



Energiespeicher

Hintergrundinformationen zu den Kernaussagen zur Entwicklung der Erzeugung und des Speicherbedarfs elektrischer Energie unter dem Aspekt des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung

1 Bedeutung von Energiespeichern für die zukünftige Energieversorgung

In einer Energieversorgung, die zunehmend durch fluktuierend in das Stromnetz einspeisende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) geprägt ist, wird es zur Gewährleistung des Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Bedarf immer wichtiger, die in Frage kommenden Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Lastseite zu nutzen. Dabei ist jeweils zwischen Situationen mit EE-Überangebot und EE-Mangel zu unterscheiden, da diese unterschiedliche Anforderungen an die Flexibilitäten stellen. Während die Einhaltung des Leistungsgleichgewichts auf Übertragungsnetzebene gilt, können regionale Netzengpässe eine Einschränkung der EE-Einspeisung erforderlich machen. Weiterhin kann z. B. bei zellularen Energiesystemen eine Ausbalancierung zwischen Erzeugung und Bedarf innerhalb einer Zelle gewünscht sein.

Um Abregelungen des EE-Überangebots innerhalb einer Regelzone oder Energiezelle möglichst zu vermeiden, könnte ein Export in Nachbarregionen helfen, sofern dort gerade hierfür ein Bedarf besteht und die Netzkapazität dies zulässt. Alternativ könnten zusätzliche flexible Lasten eingeschaltet oder die Überschüsse in einen Energiespeicher geladen werden, wobei das Laden der Energiespeicher ebenfalls eine flexible Last darstellt. Bei einem EE-Mangel innerhalb einer Regelzone oder Energiezelle hingegen müssten – sofern nicht ein Import aus Nachbarregionen möglich ist – auf der Erzeugungsseite zusätzliche planbar einsetzbare Stromerzeuger angefahren werden. Hierzu zählt auch die Entladung von Energiespeichern. Alternativ hierzu könnten zusätzliche flexible Lasten ausgeschaltet werden, die in dem jeweiligen Augenblick nicht unbedingt benötigt werden (Demand Side Management, DSM). Dabei stellt auch das DSM des Ladevorgangs von Speichern, z. B. auch von Elektrofahrzeugen, eine zunehmend wichtige Option dar. Die Ladung kann in vielen Fällen reduziert oder unterbrochen werden und wirkt somit als Lastreduzierung. Die dadurch fehlende Ladung kann auf einen späteren Zeitpunkt mit ausreichend Erzeugungsleistung verschoben werden.

Ein Energiespeichersystem stellt also prinzipiell eine sehr interessante technische Lösung dar, da es für beide der vorgenannten Situationen einsetzbar ist.

Energiespeicher für die hier relevanten Anforderungen lassen sich entsprechend der abzudeckenden Zeitbereiche in zwei Kategorien einteilen:

- Tagesspeicher, auch als Kurzzeitspeicher bezeichnet, mit einer Speicherkapazität bis zu einigen Stunden, z. B. für den Ausgleich der EE-Fluktuationen im Tagesrhythmus.
- Langzeitspeicher mit einer Speicherkapazität für mehrere Tage bis Wochen, z. B. für den Ausgleich von länger andauernden Flauten und zum Ausgleich saisonaler Unterschiede im EE-Dargebot. Während z. B. das EE-Dargebot im ersten Halbjahr 2021 unterdurchschnittlich war, war das Dargebot im Vergleichszeitraum im Jahr 2022 überdurchschnittlich.

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com

2 Speichertechnologien – Charakterisierung und Anforderungen

2.1 Stromspeicher

Speicher, die aus dem Stromnetz geladen und auch in dieses wieder entladen werden, bezeichnet man als Stromspeicher. Für die hier diskutierten Anwendungen, kommen als Speichertechnologien elektrochemische Speicher (Batteriesysteme), chemische Speicher (vorwiegend Wasserstoffsysteme), mechanische Speicher (Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke) als auch die neuerdings wieder mehr beachteten Hochtemperatur-Wärmespeicher mit Rückverstromung in einem thermischen Kraftwerk (Carnot-Batterie) in Frage. Die Speichertechnologien werden im Detail z. B. in der VDE ETG Studie [1] beschrieben.

Zu einem Stromspeichersystem gehören neben dem eigentlichen Energiespeicher auch die Umwandlungssysteme, die den Strom aus dem Netz in eine andere, gut speicherbare Energieform umwandeln bzw. wieder rückverstromen können (Abbildung 1). Ein Speicherzyklus setzt sich somit aus den drei folgenden Funktionen zusammen: Laden – Halten (Energieeinschluss) – Entladen.

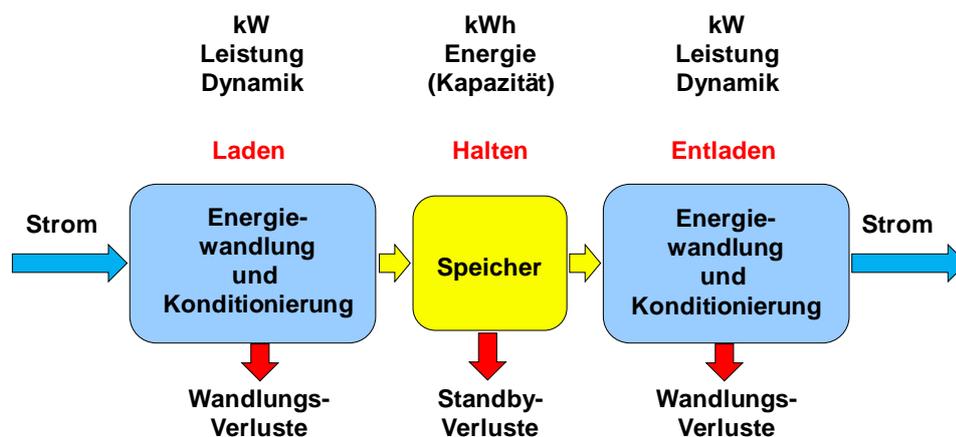


Abbildung 1: Funktionsblöcke eines Energiespeichersystems („Stromspeicher“)

2.1.1 Speicherverluste

Sowohl bei den Umwandlungsprozessen als auch während der Dauer des Energieeinschlusses im Speicher treten Verluste auf, die für die vorgenannten Stromspeichersysteme sehr unterschiedlich sein können (Tabelle 1).

Tabelle 1: Charakteristische Daten für ausgewählte Stromspeichersysteme (Werte aus ESYS-Studie [2], Werte perspektivisch für 2023)

	Zyklus-wirkungsgrad	Selbstentladung	Kalendarische Lebensdauer	Zyklus-Lebensdauer
	[%]	[% pro Monat]	[Jahre]	[Zyklen]
Pumpspeicher	73 - 83	0,15 - 0,6	80	100.000
Blei-Säure	84 - 90	2 - 8	10 - 16	bis 2.500
Lithium-Ionen	84 - 90	2 - 8	13 - 21	bis 7.000
Wasserstoff*	35	0**	25	k. A.

*Werte aus der „Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen“, Mai 2019 (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik) [3]

**bei Salzkavernen

Während die Wirkungsgrade für einen kompletten Lade-Entlade-Zyklus (also ohne nennenswerte Energieeinschlussdauer) bei Lithium-Ionen-Batteriesystemen typischerweise bei etwa 90 % liegen, können diese bei Wasserstoffsystemen (z. B. Elektrolyse und Brennstoffzelle) üblicherweise im Bereich von 35 bis 40 % liegen. Bei der o. g. Carnot-Batterie in Kombination mit Wärmepumpen werden Wirkungsgrade um 70 % erwartet. Es liegen jedoch noch keine belastbaren Werte vor.

Während die Verluste in einem Wasserstoffspeichersystem bei der Energiewandlung sehr hoch sind, weist die eigentliche Wasserstoffspeicherung in einer Salzkaverne praktisch keine Stand-by-Verluste auf. Batteriesysteme haben üblicherweise Selbstentladungsraten von wenigen Prozent pro Monat, wobei dort ggf. zusätzliche Stand-by-Verluste durch Hilfsaggregate (z. B. Klimaanlage etc.) zu berücksichtigen sind.

Für die Auswahl eines für eine bestimmte Aufgabe geeigneten Energiespeichers sind diese Verlustarten jeweils unterschiedlich zu bewerten. Ganz allgemein gilt jedoch auch bei einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung, dass die Verluste so gering wie möglich sein sollten. Für eine Langzeitspeicherung (Wochen bis Monate) kommen nur Energiespeicher mit geringen Stand-by-Verlusten bei gleichzeitig hohen Speicherkapazitäten in Frage.

Die Verlustbilanz von Speichersystemen lässt sich verbessern, wenn die Verluste einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden können. Beispielsweise ist zu prüfen, ob sich die Umwandlungsverluste bei einem Elektrolyse-Wasserstoff-Brennstoffzellen-System sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Rückverstromung einer sinnvollen Nutzung im Wärmesektor zuführen lassen. Bei der Elektrolyse kann ggf. die Verlustbilanz auch verbessert werden, wenn der für diese endotherme Reaktion erforderliche Wärmebedarf anteilig durch die Nutzung von Abwärme, z. B. aus Zement- oder Stahlwerken, gedeckt werden kann.

2.1.2 Anforderungen an Stromspeicher und Bedarf in Deutschland

Die Anforderungen an Energiespeicher (Stromspeicher) sind für den hier diskutierten Leistungsausgleich sehr unterschiedlich:

Spontan auftretende Leistungsungleichgewichte müssen im Rahmen der sog. Primärregelung jeweils im Sekundenbereich ausgeglichen werden, wobei die Dauer des Ungleichgewichts typischerweise im Minutenbereich liegt – und damit der zum Ausgleich erforderliche Energieinhalt des Speichers relativ gering ist. Präqualifizierte Batteriespeicher mussten bis Anfang 2019 sowohl positive als auch negative Primärregelleistung (PRL) für 2 x 15 Minuten bereitstellen können. Nach einem Beschluss der Bundesnetzagentur (Bundeskammerbeschluss) sind jetzt nur noch 1 x 15 Minuten für jede Richtung erforderlich. Zusätzlich werden 15 Minuten Nachladezeit und weitere 5 Minuten als Zeit für die Aktivierung des Reservebetriebs gefordert¹. Damit liegen derzeit die Kapazitätsanforderungen für Speicher zur Bereitstellung von Primärregelleistung bei insgesamt 0,83 MWh pro MW_{PRL}. Der gesamte Bedarf für Primärregelleistung liegt heute in Deutschland bei etwa 600 MW. Daraus kann ein zukünftiger Bedarf für eine installierte Speicherkapazität zur Bereitstellung von PRL in Deutschland von insgesamt etwa 300 bis 400 MWh abgeschätzt werden. Aufgrund der symmetrischen Erbringung sollte der Speicher im Bereitschaftsmodus in einem mittleren Ladezustand sein. In verschiedenen Märkten, die bereits durch einen hohen Anteil fluktuierender Erzeugung in einem begrenzten Netzgebiet gekennzeichnet sind, werden bereits schnellere Produkte als die Primärregelleistung abgefragt. In Irland und Großbritannien sind sogenannte „Fast-Frequency-Response“-Produkte eingeführt worden. Dabei reagieren Batteriespeichersysteme in Millisekunden auf Frequenzänderungen und sorgen so für eine noch schnellere Stabilisierung im Netz. Wie sich einerseits der Bedarf für Primärregelleistung in einem vollständig EE-basierten Erzeugungsszenario – und damit Wegfall der großen konventionellen Stromerzeuger – und andererseits die Optionen für die Bereitstellung entwickeln werden, kann aktuell noch nicht abgeschätzt werden.

Der Bedarf für einen Ausgleich, der sich aus dem fluktuierenden Dargebot der Erneuerbaren Energien ergibt, liegt üblicherweise im Stunden- oder Tagesbereich. Länger andauernde Extremsituationen mit geringem Dargebot aus Sonne und Wind (etwa < 20 % der installierten EE-Leistung²) aber gleichzeitig hohem Bedarf, können ganz Deutschland und auch noch die Nachbarländer betreffen und sich über mehrere Tage in Folge erstrecken. Umgangssprachlich werden diese Situationen auch als „Dunkelflauten“ bezeichnet. Die erwartete Eintrittshäufigkeit hierfür liegt je nach Definition der Parameter bei etwa ein- bis zweimal pro Jahr, insbesondere im Winterhalbjahr. In einem vollständig auf Erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem muss, sofern während dieser Zeiten mit Dunkelflaute keine Stromimporte möglich sind, der Großteil der Residuallast aus speicherbasierten Erzeugungseinheiten abgedeckt werden. Der Bedarf an Speicherkapazität ist hierbei um Größenordnungen höher als bei einem kurzfristigen Ausgleich. Der tägliche Strombedarf in Deutschland variiert derzeit zwischen etwa 1 TWh pro Tag im Sommer und 4 TWh im Winter. In Zukunft wird der Strombedarf durch den erwarteten zusätzlichen Bedarf im Rahmen von

¹ <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>, Stand Juni 2022

² https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/v1/zeit-zum-handeln-fuer-eine-zukunftsfaehige-energiestrategie_v1-hintergrund-ausbau-erneuerbaren-stromerzeugung-data.pdf (vde.com) (Stand November 2022)

Sektorenkopplung (Mobilität, Wärme und Wasserstoffherstellung) weiter ansteigen. Für die Überbrückung einer 10-tägigen deutschlandweiten Extremsituation kann also eine benötigte elektrische Energiemenge von bis zu 20 bis 40 TWh abgeschätzt werden. Mit den heute bekannten Technologien kommen für die Langzeitspeicherung derart großer Energiemengen in Deutschland nur chemische Energiespeicher (z. B. Wasserstoff oder Methan) in Frage.

Unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten bei der Rückverstromung, z. B. mindestens 40 % bei Wasserstoff-Rückverstromung in Brennstoffzellen, müssten hierfür geeignete Speicher eine entsprechend höhere Kapazität aufweisen. Diese Speicher müssten zumindest im Winterhalbjahr ständig möglichst voll geladen sein, da das Auftreten einer Dunkelflaute kaum mit ausreichender Vorlaufzeit vorhersehbar sein dürfte, um einen derartigen Speicher zeitnah laden zu können. In Bezug auf die Leistung müssten die Energiewandler dabei auch in der Lage sein, die Spitzenlast zu versorgen, in Deutschland heute etwa 80 GW, wobei davon auszugehen ist, dass sowohl die Spitzenlast als auch der Strombedarf u. a. durch eine Umstellung der Wärmeversorgung auf elektrische Wärmepumpen und durch die zunehmende Elektromobilität weiter ansteigen wird. Zum Vergleich: Die heute für Deutschland zur Verfügung stehende Pumpspeicherkapazität (inkl. Luxemburg) beträgt etwa 45 GWh bei einer abrufbaren Leistung von etwa 8 GW, d. h. allein zur Versorgung des Stromsektors, würde in Wasserstoffspeichern etwa die 500-1.000-fache Pumpspeicherkapazität und für die Rückverstromung die 10-fache Pumpspeicherleistung benötigt.

Für eine Speicherung großer Wasserstoffmengen eignen sich insbesondere unterirdische Salzkavernen. Diese sind aufgrund der hierfür erforderlichen geologischen Voraussetzungen allerdings auf Norddeutschland begrenzt. Für eine dezentrale Speicherung von Wasserstoff kämen ggf. auch geeignete Drucktanks oder Röhrenspeicher in Frage, die jedoch deutlich höhere spezifische Investitionskosten aufweisen [3]. Für eine Bewertung unterschiedlicher Optionen sind neben der Speicherung auch die Stromtransporte zu den Elektrolyseuren bzw. die Wasserstofftransporte zu den Speichern (einschließlich Verdichtung) und die Wasserstofftransporte von den Speichern zu den Bedarfszentren und die Verteilung zu den Abnehmern – jeweils mit Ausbau der Netze – sowie die Nutzungseffizienz im Prozess zu betrachten.

Neben einer Überbrückung der o. g. Extremsituationen, müssen die Langzeitspeicher in einem vollständig auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem zusätzlich als strategische Reserve Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Bedarf (z. B. Ausfall von Energieimporten oder Lieferung von Wasserstoff auch bei einem Ausfall von Elektrolyseuren) sowie jährliche Schwankungen im EE-Dargebot zuverlässig ausgleichen.

Um die beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien immer häufiger auftretenden Überangebote der Erzeugung zu nutzen, könnten diese nach ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten direkt genutzt, exportiert oder anteilig für eine spätere Verwendung gespeichert werden. Das Laden der Langzeitspeicher sollte dann netzdienlich und somit flexibel, entsprechend dem jeweils zur Verfügung stehenden Dargebot der Erneuerbaren Energien erfolgen. In Szenarien für eine nahezu klimaneutrale Energieversorgung wird ein Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland mit einer installierten Leistung von mehr als 400 GW (etwa jeweils zur Hälfte Photovoltaik und Wind) erforderlich sein³ [4]. Unter der Annahme, dass die maximale gleichzeitige Einspeiseleistung aus Erneuerbaren Energien etwa die Hälfte der installierten Leistung betragen könnte und die Lastspitze – ohne Sektorenkopplung – unverändert bei etwa 80 GW liegt und keine anderen Alternativen für eine Lastflexibilisierung – hier flexible Lasterhöhung z. B. durch Power-to-Heat – zur Verfügung stehen, müssten dann also Elektrolyseure mit einer Leistung von bis zu 120 GW bereitstehen, sofern man vollständig auf eine EE-Abregelung verzichten will. Da derart hohe Erzeugungsspitzen relativ selten vorkommen, wird man aus wirtschaftlichen Gründen jedoch nur eine deutlich geringere Elektrolyseurleistung vorhalten (in manchen Studien [5] werden etwa 40 GW angenommen). Eine maßvolle Mischung aus dargebotsorientierter direkter Nutzung (DSM), Speicherung und Abregelung ist hier die sinnvolle Lösung.

Die unterschiedlichen Anforderungen können i. d. R. aus den vorgenannten Gründen nicht von einer einzigen Speichertechnologie abgedeckt werden. Generell wird man auf verschiedene Energiespeichertechnologien zurückgreifen, die unterschiedliche Zeitbereiche abdecken können, z. B. Batterien für schnelle Regelleistungsaufgaben im Minutenbereich und Pumpspeicher oder Batterien als sog. Tagesspeicher (Ausgleich im Tagesrhythmus). Für eine Langzeitspeicherung sind hingegen entweder sehr große Wasserspeicher, sogenannte saisonale Speicher, erforderlich, wie wir sie z. B. aus Norwegen oder den Alpenländern kennen oder chemische Speichersysteme, z. B. auf Basis von

³ Im EEG-Osterpaket bzw. Sommerpaket 2022 werden bereits für 2030 folgende Ausbauziele vorgegeben: Anteil EE an der Stromversorgung: 80 % (entspr. 600 TWh), PV: 215 GW, Wind onshore: 115 GW, Wind offshore: 30 GW.

elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff, der in großen unterirdischen Salzkavernen gespeichert und bedarfsgerecht, z. B. mittels Brennstoffzellen, Turbinen oder Motoren rückverstromt werden kann.

Neben den bislang betrachteten energetischen Bedarfen der Energiespeicherung wird in Zukunft auch noch die stoffliche Nutzung von Wasserstoff und dessen Derivaten eine zunehmend wichtiger werdende Rolle spielen. Da auch hier die Herstellung von der Nutzung entkoppelt werden muss, sind zusätzliche Speicherkapazitäten erforderlich. Diese werden im nächsten Abschnitt betrachtet.

2.2 Erweiterte Definition der Energiespeicherung – „funktionale Speicher“

Neben der klassischen Stromspeicherung, d. h. Strom-Speicher-Strom, werden auch Speichersysteme zum Einsatz kommen, die für das Stromnetz nur eine zusätzliche flexible Last (Power-to-X) darstellen (dargestellt in der oberen Gruppe in Abbildung 2), also ohne die Option einer Rückverstromung. Diese flexiblen Lasten können bei Bedarf entweder eingeschaltet (oder hochgeregelt) oder, wenn diese bereits eingeschaltet sind, abgeschaltet (oder heruntergeregelt) werden. Die Herstellung der Produkte wird dabei üblicherweise mittels eines Speichers von dem Bedarf entkoppelt. Da derartige flexible Systeme für das Stromnetz wie ein Speicher wirken, spricht man hier auch von einer sog. „funktionalen Speicherung“.

Die untere Gruppe in Abbildung 2 umfasst Systeme, die für das Netz nur als flexible Erzeugung (X-to-Power) fungieren, wobei der Energieträger nicht auf Basis von Strom hergestellt wird.

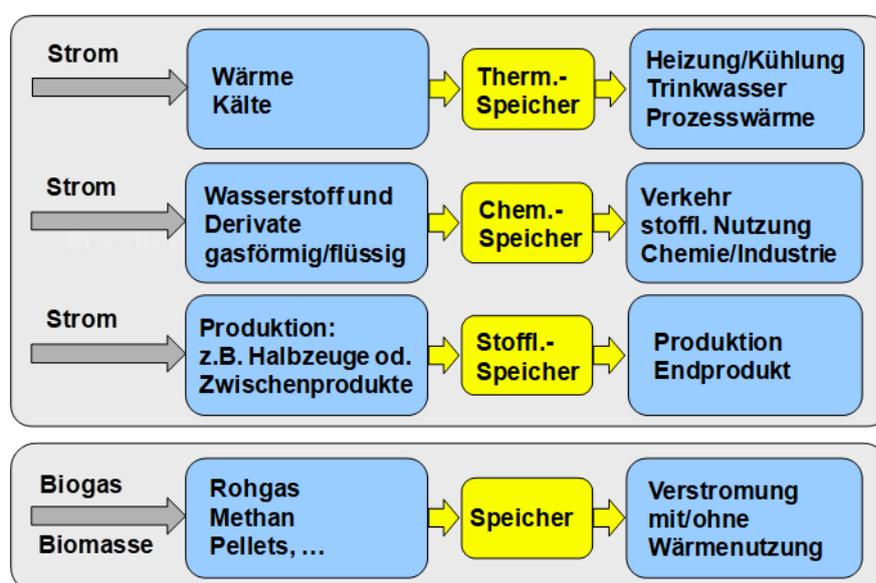


Abbildung 2: Erweiterte Definition der Energiespeicherung

Zu der oberen Gruppe zählt die elektrische Wärme-/Kälte-Erzeugung (Power-to-Heat/Cold mit Widerstandsheizern oder Wärmepumpen bzw. Kompressions-Kälteanlagen) mit entsprechenden Optionen zur Wärme-/Kältespeicherung [6]. Die bedarfsabhängige Nutzung erfolgt dann auch direkt als Wärme/Kälte, ggf. unter Nutzung von elektrischen Wärmepumpen, in den unterschiedlichsten Bereichen Raumwärme/-klimatisierung, Trinkwassererwärmung oder Prozesswärme/-kälte. Bei einer strombasierten Wärmeerzeugung in einem Heizwiderstand treten praktisch keine Verluste auf. Wird für die Wärmeerzeugung eine elektrische Wärmepumpe eingesetzt, ist die Verlustbilanz sogar negativ, da zusätzlich Umweltwärme genutzt wird. Ein Wärmespeicher hat üblicherweise eine Selbstentladungsrate von wenigen Prozent pro Tag, so dass sich damit auch einige Tage überbrücken lassen.

Zu dieser Gruppe zählt auch die dargebotsabhängige Erzeugung von Wasserstoff mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Power-to-Gas) mit entsprechender Speicherung und bedarfsabhängiger Nutzung in anderen Sektoren als der Stromversorgung, z. B. für die Mobilität in Brennstoffzellen-Fahrzeugen. Wasserstoff ist auch das Ausgangsprodukt für die Herstellung weiterer chemischer Produkte, z. B. Methan oder Ammoniak, allerdings verbunden mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten. Auch bei der Herstellung von Stahl werden zukünftig große Mengen an Wasserstoff als Ersatz für Koks benötigt werden. Außerdem könnten z. B. für den Schwerlastverkehr oder für den Antrieb von Schiffen oder Flugzeugen synthetische Kraftstoffe (Synthetic Fuels, Syn-Fuels) hergestellt werden, die sich sehr gut speichern lassen. Die Möglichkeiten einer Nutzung von Wasserstoff oder synthetischem Methan im

Wärmesektor werden derzeit noch diskutiert. Während ein Einsatz dort sinnvoll ist, wo eine direkte elektrische Wärmeerzeugung nicht möglich ist, erscheint eine Verbrennung dieser aufwändig hergestellten Brennstoffe als Erdgasersatz im Wohnungssektor (in Gas-Heizkesseln) als ineffizient und daher nicht zuletzt auch aus wirtschaftlichen Gründen als wenig zielführend.

Sofern nicht bereits der Herstellungsprozess aufgrund des fluktuierenden EE-Dargebots eine Speicherung von Zwischenprodukten benötigt, werden üblicherweise die Endprodukte für die jeweilige Anwendung gespeichert.

Ebenfalls zu dieser Gruppe zählt auch noch die Möglichkeit, die Herstellung von Produkten oder Halbzeugen an das fluktuierende EE-Dargebot anzupassen. Gespeichert werden dabei die jeweiligen Produkte bzw. Zwischenprodukte oder Halbzeuge.

Zu der unteren Gruppe zählt z. B. die Herstellung und lokale Speicherung von Biogas, das dann, in Abweichung von der heute noch üblichen Praxis, für die flexible Stromerzeugung bei EE-Mangel eingesetzt werden kann. Des Weiteren kann Biogas, das zu sogenanntem Biomethan aufbereitet wurde, in das vorhandene Erdgassystem eingespeist und dort flexibel genutzt oder gespeichert werden.

In der Übergangszeit bis zu einer vollständigen Dekarbonisierung, wird selbst bei anspruchsvollen CO₂-Minderungszielen (mindestens bis etwa 80 % CO₂-Reduktion) und Einschränkungen bei der Erdgasversorgung, auch fossiles Erdgas als Speichermedium noch eine wichtige Rolle spielen. Unter den aktuellen politischen Aspekten wird daher besonders darauf zu achten sein, dass diese Speicher als „strategische Reserve“ vor der Wintersaison gut gefüllt sind. Für die Speicherung von Methan können alle heute bereits vorhandenen Erdgasspeicher (Porenspeicher und Kavernenspeicher) weitergenutzt werden. Die Beschränkung auf kurze Nutzungsphasen, z. B. während der selten vorkommenden Dunkelflauten, würde diese Restnutzung von fossilem Erdgas dann noch zulassen.

Die in Deutschland vorhandenen Gasspeicher (Porenspeicher und Kavernenspeicher) haben eine Speicherkapazität (bezogen auf den Heizwert von Erdgas) von zusammen etwa 225 TWh_{th}. Bei einer Nutzung im Strommarkt könnte damit bei einem angenommenen Kraftwerkswirkungsgrad von 40 % (Open Cycle Gas Turbine, OCGT, ohne Wärmenutzung) eine nutzbare Speicherkapazität von etwa 90 TWh_{el} als elektrische Energie dem Stromnetz zur Verfügung gestellt werden. Dies ist deutlich mehr als für eine Überbrückung von extremen Wettersituationen mit geringem EE-Dargebot benötigt würde. Bei einer Umstellung auf Wasserstoff würden sich die verfügbaren Speicherkapazitäten jedoch deutlich reduzieren, da nur die Kavernenspeicher für Wasserstoff geeignet sind. Da des Weiteren der Energieinhalt von Wasserstoff nur etwa ein Drittel von dem von Erdgas beträgt und zudem ein anderes Kompressionsverhalten zeigt, würde man in den heute vorhandenen Kavernen nur etwa 33 TWh_{th} und damit nur etwa 13 TWh_{el} speichern können⁴. Neben den eigentlichen Gasspeichern lässt sich auch im Gasnetz selbst noch Energie speichern, indem der Druck in den Leitungen in zulässigen Grenzen variiert werden kann.

3 Speicherallokation (zentral, dezentral)

Für die Energiespeicher gilt, wie auch für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, dass sowohl zentrale als auch dezentrale Systeme nebeneinander benötigt werden. Für die Speicherung im Tagesrhythmus, insbesondere von PV-Strom, bieten sich dezentrale Batteriespeicher [7] oder Wärmespeicher bei den Kunden an. Für die Langzeitspeicherung werden insbesondere Wasserstoffsysteme benötigt. Aus Kostengründen (Skaleneffekt) werden dafür aus heutiger Sicht große, zentrale Elektrolyseure und die Untertagespeicherung von Wasserstoff in großen Salzkavernen favorisiert. Für eine zentrale Speicherung spricht auch die Tatsache, dass ein großer Teil des benötigten Wasserstoffs importiert werden wird. Derzeit kommen jedoch auch schon kleinere dezentral einsetzbare Systeme für die Wasserstofferzeugung und -speicherung auf den Markt. Bei der Auswahl von geeigneten Standorten und Anlagengrößen sind, neben der Allokation der EE-Erzeugung und der Umwidmung bestehender Erdgas-Kavernenspeicher oder Möglichkeiten zum Bau neuer Kavernenspeicher, des Weiteren sowohl die Lage und die Kapazitäten der jeweiligen Strom- und Wasserstoffnetze als auch die Lage und Bedarfe der potenziellen Abnehmer des Wasserstoffes zu berücksichtigen.

⁴ [factsheet-kavernenspeicher-cr-energy4climate.pdf](#)

Auch Biogas kann entweder am Ort der Erzeugung dezentral als Rohgas in geeigneten Behältern gespeichert und in KWK-Anlagen unter gleichzeitiger Nutzung der Wärme flexibel rückverstromt oder, auf Erdgasqualität aufbereitet (sog. Biomethan), in das Erdgasnetz eingespeist werden. Druckstufen und die Fließrichtung im Erdgasnetz sind dabei zu beachten und die Netze ggf. hierfür anzupassen. Die im Erdgasnetz heute bereits vorhandenen großen Speicherkapazitäten (s. o.) können somit ebenfalls genutzt werden. Die Rückverstromung könnte dann sowohl zentral in Großkraftwerken oder auch dezentral in KWK-Anlagen bei den Kunden erfolgen.

Auch die Potenziale der mobilen und damit dezentralen Energiespeicherung in Batteriefahrzeugen sollten nicht unerwähnt bleiben. Hier ist nicht nur das klassische Laden der Batterie aus dem Netz (Grid-to-Vehicle) von Interesse. Auch das sogenannte „bi-direktionale“ Laden, bei dem die Energie aus der Fahrzeugbatterie bei Bedarf wieder in das Stromnetz zurückgespeist werden kann (Vehicle-to-Grid) wird aktuell diskutiert. Die Potenziale liegen dabei insbesondere in der Lastflexibilisierung im Stundenbereich. Selbst wenn nur die Hälfte, der heute in Deutschland vorhandenen 40 Millionen Fahrzeuge auf batterieelektrischen Antrieb umgestellt wären und diese mit nur 3 kW geladen oder entladen würden, ergäbe sich daraus eine flexible Last von ± 60 GW. Die pro Fahrzeug gespeicherte Energie ist zwar vergleichsweise gering, bei einer im Fahrzeug verbauten Batteriekapazität von 50 kWh entspricht dies bei 20 Millionen Fahrzeugen in der Summe immerhin einer Speicherkapazität von insgesamt 1 TWh.

Zur Einordnung dieser Flexibilitätsmöglichkeit im Vergleich zu Energiebedarfen, soll folgendes Rechenbeispiel dienen: Eine Speicherkapazität von 1 TWh ist mehr als das Zwanzigfache der heute vorhandenen Pumpspeicherkapazität, doch auch diese Kapazität wäre nur für eine Versorgung des deutschen elektrischen Energiebedarfs für weniger als einen Tag ausreichend. Eine Rückspeisung der gesamten, in einer Fahrzeugbatterie gespeicherten Energie, in das Netz wäre jedoch nicht zweckdienlich, da ein Teil der Speicherkapazität vorrangig für den individuellen Fahrbedarf vorzuhalten ist. Hier geht es also vornehmlich um die Möglichkeit einer kurzzeitigen Bereitstellung von Flexibilität. Besonders geeignet erscheint eine Kombination der kurzzeitigen Erzeugungsspitzen aus Solarenergie mit der Ladung von Elektrofahrzeugen. Die über die bisherige elektrische Last hinaus gehende Leistung der PV-Erzeugung und die Ladeleistung der Fahrzeugflotte liegen zeitweise in der gleichen Größenordnung. Der Bedarf für eine Zwischenspeicherung dieser EE-Spitzen in stationären Batteriespeichern ließe sich somit reduzieren. Eine Nutzung der Fahrzeugbatterien setzt allerdings voraus, dass die Fahrzeuge an das Netz angeschlossen sind.

4 Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern und regulatorische Rahmenbedingungen

Energiespeicher stellen zwar eine universelle Option zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilitäten dar, sie sind aber gleichzeitig bei einzelnen Anwendungen auch die teuerste Option. Daher ist es wichtig, dass die Auswahl und die Dimensionierung eines Speichersystems möglichst gut an die jeweilige Anwendung angepasst werden. Hierfür sind die wesentlichen Kostenblöcke zu betrachten.

Bei den Investitionskosten ist zwischen den kapazitätsabhängigen Kosten für den eigentlichen Speicher und den leistungsabhängigen Kosten für die benötigten Umwandlungssysteme zu unterscheiden (s. a. Abbildung 1). Diese können jeweils sehr unterschiedlich sein. Zusätzlich zu den reinen Anschaffungskosten für das Speichersystem, fallen jeweils noch Kosten für den Netzanschluss, Hilfsaggregate, Informationstechnik, Installationskosten und Engineering sowie ggf. Gebäude- und Grundstückskosten an. Je nach Speichersystem und Anwendung ergeben sich dann die Gesamtkosten für die Anfangsinvestition. Da die einzelnen Komponenten unterschiedliche Lebensdauern besitzen, ist auch dies bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu berücksichtigen. Dabei ist bei den Speichern selbst auch noch zwischen der kalendarischen Lebensdauer und der Zyklenlebensdauer zu unterscheiden.

Die klassischen Geschäftsmodelle für Energiespeicher, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, basierten üblicherweise auf einem täglichen Ausgleich zwischen Stark- und Schwachlast: also Laden in Schwachlastzeiten und Entladen zu Starklastzeiten. Aus der Differenz zwischen den Stromkosten beim Laden und den Erlösen beim Entladen (sog. „Spread“) ergab sich die Gewinnmarge, die für die Refinanzierung der Speicher und den Ausgleich der Speicherverluste benötigt wurde. Je größer also der Spread und je öfter der Energieinhalt umgewälzt wurde, umso schneller konnte sich somit ein Speicher amortisieren. Durch das Einspeiseverhalten der Erneuerbaren Energien haben sich die Geschäftsmodelle in den letzten Jahren verändert und werden sich mit fortschreitendem EE-Ausbau auch noch weiter verändern. Die Pumpspeicher werden jetzt z. B. vermehrt in der Erbringung von Regelleistung (Sekundärregelung und Minutenreserve) eingesetzt. Jedoch wandelt sich der Einsatz immer wieder. Der Regelenergie-

markt und der Intraday-Handel sind eng miteinander gekoppelt. Die Speichervermarkter wechseln daher aktuell auch zwischen den beiden Märkten hin und her. Die Erlöse basieren damit auf der aktuellen Situation in den jeweiligen Regelleistungsmärkten. Damit werden zwar i. d. R. mehr Zyklen erreicht, aber durch die häufigeren Lastwechsel ergibt sich auch ein höherer Verschleiß der Pumpen und Turbinen. Mit der Zunahme der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erzeugern haben auch das Volumen und der Spread der am Intraday gehandelten Strommengen in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen. Der Einsatz von Speichern am Intraday-Markt zur Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Erzeugern ist ein zurzeit stark wachsender Markt.

Der Speichereinsatz wurde ausführlich in einer VDE ETG Studie [8] in Abhängigkeit des Ausbaus der Erneuerbaren Energien untersucht. Dabei wurde zwischen Kurzzeitspeichern (Stundenspeicher) und Langzeitspeichern unterschieden. Während sich z. B. in einem 80%-EE-Szenario mit Kurzzeitspeichern (Stundenspeichern) noch etwa 140 äquivalente Vollzyklen pro Jahr erzielen lassen, sind unter den in der Studie getroffenen Annahmen hingegen für Langzeitspeicher zur Abdeckung von Dunkelflauten nur etwa zwei äquivalente Vollzyklen pro Jahr zu erwarten.

Einerseits ist davon auszugehen, dass es durch den Rückbau von unflexiblen thermischen Kraftwerken langfristig keine negativen Börsenpreise mehr geben wird, die bevorzugt für das Laden von Speichern genutzt werden könnten. Andererseits wird die Nutzung der EE-Erzeugungsspitzen sowohl in Energiespeichern als auch in der Sektorenkopplung zukünftig einen Wert bekommen und somit wird sich, in Abhängigkeit von der Dauer dieser Spitzen, ein Marktpreis für verschiedene Anwendungen ergeben. An diese sich verändernden Märkte werden sich auch die Ladestrategien der Speicher, insbesondere der Langzeitspeicher, anpassen müssen. Für die Wirtschaftlichkeit der Kurzzeitspeicher (Pumpspeicher, Batteriespeicher und DSM – alle im gleichen Zeitsegment von Minuten bis zu einigen Stunden), stellen die Kurzfristmärkte die wesentliche Einnahmequelle dar. Dabei wird der Speicher zeitweise mit zwei und sogar bis zu drei Zyklen am Tag gefahren. Die Zahl der jährlich erreichbaren Zyklen liegt damit deutlich über den in der o. g. VDE ETG Studie [8] ermittelten Werten. Typisch ist ein Zyklus von Nacht auf Morgen und von Mittag auf Abend. Die relevanten Spreads sind diejenigen, die innerhalb eines Tages auftreten. Spread-Ereignisse, die mehr als einen Tag auseinander liegen, sind mit den Kurzzeitspeichern (Tagesspeicher) nicht wirtschaftlich integrierbar.

Neue Geschäftsmodelle für Energiespeicher können sich zukünftig auch im Bereich der Netze durch ein Engpassmanagement im Zusammenhang mit einem Re-Dispatch und als sog. Netz-Booster ergeben. Idealerweise sollten Speichersysteme für mehrere Anwendungen (multi-use) eingesetzt werden, um deren Wirtschaftlichkeit zu verbessern.

Für die Erbringung von Speicherdienstleistungen müssen zukünftig neue Vergütungsmodelle gefunden werden, die einerseits die Notwendigkeit einer sicheren Stromversorgung reflektieren und sich andererseits an der gesetzlich geforderten Einsparung von Treibhausgasen orientieren sollten. Ohne eine Anpassung des aktuellen Rechts- und Regulierungsrahmens und ohne – zumindest anfängliche – staatliche Förderung wird sich kaum ein Markt für Langzeitspeichersysteme entwickeln können. Dies gilt insbesondere bei der chemischen Energiespeicherung aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen für die Energiewandlungssysteme sowohl für die Ladung (Elektrolyseure) als auch für die Entladung (Rückverstromung) und die damit jeweils verbundenen Umwandlungsverluste. Insbesondere wird die seltene Nutzung dieser Langzeitspeicher (geringe Zyklenzahl) eine Investition in derartige Systeme erschweren. Dennoch wird man aus strategischen Gründen auch Langzeitspeicher vorhalten müssen.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren werden heute z. B. etwa 4.000 Volllastbenutzungsstunden pro Jahr angenommen (s. Nationale Wasserstoffstrategie [9]). Zwar weist die ESYS-Studie [10] für ein 80%-EE-Szenario etwa 3.000 Stunden pro Jahr mit negativer Residuallast⁵ auf. Diese wird jedoch auf mehrere Nutzungsmöglichkeiten im Rahmen der Sektorenkopplung aufgeteilt werden, so dass man die angestrebten 4.000 Stunden bis dahin jedenfalls nicht erreichen wird. Die ESYS-Studie kommt daher diesbezüglich auch zu folgender Schlussfolgerung: „Langzeitspeicher lohnen sich erst ab einer CO₂-Einsparung über 80 Prozent. Bis dahin ist es kostengünstiger, mit überschüssigem Strom zunächst den Wärmesektor zu versorgen und verbleibende Erzeugungsspitzen abzuregeln.“

Auch für die Energiewandlung bei der Rückverstromung gilt: Die entsprechenden Stromerzeugungsanlagen müssen, wie oben angemerkt, auch nur für einige Tage bis Wochen pro Jahr für den jeweiligen Einsatzfall bereitstehen. Aufgrund geringer Volllaststunden dieser Erzeugungseinheiten und den hierfür erforderlichen großen zentralen

⁵ Weitere Informationen hierzu sind im VDE Hintergrund „Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und Entwicklung der Residuallast“ zu finden.

Speicherkapazitäten, werden eher kostengünstige und flexible Großkraftwerke bevorzugt werden. Der Wirkungsgrad verliert dabei an Bedeutung (OCGT statt GuD), d. h. Flexibilität vor Effizienz.

Rolle von Speichern im Energiesystem

In der konventionellen Energieversorgung liefern steuerbare fossile Erzeugungsanlagen neben der eigentlichen Stromproduktion gleichzeitig Systemstabilität (durch Leistungsreserve bzw. Regelleistungsvorhaltung) als auch Versorgungssicherheit durch Speicherbarkeit der Brennstoffe bzw. gesicherte Leistung durch ihre Steuerbarkeit.

In einem vorrangig auf einer fluktuierenden EE-Erzeugung basierenden Versorgung, müssen die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit auf eine andere Art gewährleistet werden. Speicher können beide Leistungen erbringen, allerdings eignen sich für die beiden Aufgaben die unterschiedlichen Speichertechnologien unterschiedlich gut.

Versorgungssicherheit erfordert die Vorhaltung sowohl der notwendigen Energiemenge als auch der benötigten Erzeugungsleistung für eine Vollversorgung aller Sektoren über mehrere Wochen. Die Vorhaltung derartiger Energiemengen (im Bereich von Terawattstunden, TWh) lassen sich nach heutigem Stand der Technik nur mit chemischen Energieträgern, d. h. Wasserstoff und Wasserstoffderivaten, darstellen.

Systemstabilität dagegen erfordert Flexibilität, d. h. disponible Erzeuger oder Verbraucher, die innerhalb von Sekunden bis Minuten Leistung bereitstellen oder aufnehmen können. Aufgrund der hohen Wandlungsverluste sind wasserstoffbasierte Erzeuger für die Erbringung von Systemstabilität nicht die günstigste Technologie. Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicher, Batteriespeichersysteme und Demand Side Management sind auf der Zeitskala von Sekunden bis Stunden deutlich günstiger als wasserstoffbasierte Technologien.⁶

Es ist daher auch mittelfristig von einer Arbeitsteilung von Kurzzeit- und Langzeitspeichern auszugehen. Kurzzeitspeicher werden voraussichtlich den Großteil der Zyklen der Residuallast decken, Langzeitspeicher voraussichtlich die mehrtägigen Unterdeckungen sowie Restmengen an Strom, die nicht zuverlässig durch die Kurzzeitspeicher abgedeckt werden können.

Der genaue Bedarf an Speichern ist in einer Reihe von Studien immer wieder untersucht worden, konnte aber nicht allgemeingültig ermittelt werden, weil das Ergebnis von vielen Randbedingungen - wie den Kosten der primären Stromerzeugung, Kostenentwicklung der Speichertechnologien - und den Alternativen, wie der stofflichen und der elektrischen Energieübertragung, abhängt.

In einer aktuellen Studie des Fraunhofer ISE [11] gehen die Autoren von einem Bedarf an stationären Kurzzeitspeichern in Deutschland bis 2030 von etwa 100 GWh und bis 2045 von etwa 180 GWh aus. Der Bedarf an Langzeitspeichern für die Überbrückung von bis zu vier Wochen für alle Sektoren liegt in der Größenordnung von 90 TWh_{el}. Dies entspricht in etwa der Kapazität aller Erdgas-Speicher bei einer Nutzung für den Stromsektor. Bei Wasserstoff stünde mit den heutigen Kavernenspeichern nur eine Speicherkapazität von etwa 13 TWh_{el} zur Verfügung (s. o.), so dass hierfür neue Kavernen erschlossen werden müssten.

Hindernisse für den Ausbau von Kurzzeitspeichern

Kurzzeitspeicher erwirtschaften ihre Einnahmen aus den Spreads am Spot- und Intraday-Markt, sowie den Regelenenergiemärkten, die aber eng mit den Spreads an den zuvor genannten Märkten zusammenhängen. Durch den Betrieb von Speichern kommt es zu einer Marktrückwirkung: Spreads am Strommarkt werden durch den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern gemindert. Was aus volkswirtschaftlicher Sicht für den Strommarkt wünschenswert ist, stellt für Investitionen in weitere Speicher ein Hindernis dar.

Ein weiteres Hindernis besteht in der Kombination aus Merit-Order-Markt auf Basis marginaler Kosten mit einer Technologie, bei der die Finanzierungskosten der CAPEX (Annuität) die marginalen Kosten (Speicherverluste, Betriebskosten etc.) bei weitem übersteigen. Überlässt man den Ausbau von Kurzzeitspeichern dem Markt, ist zu erwarten, dass der Ausbau der Speicher bei einem Ausbaugrad stoppt, bei dem in der Regel Kraftwerke mit deutlich höheren Grenzkosten als die von Speichern den Marktpreis bestimmen. Jedoch nur bei ausreichend hohen Grenzkosten lassen sich die Speicherkosten mit ihrem relativ hohen Kapitalkostenanteil refinanzieren. Ein Ausbau der Speicher in

⁶ Eine besondere Form der Kurzzeitflexibilität ist die Systemträgheit (Inertia). Diese kann sowohl von Kurzzeitspeichern als auch von konventionellen wasserstoffbasierten Stromerzeugern (Gasturbinen oder Gasmotoren) aber auch von Umrichter gekoppelten Erzeugungsanlagen (EE oder Brennstoffzellen) oder Verbrauchsanlagen geliefert werden. Je nach Versorgungssituation würden die jeweiligen Erzeugungs- oder Verbrauchstechnologien die Systemträgheit mitliefern.

einer Menge, dass Speicher regelmäßig die Grenzkosten bestimmen und damit den Grenzpreis effektiv senken, ist nicht zu erwarten. Das Potential der Speicher zur kostengünstigeren Versorgung kommt somit nicht zur Entfaltung. Sollte der Speicherausbau trotzdem fortschreiten käme es einer Kannibalisierung der Speicherprojekte, wie im PRL-Markt von 2016-2020 zu beobachten. Die Folge war ein destruktiver Wettbewerb mit einer Preisbildung unterhalb der Kosten, d. h. mit Marktpreisen, zu denen sich Speicherprojekte nicht mehr refinanzieren konnten.⁷

Ein weiteres Hindernis stellt der sogenannte First-Mover-Disadvantage dar, der Nachteil des frühen Investors. Die Adaption von Technologien mit fallenden Kosten wird dadurch gebremst, dass ein früher Investor im Laufe des Betriebs mit Anlagen späterer Investoren in Konkurrenz steht, die zu günstigeren Investitionskosten in den Markt eingetreten sind. Der frühe Investor wird Opfer der Kostensenkung der Technologie, zu der er mit seiner Investition beigetragen hat.⁸

Beide Eigenschaften, sowohl die des hohen CAPEX-Anteils als auch die des First-Mover-Disadvantages, teilen Kurzzeitspeicher mit den Erzeugertechnologien Windkraft und Photovoltaik. Auf der Erzeugerseite wurde das Hindernis durch die Festschreibung der Vergütung über eine auskömmliche Zeit (in der Regel 20 Jahre) bewältigt. Eine Absicherung von Erträgen über einen auskömmlichen Zeitraum stellt eine Schlüsselfunktion für die Finanzierbarkeit zu günstigen Konditionen dar. Für Speicher wäre eine solche Absicherung durch marktgestützte Mechanismen ebenfalls förderlich.

Hindernisse für den Ausbau von Langzeitspeichern

Versorgungssicherheit in überwiegend auf erneuerbarer Erzeugung basierenden Energiesystemen erfordert einen ausreichenden Kraftwerkspark mit steuerbaren Erzeugungsanlagen sowie Speicher für Wasserstoff bzw. Wasserstoff-Derivate in ausreichender Kapazität.

Die Häufigkeit des Einsatzes der gesicherten Kraftwerksleistung liegt deutlich unter der typischen Volllaststundenzahl heutiger Kraftwerke und schwankt von Jahr zu Jahr. Eine Refinanzierung der Anlagen an einem Merit-Order-Markt ist aus zwei Gründen schwierig:

Zum einen bräuchten selten eingesetzte Kraftwerke extreme Preisspitzen, um sich zu refinanzieren, was dem gesellschaftlichen Interesse von kostengünstiger und zuverlässiger Energieversorgung zuwiderläuft. Regulatorische Eingriffe zur Stabilisierung von Preisen, wie z. B. die als Reaktion auf die kriegsbedingten Engpässe der Gas- und Stromversorgung eingeführten „Strompreisbremse“, stellen dabei ein erhebliches Risiko und damit Hindernis in Investitionen für seltene Zeiten mit hohen positiven Residuallasten (EE-Mangel) dar.

Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und damit die Verteilung von Dunkelflauten schwankt von Jahr zu Jahr. Ein Einsatz von Kraftwerken und Speichern zur Versorgungssicherheit ist daher von Natur aus unregelmäßig bzw. schwankend. Es gilt daher heute als gesichert, dass ein Merit-Order-Markt auf marginalen Kosten keine Versorgungssicherheit generiert. Eine regulatorische Vorgabe zur Menge der gesicherten Leistung und der vorzuhaltenden Speicherkapazität als „strategische Reserve“ gilt als erforderlich.

⁷ Speicher können Nachfragespitzen – verbunden mit hohen Preisen am Intraday-Markt – unabhängig vom Gaspreis decken. D. h. sie haben das Potential, den Grenzpreis zu reduzieren und damit den Preis für die gesamte gehandelte Strommenge zu dem Zeitpunkt. Die mit diesem Merit-Order-Effekt verbundene Kostensenkung kann die Kosten der Speicher um ein Vielfaches übersteigen.

⁸ Zurzeit (2022) sind am Markt gegenläufige Tendenzen zu beobachten – die Preise für Speicherkomponenten sind zuletzt gestiegen. Eine ähnliche Entwicklung war auch 2013 und 2014 im PV-Markt zu beobachten. Langfristig sind wahrscheinlich weiterhin fallende Preise bei Speicherkomponenten zu erwarten.

5 Dekarbonisierungswirkung von Energiespeichern

Neben der dämpfenden Rückwirkung auf den Strompreis hat der Einsatz von Speichern auch eine positive Rückwirkung auf die Reduktion der Treibhausgase.

Die niedrigen marginalen Kosten erneuerbarer Erzeuger sorgen für niedrige Strompreise in Zeiten hohen erneuerbaren Angebots. Die Preise am Strommarkt steigen dagegen, wenn wenig erneuerbare Energien im Markt sind. Speicher, die am Markt Spreads ausnutzen, um sich zu refinanzieren, werden daher in Zeiten hoher EE-Anteile geladen und in Zeiten geringer EE-Anteile entladen. Dabei verdrängen sie Strommengen, die andernfalls von fossilen Erzeugern bereitgestellt würden. Diese Verdrängung führt zu einem THG-Emissionen senkenden Nettoeffekt.

Für eine Abschätzung des Effekts soll vereinfachend angenommen werden, dass der Batteriespeicher zu Zeiten eines Überschusses an Erneuerbarer Energie geladen wird und zu Zeiten einer Unterdeckung diese wieder ins System einspeist. Pro Zyklus wird damit genau die THG-Emission vermieden, die sonst von fossilen Erzeugungseinheiten verursacht worden wäre. Im Falle von Kohlekraftwerken liegt die vermiedene CO₂-Emission bei etwa 1.000 g/kWh bzw. 400 g/kWh bei Gaskraftwerken⁹.

Dem gegenüber stehen die CO₂-Emissionen aus der Herstellung und Entsorgung des Batteriespeichers. In einer schwedischen Metastudie [12] wird diese Menge mit etwa 150-200 kg CO₂/kWh Batteriekapazität angegeben. Bei angenommenen 5.000 Vollzyklen einer Batterie errechnen sich daraus etwa 30-40 g CO₂ je kWh Energiedurchsatz. Der Effekt, der durch den Einsatz eines Batteriespeichers vermiedenen Emissionen aus fossilen Kraftwerken, übersteigt die anrechenbaren Emissionen für die Batterie also um einen Faktor 10 bis 25.

Setzt man die Vollkosten für den Betrieb des Speichers ins Verhältnis zu den damit während der Lebensdauer des Speichers vermiedenen Emissionen, erhält man spezifische CO₂-Vermeidungskosten in Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent. Die spezifischen Kosten für einen Speicherzyklus erreichen für Batteriespeichersysteme heute in etwa 10 ct/kWh Energiedurchsatz. Im Falle von Kohlekraftwerken entspräche der Wert spezifischen CO₂-Vermeidungskosten von etwa 100 €/tCO_{2eq}, im Falle von Gaskraftwerken ca. 280 €/tCO_{2eq}.

Die Kosten von Batteriespeicher werden bis Ende der Dekade voraussichtlich so weit fallen, dass die spezifischen Kosten für einen Speicherzyklus auf 5-6 ct/kWh fallen werden. Entsprechend fallen die THG-Vermeidungskosten auf 50-150 €/tCO_{2eq}.

Die Abschätzung zeigt, dass der Betrieb von Energiespeichern grundsätzlich dazu beitragen kann, die Klimabilanz der Energieversorgung zu verbessern und dass die spezifischen Kosten für die CO₂-Vermeidung in der Größenordnung der Kosten von CO₂-Zertifikaten bzw. der Kosten anderer THG-Minderungsmaßnahmen liegen oder darunter.

Literatur

- [1] Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf
Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), 2009
- [2] Energiespeicher – Technologiesteckbrief zur Analyse, Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050
ESYS-Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft, Materialien
Peter Elsner, Dirk Uwe Sauer (Hrsg.), November 2015
https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf
- [3] Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen, erstellt von Ludwig-Bölkow-Systemtechnik für das Land Nordrhein-Westfalen, Mai 2019
https://broschuerebservice.nrw.de/default/shop/Wasserstoffstudie_Nordrhein_Westfalen_-_Ausführlicher_Bericht

⁹ 1.200 bis 1.500 g/kWh für Braunkohle-, etwa 800 g/kWh für Steinkohle-, etwa 400 g/kWh für Gaskraftwerke

- [4] Technische Szenarien – Materialien zur Stellungnahme „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“,
ESYS-Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft,
Hanson, J. (Hrsg.), München, Januar 2020.
<https://energiesysteme-zukunft.de/technische-szenarien/>
- [5] Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems
ESYS-Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft,
Reihenherausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.
München, November 2017
<https://www.acatech.de/publikation/sektorkopplung-untersuchungen-und-ueberlegungen-zur-entwicklung-eines-integrierten-energiesystems/>
- [6] Wärmespeicher in NRW – Thermische Speicher in Wärmenetzen sowie in Gewerbe- und Industrieanwendungen
https://broschuerenservice.nrw.de/default/shop/Waermespeicher_in_NRW
- [7] Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene
Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Mai 2015
- [8] Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050
Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Juni 2012
- [9] Die Nationale Wasserstoffstrategie
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juni 2020
- [10] Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien
Stellungnahme des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“
ESYS-Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft,
Reihenherausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.
München, Dezember 2015
<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-flexibilitaetskonzepte>
- [11] Fraunhofer ISE, Kurzstudie „Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten“, 02.05.2022
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Batteriespeicher-an-ehemaligen-Kraftwerkstandorten.pdf>
- [12] Lithium-Ion Vehicle Battery Production - Status 2019 on Energy Use, CO2 Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling
Erik Emilsson, Lisbeth Dahllöf, IVL Swedish Environmental Research Institute
<https://www.ivl.se/download/18.34244ba71728fcb3f3faf9/1591706083170/C444.pdf>

Autorinnen und Autoren

Dr. Julia Badeda (ABO Wind AG)

Dr. Martin Kleimaier

Dr. Matthias Leuthold (Trianel GmbH)

VDE ETG Fachbereich „Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie“ www.vde.com/etg-v1

Stand: November 2022