsfristen und die Bindung von Ressourcen, die zum großen Teil „up-front“ finanziert werden müssen, ohne genaue Sicherheit zu haben, ob die Förderung auch gewährt wird.

In vielen Förderungen finden thermische Speicher allerdings nach wie vor keine Berücksichtigung. Beispiel: Im Rahmen der „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft“ sind Power-to-Heat Anwendungen in Modul 2 für höhere Temperaturen, also da, wo sie besonders effizient sind, nicht als Wärmeerzeugungsart enthalten. Der Bereich oberhalb von Concentrated-Solar-Power Temperaturen ist gar nicht abgedeckt.

Ein wichtiger Fokus bei der Förderung könnte in Zukunft nicht auf Einzeltechnologien liegen, sondern auf die Systemperformance abzielen und den Beitrag, den die Systemkomponenten zur Zielerreichung incentivieren, z.B. Einbezug in die Beschleunigungsvorhaben in Erneuerbare Vorranggebiete bzw. ein automatisiertes Mitdenken von Speicher-Erneuerbaren Kombinationen in Ausschreibungsverfahren.

Ausschreibungsmechanismen, die eine Verbindung von Energieproduktion und -speicherung vorsehen, sind ein guter Startpunkt.

Neben gezielten Fördermaßnahmen wäre der Abbau von marktverzerrenden Subventionen für fossile Energieträger eine weitere hocheffizient Maßnahme.

7. Thermische Energiespeicher sorgen für Akzeptanz & lokale Wertschöpfung

Es ist davon auszugehen, dass die Akzeptanz für den Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen steigt, wenn man direkt vor Ort eine Beteiligung ermöglicht. Diese könnte zum Beispiel in einer günstigen dezentralen Wärmeversorgung aus einem thermischen Energiespeicher von ansonsten abgeregeltem Strom bestehen: Die im Strommarkt nicht benötigte Erzeugungsleistung kann der regionalen Dekarbonisierung im Wärmesystem zugeführt und technologieoffen verwendet werden. Die ansonsten abgeregelten „wertlosen“ Anteile der Erneuerbaren sorgen so in lokalen Wärmeanwendungen für regionale, CO2-freie, netzdienliche Wertschöpfung. Dies sorgt für

Akzeptanz, Partizipation und schafft neue Arbeitsplätze bzw. erhält diese, weil Erneuerbare vor Ort ihr Potential entfalten können.

8. Das erneuerbare Energiesystem als Ganzes zu Ende denken

Nicht nur aus energiewirtschaftlicher, auch aus energierechtlicher Sicht ist es unbestritten, „(…) dass die völker- und verfassungsrechtlich gebotene massive Beschleunigung der Energie- und Klimawende nur mit einem Mehr an Speichern erfolgreich sein wird.“³

Mit der auf EU-Ebene vorgelegten Definition von Energiespeichern⁴ sind wichtige und kongruente regulatorische Grundzüge geregelt worden. Statt Einzelfallregelungen erlaubt diese, ein konsistentes Rechtssystem für Speicheranwendungen zu schaffen. Damit ist der Funktion der Energiespeicher als Vehikel zur flexiblen Bereitstellung von Energie durch die Verschiebung auf einen beliebigen Zeitpunkt Rechnung getragen.

Spanien hat eine solche Strategie bereits 2021 verabschiedet und mit Themen wie Kreislaufwirtschaft, Cybersecurity, Innovationsförderung, Ressourcen- und Lieferkettensicherung sowie Umwelt- und Naturschutzstandards gesamtstsystemisch gedacht.

Deutschland hat mit der zum 1. Juli 2023 eingeführten Definition von Speicheranlagen wichtige erste Schritte für ein Regelungssystem geschaffen, das den Ausbau von Energiespeichern incentiviert. Allerdings bezieht sich diese Definition auf Stromspeicher, in dessen Folge auch eine Stromspeicher-Strategie vom BMWK ausgearbeitet wurde (s.o.). Damit fehlt der Einbezug von thermischen Energiespeichern.

Weiterhin besteht eine große Hürde darin, dass Speicher in Deutschland nach wie vor als Erzeugungsanlagen und Letztverbrauchseinrichtungen gleichzeitig definiert werden. Die Rechtsfolgen der Einordnung in diese Kategorien und der daran geknüpfte Einsatz von Speicheranlagen ist damit hochgradig davon abhängig, wie diese neue Definition im bestehenden Energierecht implementiert wird.

Neben den wichtigen sofortigen Maßnahmen ist es daher angeraten, schnell den nächsten Schritt für einen klaren Rechtsrahmen für alle Speichertechnologien zu schaffen und damit Investitionsrisiken zu mindern. Eine Übernahme der EU-Definition ist hier ein guter Anfang.

Es bedarf also zum Markthochlauf eines klaren Rechtsrahmens und damit einer Reduktion des Investor:innenrisikos durch eine klare rechtliche Definition und eine Ausweitung auf alle Speicheranlagen. Dafür bedarf es eines Paradigmenwechsels, der nicht mehr Einzelfallregelungen für Speicher definiert. Vielmehr sollten Speicher im Rahmen ihres regulativen Handelns künftig immer gleich mitberücksichtigt werden als integrativer Teil von erneuerbaren Erzeugungsanlagen.

9. Informationsdefizit zu Energiespeicherlösungen abbauen

Es besteht ein eklatantes Informationsdefizit bezüglich der breiten und mittlerweile etablierten Anwendung von thermischen Energiespeichern. Bestehende Projekte sind bisher nicht genügend sichtbar. Daher wäre eine wichtige Maßnahme innerhalb einer Vertiefung und Erweiterung der bestehenden Speicherstrategie, eine

³ Bentke, Sascha/Valentin, Florian/ Ekardt, Felix (2023), „Stromspeicher im Energiesystem der Zukunft.“ in: Zeitschrift für neues Energierecht (03/2023), abgerufen am 20.01.2024

⁴ Amtsblatt der Europäischen Union (2019), Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rats vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Art. 2 Nr. 59 und Art. 2 Nr. 60

Informationsplattform zu schaffen, auf der Interessierte sich auf einem Marktplatz mit den gewünschten Informationen eindecken können.

10. Fazit: einfach machen!

Es sollte deutlich geworden sein, dass die Wärmewende weniger ein technisches, denn ein regulatorisches Problem ist. Es gibt heute eine Vielzahl von marktreifen thermischen Speichern, die sofort gebaut und kostengünstig einen hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit, zur Umsetzung der Energiewende und zu den Klimazielen leisten können. Was fehlt, ist der regulatorische Rahmen, der den Übergang aus der fossilen in die dekarbonisierte Energiewelt ebnet.

Folgende Maßnahmen können dazu beitragen, die regulatorischen Hürden für thermische Speicher abzubauen:

- Abschaffung von Netzentgelten sowie Entwicklung eines umlagebefreiten Wärmestromtarifs oder eines Wärmegarantiepreises zur Schaffung von Investitionssicherheit, inklusive Abschaffung der Netzentgelte und Baukostenzuschüsse
- Einführung eines technologieagnostischen Ansatzes zur Anpassung der Förderung von thermischen, klimafreundlichen Technologien an die Förderung von Wärmepumpen oder grünem Wasserstoff, flankiert von passenden Marktanreizprogrammen. Alle CO₂-einsparenden Technologien sollten nach ihrem Einsparpotential gestaffelt gleichwertig behandelt werden
- Adäquate Vergütung von Flexibilität und netzdienlicher Leistungen von thermischen Energiespeichern
- Gesetzliche Festschreibung und Incentivierung der industriellen Abwärmenutzung, z.B. über eine Prämie von 1 Cent/kWh genutzte Abwärme soweit diese nicht wirtschaftlich nutzbar ist
- Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie Beschleunigung der administrativen Prozesse bei der Förderung von Energiespeichern, z.B. Einbezug in die Vorhaben in Erneuerbare Vorranggebiete sowie ein Fokus auf den Beitrag zur Effizienzsteigerung des Gesamtsystems
- Implementierung von Energiegemeinschaften für Haushalte und Industrie zur niederschweligen gemeinsamen Erschließung von Wärmepotenzialen und für mehr Akzeptanz der Nutzung erneuerbarer Wärme sowie von Abwärme
- Schaffung eines klaren Rechtsrahmens und damit eine Reduktion des Investor:innenrisikos durch die Definition von Speicheranlagen, z.B. durch Übernahme und Ausweitung der EU-Definition auf alle Speicheranwendungen
- Schaffung einer Informationsoffensive für den Einsatz von thermischen Technologien zur Dekarbonisierung der Industrie und von Wärmenetzen für Politik, Verbände, Ingenieurbüros und Multiplikator:innen.



Petition

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU

Energiespeicher jetzt ausbauen

Bundestagsdrucksache 20/8525

Siehe Anlage

Hinweis: Aus Gründen des Schutzes von Persönlichkeitsrechten wurden personenbezogene Daten geschwärzt. Abgeordnete haben die Möglichkeit, die ungeschwärzte Petition im Ausschussekretariat einzusehen.



75 Jahre
Demokratie
lebendig



Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss
Die Vorsitzende

Nur per E-Mail

Ausschuss für Klimaschutz und Energie
Vorsitzenden o.V.i.A.

im Hause

Berlin, 19. Februar 2024
Anlagen: 1

Martina Stamm-Fibich, MdB
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Telefon: +49 30 227-33157
Fax: +49 30 227-30057
vorzimmer.pet1@bundestag.de

Energieversorgung

Pet 1-20-09-7511-009914 (Bitte bei allen Zuschriften angeben)
Eingabe des [REDACTED]
vom 22. Juli 2022

Sehr geehrter Herr Kollege, sehr geehrte Frau Kollegin,

zu der vorbezeichneten Eingabe bitte ich um Abgabe einer
Stellungnahme Ihres Ausschusses nach § 109 Absatz 1 Satz 2
GOBT.

Mit der öffentlichen Petition soll erreicht werden, dass Betreiber
von Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbrauchern, die Strom
ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher
entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das
Netz einspeisen, einen, abgesehen von eventuell einmalig
anfallenden Herstellungskosten, kostenfreien Netzzugang
anzubieten haben.

Dieses Anliegen betrifft den Antrag der Fraktion der CDU/CSU
„Energiespeicher jetzt ausbauen“ (Drucksache 20/8525), der
Ihrem Ausschuss zur Beratung vorliegt.

Falls in diesem Zusammenhang weitere Drucksachen beraten
werden, bitte ich, diese ebenfalls in die abzugebende
Stellungnahme einzubeziehen.

Bei den Berichterstattern des Petitionsausschusses zu der oben
genannten Petition handelt es sich um Herrn Bengt Bergt, MdB
und Herrn Bernhard Loos, MdB.

Mit freundlichen Grüßen

M. Stamm-Fibich

Martina Stamm-Fibich, MdB

ÖFFENTLICHE PETITION

Beese Frank PetA

Von: epetitionen@dbt-internet.de
Gesendet: Freitag, 22. Juli 2022 04:40
An: E-Petitionen PETA
Betreff: Öffentliche Petition
Anlagen: Petition-136591.pdf
Signiert von: epetitionen@dbt-internet.de

Deutscher Bundestag
Petitionsausschuss

- 136591				22. JULI 2022				09
Petition-136591.pdf				Anl.: 1				
Vors.	Leiter	Sekr.	Ref.L.	Ref.	Sachb.	Vorpr.	Reg.	22/07 Re 1

Beiliegende öffentliche Petition wurde am 22.07.2022 04:39 eingereicht vom Petenten

Anrede: Herr

Titel: [REDACTED]

Name: [REDACTED]

Vorname: [REDACTED]

Organisation:

Strasse, Hausnr: [REDACTED]

PLZ: [REDACTED]

Ort: [REDACTED]

Land: Deutschland

An den
Deutschen Bundestag
Petitionsausschuss
Platz der Republik 1

11011 Berlin

- Für Ihre Unterlagen -

Petition an den Deutschen Bundestag

(mit der Bitte um Veröffentlichung)

Persönliche Daten des Hauptpatenten

Anrede Herr

Name _____

Vorname

Titel:

Anschrift

Wohnort

Postleitzahl

Straße und Hausnr.

Land/Bundesland:

Telefonnummer

E-Mail-Adresse

Wortlaut der Petition

Der Bundestag möge ein Gesetz erlassen welches bestimmt das Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbrauchern, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein abgesehen von eventuell einmalig anfallenden Herstellungskosten kostenfreier Netzzugang anzubieten ist.

Begründung

Wer seinen "Lebensunterhalt" aus dem "Ernten" von Gütern bestreiten will der braucht Zwangsläufig eine "Scheune" um Schwankungen des "Ernteertrags" auszugleichen: Was dem Bauer seine Scheune ist, das ist der Stromspeicher in einer Gesellschaft die ihren Energiebedarf aus opportunistischen Energiequellen beziehen will. Stromspeichern ist also ein integraler Akt bei der Produktion "regenerativer" Energie.

Die "Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen" Bestimmt in §19 (4) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben Letztverbrauchern, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Das Netzentgelt besteht abweichend von § 17 Absatz 2 nur aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt, wobei der Netzbetreiber die Gleichzeitzigkeitsfunktion des oberen Benutzungsdauerbereichs nach Anlage 4 anwendet und den Jahresleistungspreis auf den Anteil der entnommenen Strommenge reduziert, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird. Der Anteil nach Satz 2 ist für jede Anlage in geeigneter Form nachzuweisen. Bei gleichzeitigem netzdienlichen Verhalten nach Absatz 2 Satz 1 darf das individuelle Netzentgelt für Letztverbraucher nach Satz 1 nicht weniger als 20 Prozent des nach Satz 2 ermittelten Jahresleistungspreises betragen.

Das heißt im Klartext, das Netzentgelt bemisst sich nach der Viertelstunde in der innerhalb eines Jahres der meiste Strom gespeichert wird. Das stammt noch aus der guten alten Zeit als PSW nachts langsam eingespeichert und Stromspitzen Mittags abgedeckt haben.

Opportunistische regenerative Energien hingegen fallen im sich aus den zur Verfügung stehenden Kapazitäten innerhalb einer kurzen Zeit an. Beispiele:

- (1) Sonnenenergie fällt nur zur Tagszeit an..... Morgens und Abends wenn die Sonne tief steht reicht es nicht so das Strom für den ganzen Tag aggressiv gespeichert werden muss.
- (2) Windenergieertrag steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Doppelt so schneller Wind acht mal so viel Strom zieht ein Tiefdruckgebiet durch müsste aggressiv eingespeichert werden was aber aus pekuniären Gründen unterbleibt. Siehe dazu auch die Grafiken der Strombörse.

<https://www.eex-transparency.com/power/de/production/usage>

Die jetzt gültige Erhebung von Netzentgelten auf die Leistung der Verluste beim Einspeichern kommt einem Verbot der Nutzung von Pumpspeicherwerken mit einem geringeren Wirkungsgrad gleich. Deren Gelegenheiten günstigen Strom zu bekommen sind seltener und darum für den Betreiber immer Riskanter ob er den Leistungspreis der nach der ersten Nutzung voll anfällt wieder hereinholen kann. Natürlich erhöht sich die Hürde mit dem Verstreichen des Abrechnungszeitraum, während der Herbststürme ist sie also 3-4 mal so hoch. Im Moment sind ca 35% aller PSW inaktiv, dienen nur

als "Notstromaggregate"

Anregungen für die Forendiskussion

Soweit Sie es für wichtig halten, senden Sie bitte ergänzende Unterlagen in Kopie (z.B. Entscheidungen der betroffenen Behörde, Klageschriften, Urteile) **nach Erhalt des Aktenzeichens** auf dem Postweg an folgende Kontaktadresse:

Deutscher Bundestag
Sekretariat des Petitionsausschusses
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Tel: (030)227 35257



Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Beschluss eines Pakets von Bund und Ländern zur Unterstützung der
Kohleregionen

Siehe Anlage

Berichtsbitte an die BReg für die 114. Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages am 26.06.2024, 09:20 Uhr**TOP 6c - Beschluss eines Pakets von Bund und Ländern zur Unterstützung der Kohleregionen****Bund-Länder-Paket zur Unterstützung der Kohleregionen**

Das Bund-Länder-Koordinierungsgremium (BLKG) für den Strukturwandel in den Braunkohleregionen hat am 13. Juni 2024 ein Paket zur verbesserten Unterstützung der Kohleregionen beschlossen. Ziel des Pakets ist es, den Strukturwandel in den Kohleregionen zu verbessern und Investitionen zu fördern. Insbesondere soll der Einsatz der Mittel des Investitionsgesetz Kohleregionen (InvKG) flexibilisiert werden – sowohl im Westen, also im Rheinischen Revier, als auch in den Kohleregionen im Osten, also im Mitteldeutschen und Lausitzer Revier.

Im Einzelnen:**1. Förderperioden für die Finanzhilfen flexibler gestalten**

- Der Bund gewährt den Ländern bis zu 14 Mrd. € bis 2038 an Finanzhilfen für besonders bedeutsame Investitionen der Länder und ihrer Gemeinden.
- **Die Förderperioden für die Finanzhilfen werden flexibler gestaltet**
 - Die Finanzhilfen sind in Förderperioden aufgeteilt (Förderperiode 1: 2020-2026, Förderperiode 2: 2027-2032, Förderperiode 3: 2033-2038).
 - Dies kann zu Problemen bei den Ländern führen, da Finanzhilfen zu verfallen drohen, die nicht innerhalb einer Förderperiode abgerufen werden (können).
 - Um die Förderperioden für die Finanzhilfen nach dem InvKG zu flexibilisieren, wird die Bund-Länder-Vereinbarung zur Durchführung des Investitionsgesetzes Kohleregionen (InvKG) angepasst. Sie enthält in § 3 Absatz 1 Satz 2 eine Regel, wonach Mittel für Projekte, die in der Hauptsache vor dem Ende der Förderperiode beendet wurden, auch noch drei Jahre nach dem Ende der Förderperiode verausgabt und abgerechnet werden können (sog. „Hauptsache-Regel“). Diese soll nun durch eine vollwertige „n+3-Regel“ ersetzt werden. Das heißt, Mittel für in der jeweiligen Förderperiode bewilligte Projekte sollen generell noch drei Jahre nach dem Ende der Förderperiode verausgabt werden können. Das ist durch eine Änderung der Bund-Länder-Vereinbarung untergesetzlich möglich.
 - Damit wird eine Empfehlung aus der begleitenden Evaluierung des InvKG umgesetzt. Die Evaluierung ergab, dass eine Bindung der Ausgaben an eng gesetzte Förderperioden eine effiziente Mittelverwendung hemmen kann.
 - Vor Unterzeichnung der angepassten Bund-Länder-Vereinbarung wird diese gemäß § 13 InvKG dem Haushalts- und dem Wirtschaftsausschuss des Bundestages zur zustimmenden Kenntnisnahme vorgelegt.

2. Mit der Planung zehn weiterer InvKG-Schienenvorhaben starten

- Gute Verkehrsinfrastruktur ist ein entscheidender Faktor zur Stärkung der Reviere. Sie senkt Transportkosten, erhöht die Attraktivität der Reviere für Fachkräfte.
- **Die Planungen zehn weiterer, bereits beschlossener Schienenvorhaben werden nun starten**
- Es geht um den Ausbau bzw. die Elektrifizierung der Strecken:
 - Berlin-Grünau – Königs Wusterhausen
 - Cottbus – Forst

- Graustein – Spreewitz
- Leipzig – Falkenberg – Cottbus
- Naumburg – Halle
- Berlin – Cottbus – Weißwasser – Görlitz (– Breslau)
- Leipzig – Bad Lausick (– Geithain – Chemnitz)
- Aachen – Köln
- S-Bahn Leipzig – Merseburg
- S-Bahn-Netz Rheinisches Revier, Abschnitt Ost

3. Zusätzliche Unternehmensinvestitionen anstoßen

- Ziel: Zusätzliche Investitionen u.a. in innovative Transformationstechnologien anstoßen
- **Anpassung „STARK“-Bundesprogramm** (Stärkung der Transformationsdynamik und Aufbruch in den Revieren und an den Kohlekraftwerkstandorten) in Abstimmung mit Ländern
 - STARK ist mit 2,8 Mrd. € die derzeit größte InvKG-Bundesmaßnahme
 - Förderschwerpunkt bislang bei nicht-investiven Maßnahmen
 - Künftig werden – in den Grenzen des EU-Beihilferechts – investive Unternehmensförderungen ermöglicht
 - Dazu soll auch die beihilferechtlich genehmigte BKR-Bundesregelung Transformationstechnologien (bspw. Photovoltaikanlagen, Windturbinen, Elektrolyseure, (Groß-)Wärmepumpen und Batterien) genutzt werden
 - Des Weiteren soll die mögliche Investitionsquote bei STARK auf 100% in den Bereichen Qualifikation/Aus- und Weiterbildung, Stärkung unternehmerischen Handelns und Innovation erhöht werden.

4. Klärung der Anrechnung von JTF-Mitteln

- Die Mittel des Just Transition Fund (JTF) werden auf die Mittel des InvKG angerechnet.
- **Bund und Länder konnten sich nun auf eine SOLL-Anrechnung bei gleichzeitiger Absenkung der Anrechnungsquote von 85% auf 77,5% verstündigen.**
 - Damit konnte eine bereits länger zwischen den Ländern und dem BMF diskutierte Frage geklärt werden.
 - Mit der Verständigung auf eine SOLL-Anrechnung bei gleichzeitiger Absenkung der Anrechnungsquote auf 77,5% konnte ein gelungener Kompromiss gefunden werden.



Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz
Sachstand zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie

Siehe Anlage

Schriftbericht zur Nationalen Kraftwerksstrategie

Berichtsbitte an die BReg für die 114. Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages am 26.06.2024, 09:20 Uhr, TOP 6 a

Aktueller Stand

Es wird im Wesentlichen auf den Schriftbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Kraftwerksstrategie vom 21. Februar 2024 verwiesen.

Bundeskanzler Olaf Scholz, Wirtschaftsminister Robert Habeck und Finanzminister Christian Lindner haben Anfang Februar die wesentlichen Elemente einer Kraftwerksstrategie vereinbart. Die Europäischen Kommission hat dazu Änderungen erbeten, damit die Kraftwerksstrategie auch zweifelslos beihilferechtskonform ist. Die Gespräche dazu sind noch nicht abgeschlossen.

Die Kraftwerksstrategie umfasst nach wie vor zehn Gigawatt an neuen umrüstbaren Wasserstoffkraftwerken, die um zwei Gigawatt an Bestandsanlagen sowie um 500 Megawatt an direkt mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerken ergänzt werden. Die umrüstbaren Wasserstoffkraftwerke werden in den späten 2030er Jahren sukzessive auf Wasserstoff umstellen müssen.

Gemäß der Februar-Einigung der Bundesregierung gehen darüber hinaus auch die Arbeiten zum zukünftigen Strommarktdesign weiter, insbesondere zu Konzepten für einen marktlichen, technologienutralen Kapazitätsmechanismus, der bis spätestens 2028 operativ sein soll. Hierzu will die Bundesregierung im Sommer eine Entscheidung treffen.

Ziel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz ist es, im nächsten Schritt so schnell wie möglich die öffentliche Konsultation zur Kraftwerksstrategie zu starten. Die Konsultation muss sich dabei nach den Vorgaben des europäischen Beihilferechts richten.



Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz
Sachstand zur Finanzierung des EEG-Kontos im Jahr
2024 – insbesondere zum Bundeszuschuss aus dem Haushalt

Siehe Anlage



Finanzierung des EEG-Kontos im Jahr 2024

Berichtsbitte an die BReg für die 114. Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages am 26.06.2024, 09:20 Uhr, TOP 6 b

Die EEG-Umlage wurde gesetzlich zum 01.01.2023 abgeschafft. Die Förderung erneuerbarer Energien wird seither durch den Bundeshaushalt finanziert. Dies entlastet alle Stromverbraucherinnen und -verbraucher: Haushalte, Gewerbe, Industrie.

Der EEG-Finanzierungsbedarf für 2024 beruht auf der wissenschaftlich fundierten Prognose der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die sie am 25. Oktober 2023 auf netztransparenz.de veröffentlicht haben. Dies entspricht den gesetzlichen Vorgaben: Die ÜNB müssen nach dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) jedes Jahr im Herbst für das darauffolgende Jahr den EEG-Finanzierungsbedarf prognostizieren und veröffentlichen. Diese Prognose und das entsprechende Gutachten waren auch früher Grundlage für die Festsetzung der EEG-Umlage und werden nun jeweils bei der Haushaltsaufstellung berücksichtigt. Die ÜNB prognostizierten für 2024 einen EEG-Finanzierungsbedarf von rund 10,6 Mrd. EUR. Dieser Wert liegt demnach auch dem Wirtschaftsplan 2024 des KTF zugrunde.

Der EEG-Finanzierungsbedarf hängt von zahlreichen Faktoren ab. Ein wichtiger Faktor ist hierbei der Strompreis an der Strombörse, weil der erneuerbare Strom überwiegend an der Strombörse verkauft wird. Die Differenz zwischen dem Börsenstrompreis und dem Fördersatz, die sogenannten Differenzkosten, fällt als Finanzierungsbedarf an. Je niedriger der Strompreis an der Strombörse ist, desto niedriger sind die Einnahmen der erneuerbaren Energien und entsprechend höher der EEG-Finanzierungsbedarf. Umgekehrt gilt: Je höher der Börsenstrompreis, desto höher sind die Einnahmen der Erneuerbaren an der Strombörse und umso niedriger der EEG-Finanzierungsbedarf. Der EEG-Finanzierungsbedarf unterliegt daher stets Schwankungen und kann sich im Laufe des Jahres sowohl nach oben als auch nach unten verändern. Aus diesem Grund überprüfen BMWK und die ÜNB den Finanzierungsbedarf unterjährig fortlaufend.

Insbesondere da die Strompreise unerwartet deutlich gefallen sind, normalisiert sich der EEG-Finanzierungsbedarf aktuell wieder auf dem Vorkrisenniveau. Ein Grund für die

gesunkenen Strompreise sind die wieder gesunkenen Gaspreise in 2024. Daran hat die Gas-Diversifizierungspolitik der Bundesregierung als Reaktion auf den Ukraine-Krieg und die Gasspeichervorgaben und -füllstände einen großen Anteil. Niedrige Börsenstrompreise sind eine gute Nachricht, weil sie Unternehmen und Verbraucher entlasten. Gleichzeitig erhöhen sie den Finanzierungsbedarf für die EEG-Vergütung, die aus dem KTF finanziert wird.

Infolge dessen besteht kurzfristig der Bedarf, mehr Mittel im KTF für die Förderung der erneuerbaren Energien zur Verfügung zu stellen: Grundlage für die Veranschlagung des Mittelbedarfs im KTF-Wirtschaftsplan 2024 war das einleitend erwähnte ÜNB-Gutachten, das im Herbst 2023 vorgelegt wurde. Aufgrund der sinkenden Strompreise ergibt sich nunmehr ein Mehrbedarf, der in dieser Höhe nicht vorhergesehen werden konnte. Die Höhe des Mehrbedarfs lässt sich aufgrund der hohen Volatilität weiterhin nicht exakt beziffern und kann sich im weiteren Verlauf des Jahres noch ändern. Die dem Haushaltsausschuss vorliegende Unterrichtung über die beabsichtigte Einwilligung in eine überplanmäßige Ausgabe ermöglicht es, die erforderlichen Mittel bereitzustellen. Dadurch erfüllt der Bund seine Zahlungspflichten gegenüber den ÜNB. Die Planungs- und Investitionssicherheit für erneuerbare Energien bleibt gewährleistet.

Ungeachtet dessen achtet die Bundesregierung auch weiterhin darauf, dass die Förderung von erneuerbaren Energien (EE) effizient gestaltet ist, und steuert laufend nach. Wesentliche Ansatzpunkte für eine effiziente Ausgestaltung sind die spezifischen Fördersätze in Cent pro Kilowattstunde für die verschiedenen EE-Anlagen. So sind die spezifischen Fördersätze neuer EE-Anlagen insgesamt viel geringer als bei früher geförderten Anlagen. Unter anderem durch den frühzeitigen und ambitionierten Ausbau sind die Technologiekosten erheblich gesunken (bspw. bei PV von über 40 ct/kWh Anfang der 2000er Jahre auf unter ein Viertel davon heute). Auch mit der Einführung marktlicher Gebote hat die Bundesregierung gehandelt, um die Kosten langfristig zu reduzieren.

Die EEG-Kosten sind maßgeblich nicht auf die Ausbaudynamik der letzten zwei Jahre zurückzuführen. Über das EEG-Konto werden alle Anlagen finanziert, die in den letzten 20 Jahren in Betrieb gegangen sind. Zum Großteil gehen die Kosten des EEG-Kontos auf alte Anlagen zurück. Ältere Anlagen sind weniger effizient und bekamen bei Inbetriebnahme eine höhere Förderung pro kWh als Anlagen, die heute neu in Betrieb genommen werden. Insbesondere in den Jahren 2009 bis 2011 sind sehr viele Anlagen mit sehr hohen Fördersätzen dazugekommen. Dieser „Kostenrucksack“ der Vergangenheit muss auch heute noch getragen werden.