

Herausgeber und Copyright BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. Berlin und DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin | Brüssel

BVES Oranienburger Straße 15, 10178 Berlin
Telefon (030) 54 610 630 | Telefax (030) 54 610 6
Internet: www.bves.de

DIHK Berlin Postanschrift: 11052 Berlin
Besucheranschrift: Breite Straße 29 | Berlin-Mitte
Telefon (030) 20 308-0 | Telefax (030) 20 308-1000

DIHK Brüssel Hausanschrift: 19 A-D, Avenue des Arts | B-1000 Bruxelles
Telefon ++32-2-286 1611 | Telefax ++32-2-286 1605
Internet: www.dihk.de

Ansprechpartner Dr. Sebastian Bolay, bolay.sebastian@dihk.de, 030/20308-2202
Till Bullmann, bullmann.till@dihk.de, 030/20308-2206
Miriam Hegner, m.hegner@bves.de, 030/54610-633

Stand März 2017

Bildnachweis für Titel Titelbilder: thinkstock by Getty

Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung der Herausgeber gestattet. Alle Angaben wurden mit größter Sorgfalt erarbeitet und zusammengestellt. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts sowie für zwischenzeitliche Änderungen übernehmen BVES und DIHK keine Gewähr.

INHALTSVERZEICHNIS

1	<u>WARUM EIN FAKTENPAPIER ENERGIESPEICHER?</u>	1
2	<u>ÜBERBLICK: SPEICHERTECHNOLOGIEN UND IHRE ANWENDUNGEN</u>	3
3	<u>AKTUELLER RECHTSRAHMEN FÜR DEN SPEICHEREINSATZ</u>	8
3.1	ENERGIERECHTLICHE EINORDNUNG VON SPEICHERN	8
3.2	BELASTUNG MIT STEUERN, UMLAGEN UND NETZENTGELTEN	9
3.2.1	NETZGEKOPPELTER SPEICHER	10
3.2.2	SPEICHER ZUR VERBESSERUNG DER DIREKTVERMARKTUNG	12
3.2.3	SPEICHER IN REINEN EIGENVERSORGUNGSKONSTELLATIONEN	13
3.2.4	GEMISCHTE GESCHÄFTSMODELLE	15
3.3	WÄRME- UND KÄLTESPEICHER	18
3.4	EINSATZ IN E-FAHRZEUGEN	19
3.5	SEKTORÜBERGREIFENDE NUTZUNG	20
4	<u>GESCHÄFTSMODELLE</u>	21
4.1	NUTZUNG VON PREISDIFFERENZEN AM GAS- UND STROMMARKT (BÖRSLICHER UND BILATERALER STROMGROßHANDEL)	21
4.2	VERGÜTUNG VON SYSTEMLEISTUNGEN UND SYSTEMDIENLICHEN LEISTUNGEN	23
4.2.1	TEILNAHME AM REGELENERGIEMARKT	23
4.2.2	SONSTIGE SYSTEMLEISTUNGEN UND SYSTEMDIENLICHE LEISTUNGEN	24
4.3	SPITZENLASTMANAGEMENT UND ATYPISCHE NETZNUTZUNG	24
4.4	OPTIMIERUNG DER EIGENERZEUGUNG/EIGENVERSORGUNG	26
4.5	GEMISCHTE GESCHÄFTSMODELLE	27
5	<u>AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN</u>	28

1 Warum ein Faktenpapier Energiespeicher?

Der rasche Ausbau erneuerbarer Energien hat das Thema Speicher in der öffentlichen Wahrnehmung befördert. Die Aussage, die Energiewende funktioniere nur mit Speichern, ist mittlerweile Allgemeingut geworden. Unterschiede gibt es aber bezüglich der Frage, ab welchem Zeitpunkt Speicher für die Energiewende notwendig sind. Bisher kommen im deutschen Stromversorgungssystem vor allem große Pumpspeicher zum Einsatz, um das Netz stabil zu halten.

Unabhängig von der Debatte, ab wann Speicher notwendig sind, werden Wärmespeicher und Pumpspeicher schon lange und bereits jetzt Batteriespeicher zunehmend eingesetzt. Letztere kommen sowohl am Regelle Energiemarkt aber auch zur Erhöhung von Eigenversorgungsquoten im Gewerbe und bei privaten Haushalten zum Einsatz. Große Wärmespeicher werden insbesondere von Betreibern öffentlicher KWK-Anlagen errichtet, um für Strompreisschwankungen gewappnet zu sein. Klar ist: Speicher sind aus dem deutschen Energieversorgungssystem heute schon nicht mehr wegzudenken. Außerdem wird bei Batteriespeichern von einem bevorstehenden Boom durch einen kontinuierlichen Preisverfall gesprochen. So hat z. B. die Daimler-Tochter Deutsche ACCUmotive bekannt gegeben, dass die Batterieproduktion erheblich ausgeweitet werden soll.¹ Die Unternehmensberatung Pöyry geht davon aus, dass ab 2018 die Anzahl der installierten Batterien „enorm steigen“ wird.²

Abbildung 1: Batteriespeicherpotenzial in Deutschland

Anwendung	Leistung (GW)	Kapazität (GWh)
Hausspeicher	40	120
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	23	46
Regelreserve	5	10
E-Mobile (inkl. Hybride)	125	250
Summe Batteriespeicher	193	426
Zum Vergleich: Status quo Pumpspeicher	7	40

Quelle: FENES et al. 2014, Weniger et al. 2015.

¹ <http://www.mdr.de/sachsen/bautzen/daimler-investiert-in-accumotive-kamenz-100.html>

² http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/speichersysteme-fr-photovoltaik-dachanlagen-haben-disruptives-potenzial_100021227/

Viele Unternehmer fragen sich daher: Welche Speichertechnologien gibt es und sind diese auch für meinen Betrieb geeignet? Wo können Speicher bei mir sinnvoll eingesetzt werden, und ist dies auch wirtschaftlich möglich? Gibt es rechtliche Stolperfallen zu beachten? Auf diese und weitere Fragen gibt das Faktenpapier Energiespeicher eine Antwort. BVES und DIHK erwarten: Der Einsatz von Speichern wird für mehr und mehr Unternehmen Standard werden, etwa um Lastspitzen zu glätten oder Eigenerzeugungsquoten zu erhöhen.

HINWEIS: Die energiepolitische Landschaft ist ständig und manchmal sehr sprunghaft in Bewegung. So hat die EEG-Novelle 2017 einige Änderungen der Rechtslage gebracht. Zu erwarten ist, dass auch die neue Bundesregierung, die Ende 2017 ihre Arbeit aufnimmt, sich wieder mit dem Rechtsrahmen für Energiespeicher befassen wird. Das Faktenpapier wird entsprechend immer wieder angepasst werden.

2 Überblick: Speichertechnologien und ihre Anwendungen

Energiespeicher sind bereits heute Teil des Energiesystems. Mit der wachsenden wetterabhängigen Stromerzeugung durch Wind und Sonne sowie der Digitalisierung der Gesellschaft nimmt die Bedeutung einer stabilen Versorgung für den Wirtschaftsstandort Deutschland weiter zu. Stromspeicher (Power-to-Power) garantieren bereits heute eine stabile Netzfrequenz und sind ein wichtiger Hebel zur politisch gewollten Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage. Sie machen erneuerbare Energien grundlastfähig, reduzieren den Bedarf an Grundlastkraftwerken und schaffen den notwendigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Die Energiewende wird auch eine zunehmende Verflechtung von Strom-, Wärme- und Mobilitätsnutzung mit sich bringen, die sogenannte Sektorkopplung. Mit Power-to-X werden hier zunehmend innovative Lösungen entwickelt. Das „X“ steht etwa für Power-to-Heat (Erzeugung von Wärme aus Strom), Power-to-Gas (Erzeugung von Gas aus Strom) oder für Power-to-Chemicals (Erzeugung von Grundchemikalien aus Strom). Aber auch mit Mikro-KWK-Anlagen wachsen z. B. die Sektoren Strom und Wärme stärker zusammen. Speicher können somit für die Verknüpfung der Sektoren eine entscheidende Rolle spielen.

Was ist ein Energiespeicher?

Ein Energiespeicher kann Energie aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben. Der Speicherprozess besteht prinzipiell aus drei Schritten: Dem Laden, dem eigentlichen Speichern und dem Entladen. Nach dem Entladen kann ein Energiespeicher erneut geladen werden.

Was wird gespeichert?

Die Energieform (Elektrizität, Wärme, Kälte, mechanische Energie, elektrochemische Energie, chemische Energie), die ein Energiespeicher aufnimmt, wird in der Regel auch wieder abgegeben. Allerdings wird häufig die geladene Energieform zur Speicherung in eine andere umgewandelt, etwa von elektrischer in potenzielle Energie durch ein Pumpspeicherwerk. Zum Entladen wird sie dann entweder wieder in der ursprünglichen Form oder auch in der zuvor umgewandelten, gespeicherten Form bereitgestellt, z. B. bei Power-to-Gas oder Power-to-Heat.

Die Vielfalt der Speichertechnologien deckt viele Anwendungsfälle ab

Der Bedarf an Energiespeichern ist sowohl hinsichtlich Speicherdauer als auch Speicherkapazität vielfältig. Die große technologische Bandbreite an Speichertechnologien und -konzepten bietet Lösungen für jeden Anwendungsfall. Schnelle Be- und Entladezeiten im Bereich von Millisekunden sind für die Frequenzhaltung im Stromnetz ebenso wichtig, wie die Speicherung größerer Energiemengen über Tage oder Wochen zur Überbrückung von Windflauten oder über eine gesamte Saison zur Wärmespeicherung. Durch Speicher sind zudem neue Anwendungen - beispielsweise die Erhöhung der Eigenstromversorgung durch PV-Speicher oder die E-Mobilität - erst möglich.

Die Vielfalt der Speichertechnologien zeigt sich auch in der Möglichkeit, die Energieform im Speicherprozess zu transformieren. Ein Beispiel ist Power-to-Gas, wodurch erneuerbare Elektrizität in erneuerbare Kraft- bzw. Brennstoffe transformiert und damit in den Transport- und Wärmesektor integriert werden kann. In der Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität liegt noch ein immenses Potenzial für das zukünftige Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien.

Speicher können folgende unverzichtbare Leistungen für ein zuverlässiges und umweltfreundliches Energiesystem der Zukunft erbringen:

- Speicherung: Zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch durch bedarfsgerechte Speicherung und Abgabe von Energie (von Kurzzeit- bis Saisonspeichern).
- Leistungsänderung: Eignung für schnelle und große Leistungsänderungen („ramping“) in positiver und negativer Richtung sowohl im Einspeicher- als auch im Auspeicherbetrieb. Energiespeicher sind damit sehr gut für Ausregelung großer Residuallastgradienten³ geeignet.
- Klassische auktionierte Systemdienstleistungen (Regelenergiemarkt⁴): Lieferung von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve

³ Residuallast bezeichnet die Restnachfrage, welche von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss (Quelle: Amprion).

⁴ Mit Regelenergie bezeichnet man die Energie, die ein Netzbetreiber benötigt, um unvorhergesehene Leistungsschwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen. Es wird zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Übersteigt die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor. In diesem Fall benötigt der Netzbetreiber negative Regelenergie durch Stromabnehmer, welche kurzfristig dem Netz Strom entziehen. Bei nicht prognostizierter, erhöhter Stromnachfrage ist positive Regelenergie erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristige Einspeisungen in sein Netz. (Quelle BNetzA).

- Weitere systemdienliche Leistungen (hierfür bestehen z. T. bilaterale Verträge): Lieferung von Momentanreserve⁵, Ermöglichung von Spannungshaltung⁶, Blindleistung⁷, Netzengpass-Management („Redispatch“)⁸, Kurzschlussleistung⁹ und Versorgungswiederaufbau („Schwarzstartfähigkeit“)¹⁰
- Peak shaving: Zwischenspeicherung von z. B. Strom aus PV-Anlagen, um Einspeisespitzen zu vermeiden.
- Stationäre und mobile (Ab-)Wärmespeicherung: Nutzung von industrieller Abwärme oder Abwärme aus raumluftechnischen Anlagen aus Energieeffizienzgründen.

Aufgrund der technischen Eignung für schnelle und große Leistungsänderungen („ramping“) sind beispielsweise Batteriespeicher besonders gut für die Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet. Hingegen ist Wasserstoff und davon ausgehend synthetisches Erdgas in der Lage (Power to Gas) überschüssige Energie für Tage, Wochen und Monate speichern und kann sowohl im Verkehr (Treibstoff), in der Industrie (Grundstoff) als auch im Energiesektor (Brennstoff) eingesetzt werden. Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über die im Markt existierenden Speichertechnologien (Abb.1) sowie die grundsätzlich möglichen Anwendungsgebiete (Abb.2). Die schematisch dargestellte Matrix im Anhang zeigt den Ansatz der Verknüpfung von Technologien und Anwendungen.

⁵ Schnelle Frequenzänderungen im Stromversorgungssystem, die durch Abweichungen zwischen der eingespeisten Leistung und dem Stromverbrauch entstehen, werden kurzfristig durch die Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren konventioneller Kraftwerke gedämpft und das Netz stabilisiert (Quelle: BVES).

⁶ In Stromnetzen ist die elektrische Spannung, die verschiedenen Verbrauchern zur Verfügung steht, ein wichtiger Parameter. Diese Netzspannung in relativ engen Grenzen konstant zu halten, ist eine als Spannungshaltung bezeichnete Aufgabe der Netzbetreiber (Quelle: energie-exikon.info).

⁷ Elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird und nicht zur nutzbaren Arbeit beiträgt. Die Blindleistung reduziert die effektiv nutzbare Kapazität eines elektrischen Netzes und verursacht Leitungsverluste. (Quelle: <http://www.et-energie-online.de>).

⁸ Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt (Quelle: Bundesnetzagentur).

⁹ Ein Kurzschluss im Stromsystem führt bis zur Abschaltung des betroffenen Netzteils zu einem nicht vorhersehbaren lokalen Einbruch der Netzspannung. In dieser Situation ist das Verhalten der Stromerzeugungsanlagen wesentlich für die Wiederherstellung eines stabilen Netzbetriebs. Damit die Netzspannung nicht zu weit absinkt und sich der lokale Spannungstrichter nicht räumlich ausweitet, müssen die angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, mit der abgesenkten Spannung weiterzuarbeiten und den erhöhten Kurzschlussstrom einzuspeisen (Überlastfähigkeit). Die Distanz zwischen Fehlerstelle und Kurzschlussstromquelle sollte dabei möglichst gering sein. Synchrongeneratoren sind sehr gut für Bereitstellung von Kurzschlussleistung geeignet (Quelle: BVES).

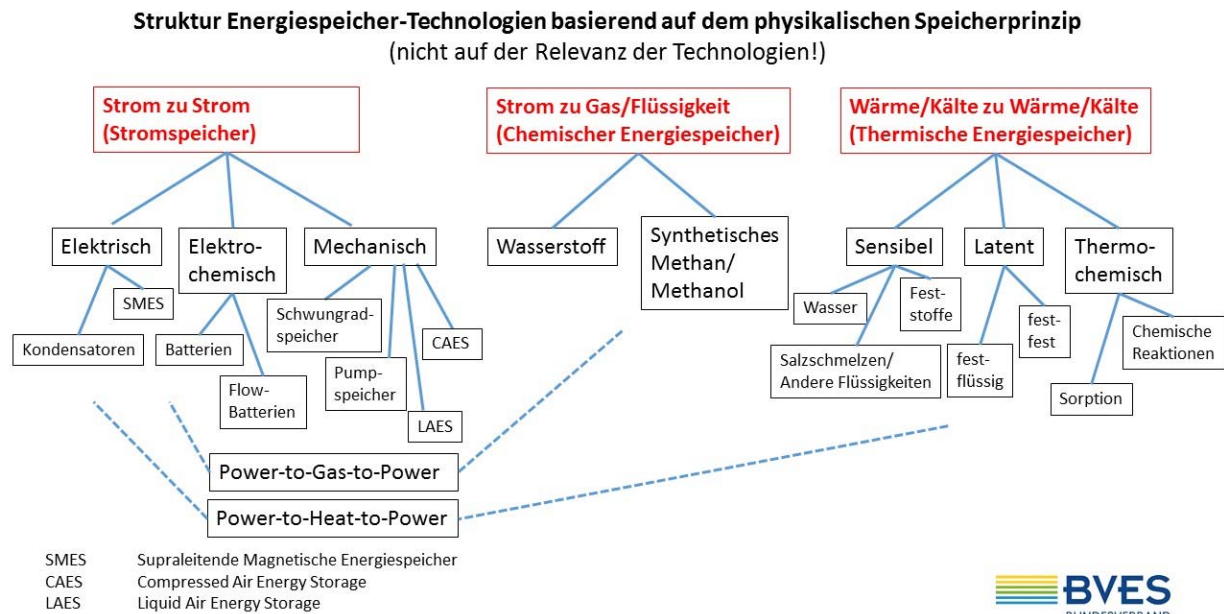
¹⁰ Als Schwarzstart wird das Anfahren eines Kraftwerks bezeichnet, wenn dies unabhängig vom Stromnetz geschieht. Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man die Fähigkeit eines Kraftwerks, unabhängig vom Stromnetz vom abgeschalteten Zustand ausgehend hochzufahren. (Quelle: <https://de.wikipedia.org>).

Zusammenhang zwischen Energiespeicher-Technologien und ihren Anwendungen

Die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen an den Speicher werden durch die tatsächliche Anwendung des Speichers im öffentlichen oder betrieblichen Versorgungssystem bestimmt. Daher ist eine Beurteilung verschiedener Speichertechnologien (und ein Vergleich) nur anhand konkreter Anwendungen möglich.

Die Anwendung gibt technische Anforderungen vor (Energieform, Ein- und Ausspeicherleistung, Speicherkapazität, Reaktionszeit). Die Anwendung legt auch das ökonomische Umfeld fest (z. B. welche Energiepreise können angesetzt werden, welche Nutzungsdauer wird erreicht, etc.). Darüber hinaus spielen die energierechtlichen Fragestellungen eine große Rolle (z. B. EEG-Umlage, Stromsteuer).

Abb. 2: Überblick über die Struktur der Energiespeicher-Technologien



Quelle: BVES

Abb. 3: Clusterung der verschiedenen Anwendungsgebiete für Energiespeicher

Energiespeicher Anwendungen

Integration Erneuerbarer Energien

Stromversorgungssystem (Last-ausgleich, Systemstabilität, CO₂-Reduktion)

- Frequenzregelung
- Spannungshaltung
- positive/negative Regelenergie
- Peak Shaving
- Eigenverbrauch, Inselbetrieb
- USV (Unterbrechungsfreie Stromversorgung)
- ...

Wärmeerzeugung

- Solarthermische Kraftwerke
- Solare Prozesswärme
- Solare Nah-/Fernwärme
- ...

Stoffliche Nutzung (Sektorenkopplung)

- Bereitstellung von Gas, flüssigen Kraftstoffen, Chemikalien
- ...

Steigerung der Energieeffizienz

Industrielle Prozesse

- Abwärmenutzung
- Rekuperation mechanischer Energie
- Kraft-Wärme-Kopplung
- ...

Gebäude

- Heiz- und Kühlbedarf
- Tag/Nacht-Ausgleich
- Sommer/Winter-Ausgleich
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Erhöhung des Eigenverbrauchs
- ...

Mobilität

- Effizienter Antrieb
- Rekuperation mechanischer Energie
- ...

Quelle: BVES

3 Aktueller Rechtsrahmen für den Speichereinsatz

3.1 Energierechtliche Einordnung von Speichern

Anders als viele andere Begriffe ist „Speicher“ bislang energierechtlich nur als Erdgasspeicher definiert. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind Betreiber einer solchen Speicheranlage „natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind (...)“ (EnWG § 3, Nummer 9). Die Definition bezieht sich zudem nur auf den Speichereinsatz von Energieversorgungsunternehmen und damit nicht auf Unternehmen der Nachfrageseite.

In den einschlägigen Regelwerken für den Wärmemarkt, der Energieeinsparverordnung (EnEV) und dem Erneuerbare Energien Wärme-Gesetz (EEWärmeG), sind Energiespeicher nicht eigenständig definiert. Sie werden im Text jedoch unter Wärmespeicher, meist zur thermischen Speicherung mittels des Mediums Wasser, verwendet. Definiert werden Wärmespeicher im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und hier verstanden als „eine technische Vorrichtung zur zeitlich befristeten Speicherung von Nutzwärme [...] einschließlich aller technischen Vorrichtungen zur Be- und Entladung des Wärmespeichers“. Eine grundsätzliche Definition von Energiespeicher findet sich aber auch hier nicht.

Dagegen wurde im Mobilitätssektor mit der Ladesäulenverordnung (LSV) in § 2 Nummer 5 eine eigenständige Definition für Energiespeicher eingeführt. Sie umfasst „die Bauteile des Kraftfahrzeugantriebes, die die jeweiligen Formen von Energie speichern, welche zur Fortbewegung des Kraftfahrzeuges genutzt werden“.

Bis zur Sommerpause soll zudem die Novelle des Energie- und Stromsteuergesetzes unter Dach und Fach sein. Dort soll ebenfalls eine Definition für Speicher eingefügt werden, allerdings nur für stationäre Batteriespeicher in Abgrenzung zu Speichern bei der Elektromobilität. Nach § 2 Nummer 9 Stromsteuergesetz ist ein „stationärer Batteriespeicher: ein wieder aufladbarer Speicher für Strom auf elektrochemischer Basis, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geografischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden und nicht Teil eines Fahrzeuges ist. Der geografische Standort ist ein durch geografische Koordinaten bestimmter Punkt“.

Die fehlende klare energiewirtschaftliche Einordnung von Energiespeichern hat etwa für Stromspeicher folgende Konsequenz: Sie sind nach geltendem Recht sowohl Letztverbraucher von Energie bei der Einspeicherung als auch Erzeuger von Energie bei der Ausspeicherung. Da der Stromverbrauch in Deutschland mit zahlreichen Abgaben und Umlagen belastet wird, hat dies erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten, die im Folgenden dargestellt werden.

Des Weiteren bestehen rechtliche Unterschiede, ob der Strom aus einer Eigenerzeugungs- bzw. Eigenversorgungsanlage stammt oder aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, und ob der eingespeicherte Strom ins öffentliche Netz eingespeist bzw. direkt im Unternehmen verbraucht wird. Zudem spielt es eine Rolle, ob der Stromspeicher aus einer oder mehreren EE-Anlagen befüllt wird und welche installierte Leistung er aufweist. Schon an dieser Stelle wird deutlich: Die Regelungen sind komplex und vom Anwendungsfall bestimmt.

3.2 Belastung mit Steuern, Umlagen und Netzentgelten

Da eingespeicherter Strom aus dem öffentlichen Netz als Letztverbrauch gilt, müssen für diesen Strom grundsätzlich alle Letztverbraucherabgaben bezahlt werden.

Dazu gehören aktuell in der für 2017 festgelegten Höhe:

- EEG-Umlage mit 6,88 Cent/kWh
- Stromsteuer mit 2,05 Cent/kWh
- KWK-Umlage mit 0,4438Cent/kWh
- §19-Umlage mit 0,388 Cent/kWh
- Konzessionsabgabe mit 0,11 bis 2,39 Cent/kWh
- Offshore-Haftungsumlage mit -0,028 Cent/kWh
- Umlage für abschaltbare Lasten mit 0,006 Cent/kWh

Der Strom kann also mit Steuern und Umlagen in Höhe von bis zu 12,124 Cent/kWh belastet sein. Für viele (Industrie-)Unternehmen gibt es aber Sonder- und Ausnahmeregelungen, so dass sich dieser Betrag deutlich verringern kann. Eine Übersicht über diese Regeln finden Sie im DIHK-Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017.¹¹ Für die kommenden Jahre ist in jedem Fall mit einem weiteren Anstieg dieser Zusatzbelastungen des Strompreises insbesondere durch den Anstieg der EEG-Umlage zu rechnen.

¹¹ <http://www.dihk.de/themenfelder/innovation-und-umwelt/info/fakten/faktenpapier-strompreise.pdf/view>.

Für die einzelnen Betreibermodelle bestehen unterschiedlichste Belastungen. Die gängigsten Modelle werden im Folgenden mit ihren spezifischen Belastungen mit Steuern, Umlagen und Netzentgelten vorgestellt.

3.2.1 Netzgekoppelter Speicher

Strom aus Speichern kann grundsätzlich in das öffentliche Netz eingespeist werden. Der Netzzugang erfolgt über einen Netznutzungsvertrag oder einen Lieferantenrahmenvertrag (§ 3 Absatz 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)). Netznutzer haben einen Anspruch auf den Abschluss solcher Verträge (§§ 24 und 25 StromNZV). Zu den Inhalten finden sich Vorgaben in den beiden Paragraphen.

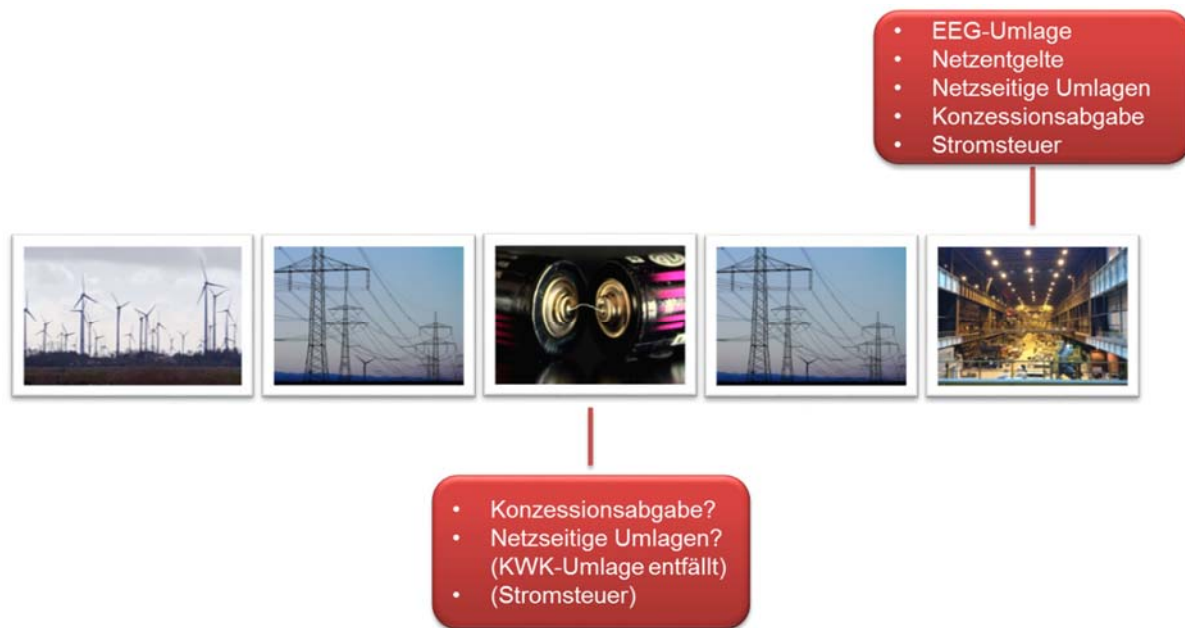
Ein netzgekoppelter Speicher ist ein Speicher, der Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz bezieht und den Strom vollständig wieder ins öffentliche Netz rückspeist – abzüglich der Speicherverluste. Für die Netzentgelte besteht eine Sonderregelung für solche Speicher: Sie sind von den Netzentgelten für die Einspeicherung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme freigestellt. Diese Regelung gilt für alle Anlagen, die bis zum 4. August 2026 angeschlossen werden (EnWG § 118 Absatz 6).¹²

Es gibt noch keine finale (gerichtliche) Klärung, ob die Freistellung von den Netzentgelten auch für die Konzessionsabgabe und die Umlagen gilt, die mit diesen erhoben werden. Das betrifft die §19-Umlage, die Umlage für abschaltbare Lasten sowie die Offshore-Haftungsumlage.

Für Strom, der durch Einspeisung ins öffentliche Netz am Regelenergiemarkt teilnimmt (positive Regelenergie), müssen im Übrigen keine Netzentgelte bezahlt werden. Wenn es sich zudem um einen netzgekoppelten Speicher handelt, fallen in diesem Sonderfall sowohl bei der Ein- wie bei der Ausspeicherung keine Netzentgelte an.

¹² Mit dem Strommarktgesetz wurde zudem eine Spezialregelung für individuelle Netzentgelte für Stromspeicher geschaffen (§ 19 Abs. 4 StromNEV): Wird der Strom aus dem öffentlichen Netz entnommen und anschließend wieder eingespeist, muss der Netzbetreiber ein individuelles Netzentgelt anbieten, das aus einem reinen Jahresleistungspreis besteht, der sich nur auf die Speicherverluste bezieht.

Abbildung 4: Steuern, Umlagen und Netzentgelte bei netzgekoppelten Speichern



Quelle: DIHK. Bildnachweis s. Anhang.

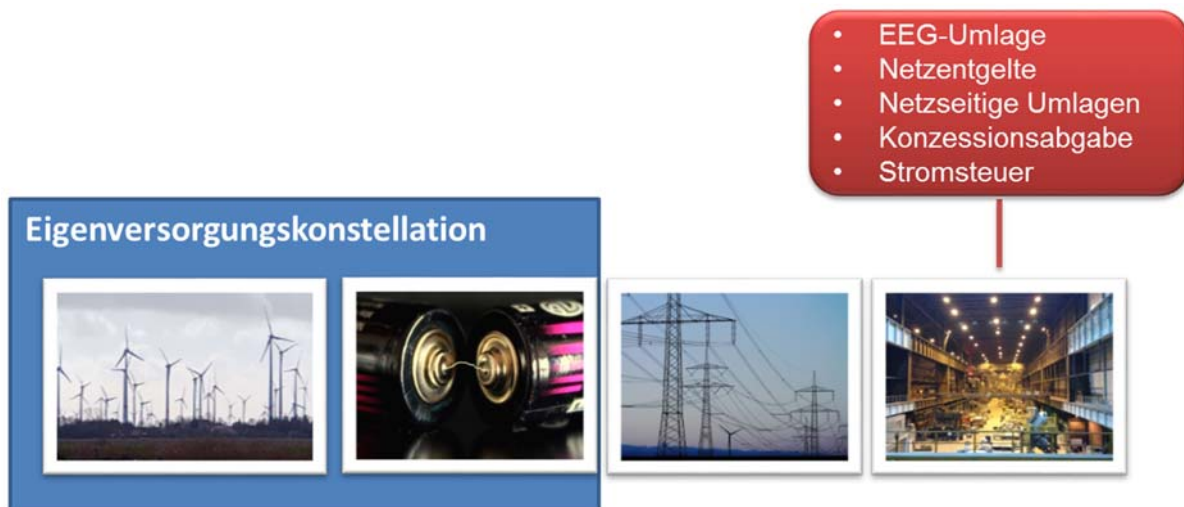
Für KWK- und EEG-Umlage hat der Gesetzgeber mit der letzten EEG-Novelle im § 61k eine komplizierte Regelung geschaffen. Im Falle der netzgekoppelten Speicher bedeutet die Regelung, dass sowohl die EEG-Umlage als auch die KWK-Umlage entfallen. Beide entfallen aber nur, wenn Mitteilungspflichten und -fristen (§§ 74 und 74a EEG 2017) gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber eingehalten werden. Es gilt für die EEG-Umlage die Frist 28. Februar des Folgejahres, wenn der Verteilnetzbetreiber zuständig ist und der 31. Mai des Folgejahres, wenn der Übertragungsnetzbetreiber zuständig ist. Für die KWK-Umlage gilt einheitlich die Frist 31. März des Folgejahres. Werden die Meldepflichten und -fristen nicht beachtet, erhöht sich die EEG-Umlage um 20 Prozentpunkte.

Das sich derzeit in der Überarbeitung befindliche Energie- und Stromsteuerrecht wird voraussichtlich eine Freistellung von der Stromsteuer bei der Einspeicherung für stationäre Batteriespeicher erleichtern. So soll im § 5 Absatz 4 Regierungsentwurf Stromsteuergesetz ein Antragsrecht auf Befreiung beim Hauptzollamt eingeführt werden. Dieses soll allerdings nicht verpflichtet werden, den Antrag auch positiv zu bescheiden. Bisher ist dies nur per Erlass geregelt.

3.2.2 Speicher zur Verbesserung der Direktvermarktung

Ein Stromspeicher kann auch direkt bei einer Erzeugungsanlage gebaut werden, die nicht der Eigenerzeugung dient. Der Strom nimmt dann nicht den Weg über das öffentliche Netz. Es handelt sich dabei dennoch zwischen Erzeugungsanlage und Speicher um eine Eigenversorgungskonstellation, wenn dieselbe natürliche oder juristische Person den Speicher und die Erzeugungsanlage betreibt und Speicher und Anlage sich im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang befinden.¹³

Abbildung 5: Steuern, Umlagen und Netzentgelte bei Speichern zur Direktvermarktung



Quelle: DIHK. Bildnachweis s. Anhang.

Es sind Fälle denkbar, in denen durch die spätere Einspeisung in das öffentliche Netz ein Vorteil durch eine höhere Marktprämie für EEG-Anlagen erzielt werden kann, wenn der Strom erst zeitversetzt zur eigentlichen Erzeugung direkt vermarktet wird. Das EEG 2017 sieht diesen Fall in § 19 Absatz 3 explizit vor. Für die Speicherverluste besteht allerdings kein Anspruch auf die Marktprämie.

Soweit es sich um EEG-Anlagen handelt, deren Förderung nicht durch Ausschreibungen bestimmt wird, ist die Regelung eindeutig. Bei „Ausschreibungsanlagen“ wird die Sache kompliziert. Denn: Mit der Einführung von Ausschreibungen wurde die Nutzung von Speichern direkt an einer Erzeugungsanlage konkretisiert (§ 27a EEG 2017). Es besteht demnach ein Ei-

¹³ Zu den Fragen Personenidentität und unmittelbarer räumlicher Zusammenhang vgl. DIHK-Faktenpapier Eigenerzeugung und Direktlieferung sowie den Leitfaden Eigenversorgung der Bundesnetzagentur.

genverbrauchsverbot des Stroms. Ausnahmen davon sind zugelassen, wenn die Erzeugungsanlage ganz oder teilweise abgeregelt wird (§ 14 EEG 2017) oder der Preis für Stundenkontrakte am Day-ahead-Markt für Deutschland negativ ist. In den allermeisten Stunden eines Jahres ist damit die Nutzung eines Speichers in einer Eigenversorgungskonstellation für solche Anlagen nicht möglich.

Möglich wäre in diesen Fällen die Lieferung des in einer EEG-Anlage erzeugten Stroms an einen Stromspeicher. Das heißt: Speicherbetreiber und Betreiber der Erzeugungsanlage weisen keine Personenidentität auf. In diesem Fall würde die volle EEG-Umlage anfallen. Gleiches gilt, wenn z. B. der unmittelbare räumliche Zusammenhang verletzt, die Personenidentität aber eingehalten wird. Wenn der Strom nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird, entfallen Netzentgelte, Konzessionsabgabe und netzseitige Umlagen.

3.2.3 Speicher in reinen Eigenversorgungskonstellationen

Eine reine Eigenversorgungskonstellation liegt dann vor, wenn sowohl der Speicher als auch die Erzeugungsanlage zur selben natürlichen oder juristischen Person gehören und beide im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Stromletztverbrauch betrieben werden.¹⁴ Die Lieferung an eine Schwester-GmbH in einem Konzernverbund gilt nach der engen Auslegung des EEG durch die Bundesnetzagentur nicht als Eigenversorgung und wird mit der vollen Umlage belegt.

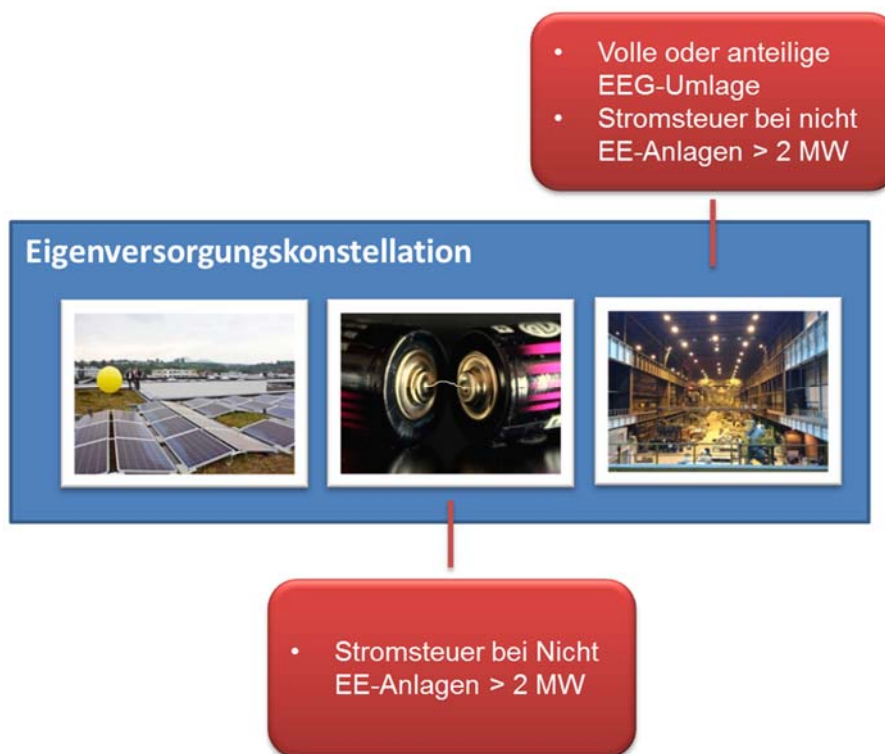
Bei solchen Eigenversorgungskonstellationen können EEG-Umlage und Stromsteuer fällig werden. Da kein Netz genutzt werden darf, entfallen Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgabe. Es muss zwischen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und sonstigen Erzeugungsanlagen unterschieden werden.

- Im Fall erneuerbarer Energien entfällt bei der Einspeicherung die EEG-Umlage (§ 61j EEG 2017) und beim Letztverbrauch des Stroms müssen 40 Prozent der Umlage bezahlt werden. Stromsteuer wird nicht fällig. Beides aber nur, wenn der Speicher rein aus einer oder mehreren EE-Anlagen befüllt wird.

¹⁴ Näheres zum Thema Eigenversorgung: DIHK, BSW Solar 2015: Faktenpapier Eigenerzeugung und Direktlieferung.

- Bei KWK-Anlagen entfällt ebenfalls bei der Einspeicherung die EEG-Umlage. Beim Verbrauch des ausgespeicherten Stroms wird nach Auffassung der Bundesnetzagentur und der Clearingstelle EEG die volle Umlage fällig.¹⁵ Möglicherweise werden hierüber Gerichte entscheiden. Stromsteuer wird bei „konventionellen“ Speichern mit einer Leistung über 2 MW fällig.

Abbildung 6: Steuern, Umlagen und Netzentgelte bei Speichern in reiner Eigenversorgungskonstellation

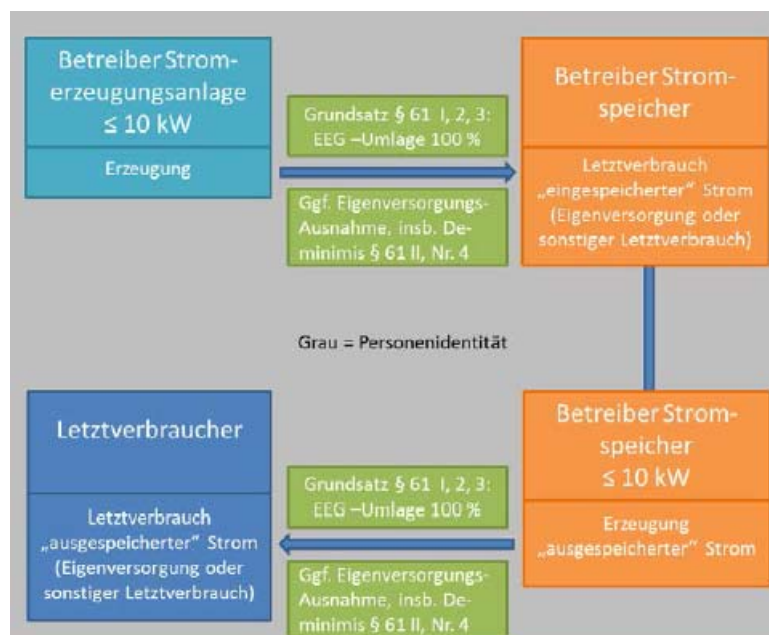


Quelle: DIHK. Bildnachweis s. Anhang.

Für den Fall, dass sowohl die (PV-)Eigenversorgungsanlage als auch der Stromspeicher eine installierte Leistung von nicht mehr als 10 kW aufweisen und die „Stromerzeugung“ aus der PV-Anlage und dem Speicher nicht mehr als 10 MWh im Jahr beträgt, fällt sowohl bei der Einspeicherung als auch beim Letztverbrauch keine EEG-Umlage an (De-minimis-Regel).

¹⁵ Vgl. Bundesnetzagentur 2016: Leitfaden Eigenversorgung. Clearingstelle EEG Empfehlung 2016/12. Geringe Beladungen mit Strom aus anderen Eigenversorgungsanlagen oder dem öffentlichen Netz führen laut Clearingstelle dann nicht zum Verlust eines EE-Speichers, wenn sie technisch notwendig sind, um den Speicher vor einer Tiefenentladung zu schützen oder der Aufwand zu groß wäre oder sich dies technisch nicht vermeiden lässt.

Abb. 7: Einsatz von Speichern in Eigenversorgungskonstellationen ohne EEG-Umlage



Quelle: Bundesnetzagentur Leitfaden Eigenversorgung.

Handelt es sich um eine Eigenerzeugungsanlage – die bereits vor dem 1. August 2014 Strom erzeugt hat und von der EEG-Umlage freigestellt ist – kommt es beim Speicher auf dessen Inbetriebnahme an. War diese ebenfalls vor dem 01.08.2014, ist auch der Speicher komplett befreit. Wurde der Speicher nachträglich zu einer Eigenerzeugungsanlage zugebaut, entfällt die EEG-Umlage für die Einspeicherung des Stroms, da der Strom von einer Bestandsanlage erzeugt wird. Da der Speicher jedoch als Neuanlage gilt, muss der Letztverbraucher des ausgespeicherten Stroms die volle EEG-Umlage bezahlen, sofern der Strom nicht vollständig mit Strom aus EE-Anlagen befüllt wird bzw. die anteilige Umlage (s.o.) bei EE-Strom.

3.2.4 Gemischte Geschäftsmodelle

Was die Zahlung der EEG-Umlage betrifft, war es bei der Novelle des EEG 2017 im § 61k Absatz 1 politischer Wille, auch Speicher zu befreien und insbesondere Doppelbelastungen für Speicher zu verringern, mit denen mehr als ein Geschäftsmodell verfolgt wird (sog. bi- oder multivalente Nutzung). So lautet die Regelung nun, dass die EEG Umlage auch in solchen Fällen entfallen kann.

Entscheidend ist, ob ein Speicher sowohl der Eigenversorgung dient als auch Strom ins öffentliche Netz einspeist. In solchen Konstellationen entfällt die EEG-Umlage für bis zu 500

kWh eingespeicherten Strom je kWh installierter Speicherkapazität im Jahr. Mengen, die darüber hinausgehen, werden mit der vollen EEG-Umlage belegt. Speicherverluste werden abgezogen.

Die Umlage entfällt zudem nur, wenn

- Geeichte Messeinrichtungen vorhanden sind und entsprechend auf Kalendermonatsbasis abgerechnet wird. Dies gilt insbesondere für Strommengen, die mit unterschiedlich hoher EEG-Umlage belastet sind.
- Sämtliche sonstigen Entnahmen aus dem Speicher durch geeichte Messeinrichtungen erfasst und mitgeteilt werden.
- Zudem müssen die Mitteilungspflichten nach den §§ 74 und 74a EEG 2017 eingehalten werden.

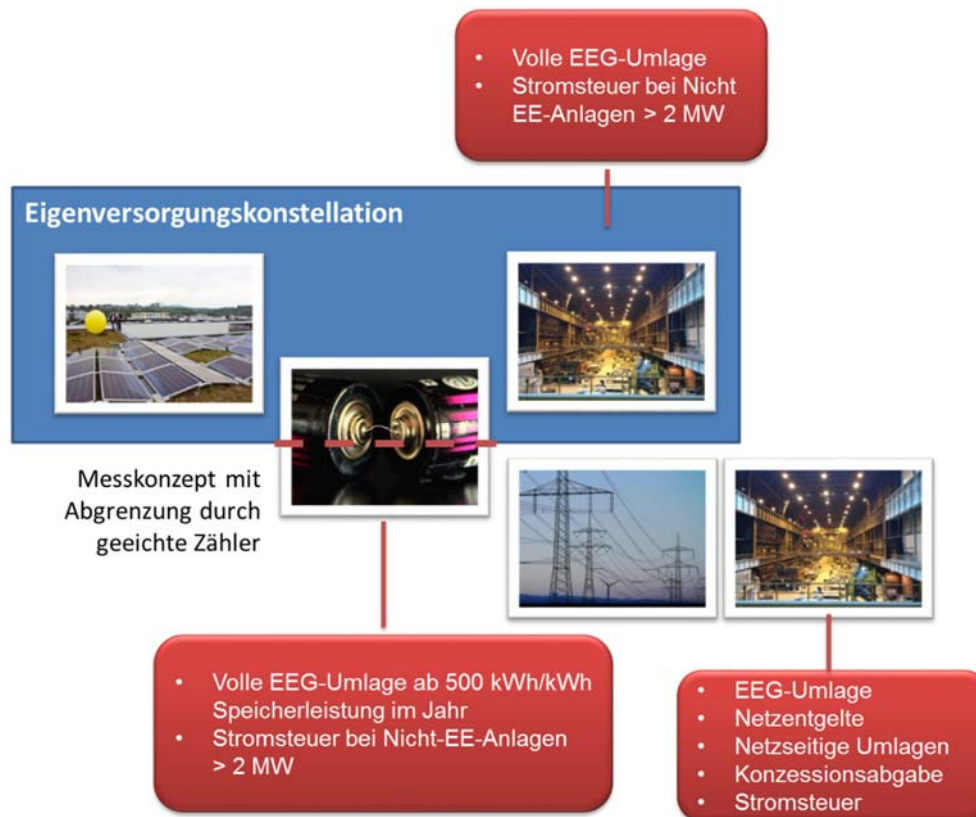
Unterschieden werden kann dabei, ob bei der Einspeicherung der Strom nur aus einer Eigenversorgungsanlage kommt oder ob auch Strom aus dem öffentlichen Netz eingespeichert wird.

Variante 1: Einspeicherung aus reiner Eigenversorgung

Einspeicherung: In diesem Fall muss dann wieder unterschieden werden zwischen erneuerbaren Anlagen und sonstigen Anlagen. Für die ersten 500 kWh je kWh installierter Speicherleistung je Kalenderjahr entfällt die EEG-Umlage (= 500 Einspeicherungen im Jahr). Mengen, die darüber hinaus eingespeichert werden, sind mit der vollen Umlage belastet. Stromsteuer wird fällig, wenn die Eigenversorgungsanlage über 2 MW groß ist und Strom nicht rein aus erneuerbare Energien eingespeichert wird.

Ausspeicherung und Verbrauch: Strom, der ins öffentliche Netz eingespeist wird, unterliegt beim Letztverbrauch allen Steuern und Umlagen sowie den Netzentgelten, wenn keine Sonderregelungen greifen. Für den Eigenverbrauch muss die volle oder anteilige EEG-Umlage sowie Stromsteuer entrichtet werden, wenn der Speicher größer als 2 MW ist und Strom nicht rein aus erneuerbaren Energien eingespeichert wird.

Abbildungen 8: Steuern, Umlagen und Netzentgelte bei Speichern in gemischten Geschäftsmodellen



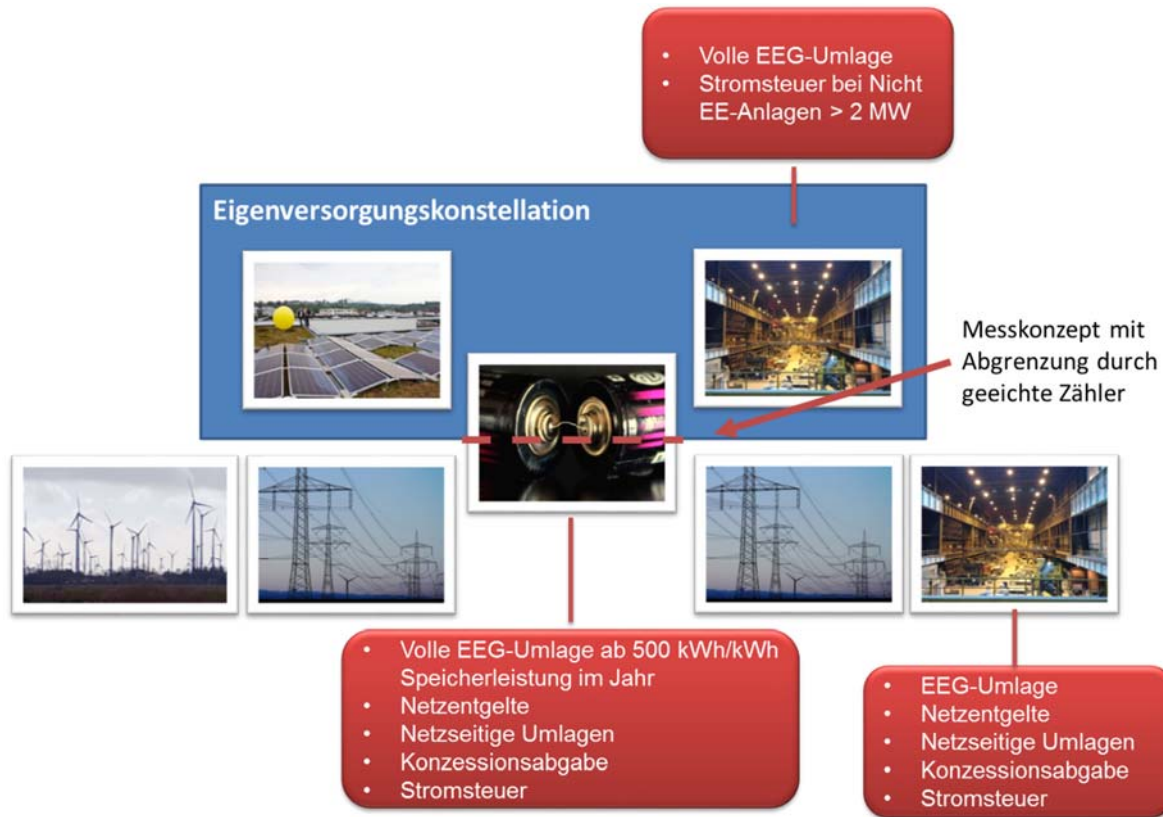
Quelle: DIHK. Bildnachweis im Anhang.

Variante 2: Einspeicherung aus Eigenversorgung und dem öffentlichen Netz

Einspeicherung: Bei der Einspeicherung aus der Eigenversorgungsanlage gelten die gleichen Regelungen wie bei Variante 1. Bei der Einspeicherung aus dem öffentlichen Netz fallen Netzentgelte sowie sämtliche Umlagen an. Stromsteuer ist für den aus dem öffentlichen Netz eingespeicherten Strom zu entrichten. Für den Strom aus der Eigenversorgungsanlage nur, wenn die Anlage über 2 MW groß ist und nicht rein aus erneuerbaren Energien eingespeichert wird.

Ausspeicherung und Verbrauch: Strom, der ins öffentliche Netz eingespeichert wird, unterliegt beim Letztverbrauch allen Steuern und Umlagen sowie den Netzentgelten, wenn keine Sonderregelungen greifen. Für den Eigenverbrauch muss die volle oder anteilige EEG-Umlage sowie ggf. Stromsteuer entrichtet werden.

Abbildungen 9: Steuern, Umlagen und Netzentgelte bei Speichern in gemischten Geschäftsmodellen



Quelle: DIHK. Bildnachweis im Anhang. Messkonzept wie bei Abbildung 8 erforderlich.

3.3 Wärme- und Kältespeicher

Wärme- und Kältespeicher können nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gefördert werden. Voraussetzung: Die Wärme¹⁶ stammt aus KWK-Anlagen, die an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind und in dieses Netz einspeisen **können**. Darüber hinaus können aus industrieller Abwärme befüllte Speicher gefördert werden, wenn mindestens 25 Prozent der erzeugten Wärmemenge aus KWK-Anlagen stammen.

Der Investitionszuschlag beträgt 250 Euro je Kubikmeter Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens, die Mindestgröße 1 m³. Für Speicher größer 50 m³ beträgt der Zuschlag maximal 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten. Die maximale Förderhöhe beläuft sich auf 10 Mio. Euro je Projekt. Aufgenommen wurde die Förderung für die Umrüstung einer bestehenden Speicheranlage, die zuvor nicht der Speicherung von Wärme diente (z. B.

¹⁶ Die Aussagen zu Wärme gelten analog auch für Kältespeicher.

Öltank). Weitere Fördermöglichkeiten für Wärmespeicher gibt es mittelbar im Rahmen des BAFA-Marktanreizprogrammes, wenn in erneuerbare Energien zur Wärmeerzeugung wie Solarthermie oder Wärmepumpen investiert wird.¹⁷

Einige Speicher benötigen eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung. Dazu gehören Speicher für Erdöl, Klärgas, Biogas, naturbelassenes Erdgas, Flüssiggas, Gase der öffentlichen Gasversorgung oder Wasserstoff. Voraussetzung ist, dass die Anlage eine installierte Wärmeleistung von mehr als 100 kW aufweist (4. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV), Anhang 1). Anlagen bis 50 MW Leistung durchlaufen ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren. So entfallen für solche Anlagen gewisse Auskunftspflichten gegenüber Dritten oder Pflichten zur öffentlichen Bekanntmachung (s. § 19 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)). Beantragt werden muss eine Genehmigung bei den zuständigen Landesimmissionsschutzbehörden.

3.4 Einsatz in E-Fahrzeugen

Anders als stationäre Stromspeicher fallen Speicher in Elektrofahrzeugen aufgrund ihrer Mobilität nicht unter die Sonderregelung des § 118 Absatz 6 EnWG. Sie müssen daher die vollen Netzentgelte bezahlen und damit auch sämtliche netzseitigen Umlagen und die Konzessionsabgabe.

Das Strommarktgesetz, das im Sommer 2016 verabschiedet wurde, bringt einen weiteren Schritt zur Klärung der Einordnung mobiler Speicher. Es stellt klar, dass sämtliche Umlagen und Netzentgelte am Ladepunkt anfallen. Der Stromverbrauch im Fahrzeug selbst wird nicht belastet.

Stromspeicher in Elektromobilen sind nach § 14 a Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Unterbrechbare Verbrauchseinrichtung bedeutet: Der Netzbetreiber kann die Einrichtung zum Zweck der Netzentlastung steuern. E-Fahrzeuge stehen wie andere Fahrzeuge auch in der Regel die überwiegende Zeit des Tages still und können daher über zeitgesteuertes Laden zur Netzentlastung beitragen. Im Gegenzug würden sie ein reduziertes Netzentgelt bekommen.

Ob dies in der Umsetzung tatsächlich so sein wird, ist noch nicht abschließend festgelegt, weil es bisher für die Praxis keine Relevanz hatte. Viele Praxisfragen sind nicht geklärt, da

¹⁷ http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/

bislang keine ergänzende Ausführungsverordnung erlassen wurde. So wären heute Einzelverträge mit jedem der rund 900 deutschen Stromverteilnetzbetreiber notwendig – ein großer Aufwand. Auch hat jeder Netzbetreiber ein individuelles Zeitfenster, wann die Stromspeicher der Elektrofahrzeuge sein Netz tatsächlich entlasten können.

3.5 Sektorübergreifende Nutzung

Bei der sektorübergreifenden Nutzung von Speichern fallen für den eingespeicherten Strom, wie gehabt, Netzentgelte, Stromsteuer und Umlagen an (s. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Umwandlung von Strom in Wärme ist damit wesentlich höher belastet als der direkte Bezug von Wärmeenergieträgern, wie z. B. Erdgas aus dem öffentlichen Netz, für den neben dem Beschaffungspreis allerdings auch Energiesteuern, Konzessionsabgaben und Netzentgelte anfallen.

Im EEG ist derzeit nur eine Ausnahme von der Zahlung der EEG-Umlage festgehalten: Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, wird dann nicht mit EEG-Umlage belastet, wenn das Speichergas wieder der Stromerzeugung dient und für diesen dann die EEG-Umlage anfällt.

Anlagen zur Wasserstoffelektrolyse sind wie Stromspeicher auch für 20 Jahre von den Stromnetzentgelten befreit, wenn sie bis zum 4. August 2026 ans Netz gehen. Für solche Anlagen fallen zudem keine Einspeiseentgelte in das Gasnetz an (§ 118 Absatz 6 EnWG).

4 Geschäftsmodelle

4.1 Nutzung von Preisdifferenzen am Gas- und Strommarkt (Börslicher und bilateraler Stromgroßhandel)

Wie jedes Handelsgeschäft findet der Stromhandel statt, um Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Die physikalisch notwendige Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch sowie die hohe Komplexität der Vorgänge sind natürliche Beschränkungen eines Handelsgeschäftes, das früher vorrangig dem kurzfristigen Stromaustausch zwischen Verbundunternehmen, der Kraftwerksauslastung und der Absatzsicherung diente. Die Liberalisierung der Energiemärkte, die Trennung von Erzeugung und Vertrieb vom Netzbetrieb (unbundling) und die Entwicklung von Strombörsen haben den Stromhandel in den letzten Jahren zu einem kaufmännisch komplizierteren Geschäft gemacht.¹⁸

Stromspeicher können, indem sie die bisher herrschende Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch entkoppeln, die Preisschwankungen am Strommarkt nutzen, um Erlöse zu erzielen und sich so zu refinanzieren. So können sie Strom zu Zeiten eines hohen Angebots preisgünstig einkaufen, ihn „lagern“, und zu Zeiten eines niedrigen Angebots mit entsprechend hohen Strompreisen wieder verkaufen. Solche sogenannten Arbitrage-Geschäfte können sowohl im börslichen¹⁹ als auch im bilateralen Stromhandel von Interesse sein. Derzeit sind solche Preisschwankungen gering. Im Zuge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien, der Abschaltung der letzten acht Kernkraftwerke sowie der Stilllegung vieler konventioneller Kraftwerke ist ab 2020 von einer deutlichen Zunahme solcher Schwankungen auszugehen.

Derzeit sind die wenigsten Unternehmen auf der Stromabnehmerseite selbst auf solchen Märkten aktiv. In der Regel erfolgt die Beschaffung über einen Energieversorger, der Lastbänder verkauft. Im Zuge der Weiterentwicklung des Strommarkts (Strommarkt 2.0) wird die sogenannte Pflicht zur Bilanzkreistreue²⁰ verschärft, Abweichungen werden stärker bestraft. Dies wird dazu führen, dass Energielieferanten ihre Kunden ebenfalls bei Abweichungen in

¹⁸ http://www.iese.tu-clausthal.de/fileadmin/downloads/Scripte/SS8819K6_25_06_2008.pdf

¹⁹ Der börsliche Stromhandel findet an den Börsen EPEX und EEX statt (www.EPEX.com/de, www.eex.com/de).

²⁰ Ein Bilanzkreis besteht aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- (Kraftwerke) und Entnahmestellen (Kunden) in einer Regelzone. Der jeweilige Bilanzkreis (verantwortliche) ist für eine jederzeit ausgeglichene Leistungsbilanz verantwortlich - saldiert über alle seine Einspeise- und Entnahmestellen, gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung von Fahrplanlieferungen aus anderen Bilanzkreisen. Auftretende Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme werden vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt (Quelle: Amprion).

Haftung nehmen. Derzeit wird eine Abweichung meist erst bei zehn Prozent Mehr- oder Minderverbrauch pönalisiert. In Zukunft könnte dies bereits bei geringeren Abweichungen der Fall sein. Speicher können dann Teil der Unternehmensstrategie sein, um solche Abweichungen und damit Strafzahlungen zu vermeiden.

Durch Technologien wie Power-to-Gas lassen sich auch sektorenübergreifend Preisdifferenzen am Markt nutzen, wobei hier bisher die noch niedrigen Wirkungsgrade bei der Umwandlung eine Rentabilität erschweren. Dies wird sich voraussichtlich mit den zu erwartenden steigenden Wirkungsgraden und ggf. auch mit steigenden Gaspreisen ändern.

Ein ähnliches Modell ist im Bereich der **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** möglich: Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) erlauben einen energetisch effizienten Einsatz von Brennstoff. Der hohe Gesamtwirkungsgrad von bis zu 90 Prozent wird dabei erreicht durch eine Nutzung von Wärme und elektrischem Strom. Dies bedingt aufgrund der schlechten Transportfähigkeit der Wärme einen Betrieb nahe beim Wärmeverbraucher. Derzeit wird die überwiegende Zahl von KWK-Anlagen „wärmegeführt“ betrieben, was bedeutet, dass die Anlagen immer dann gestartet werden, wenn ein Wärmebedarf besteht. Der dabei anfallende Strom wird dann ins Stromnetz abgegeben, unabhängig davon, ob hier gerade Bedarf besteht oder nicht.

Dies führt z. B. dazu, dass beim Anfahren typischer Gebäudeheizungssysteme mit KWK-Anlagen in den frühen Morgenstunden zur Beendigung der Nachtabenkung der Gebäudetemperatur Strom zu einem Zeitpunkt minimalen Bedarfs erzeugt wird. Eine Speicherung des elektrischen Stroms zur Abgabe ans Netz zu Zeiten hohen Bedarfs wäre aufwendig und teuer. Dagegen ist es wesentlich ökonomischer, die Wärme zu speichern und dafür die KWK-Anlage zu Zeiten des höchsten Strombedarfs im Netz zu betreiben („stromgeführter“ Betrieb). Die Wärme kann dann zum Bedarfszeitpunkt entnommen werden. Wie in Kapitel 3.5 dargestellt, wird der Aufbau von Wärmespeichern unter Umständen gefördert.

Effiziente und kostengünstige thermische Speicher stellen hier also eine interessante Option dar. Während Niedertemperaturspeicher (ca. 60 bis 100°C) sehr gut mit Wasser als Speichermedium funktionieren, gibt es für den Bereich der thermischen Hochtemperaturspeicher (> 200°C), wie sie insbesondere für Prozesswärme interessant sind, noch Forschungsbedarf. Verschiedene Salzschnmelzen oder Materialien mit einem Phasenwechsel im interessanten

Temperaturbereich (typischerweise Übergang vom festen in den flüssigen Aggregatzustand) können die Palette von Speichermedien erweitern.

4.2 Vergütung von Systemleistungen und systemdienlichen Leistungen

4.2.1 Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme in ihrer Regelzone ständig aufrecht zu erhalten. Zur Wahrnehmung dieser Aufgabe benötigen die ÜNB Regelleistung in verschiedenen Qualitäten (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung), die sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden.²¹

Seit 2001 beschaffen die deutschen ÜNB ihren Bedarf an Primärregelleistung, Sekundärregelleistung sowie der Minutenreserveleistung auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt für Regelleistung entsprechend den Vorgaben des Bundeskartellamtes. Die Beschaffung erfolgt als Ausschreibungswettbewerb unter Beteiligung zahlreicher Anbieter (sowohl Kraftwerksbetreiber als auch Stromkunden). Die am 01.12.2007 aufgenommenen gemeinsamen Ausschreibungen der Primärregelleistung und Sekundärregelleistung erfolgen über die Internetplattform www.regelleistung.net.

Hier können Anbieter, deren technische Einheiten eine entsprechende Präqualifikation durchlaufen haben und die einen Rahmenvertrag abgeschlossen haben, ihre Angebote einreichen. Der jeweilige ÜNB wählt daraus die günstigsten Angebote aus, um den Regelenergiebedarf seiner Regelzone zu decken.

Bisher wird der Regelenergiebedarf überwiegend durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Batterien können Regelleistung jedoch punktgenau und noch dazu CO₂-neutral bereitstellen, indem sie Strom aus erneuerbaren Energiequellen aufnehmen oder abgeben. Dazu werden die Akkus des Batteriespeichers etwa nur zur Hälfte gefüllt. Die automatische Steuerung erfolgt durch die Frequenz des Stromnetzes. Fällt sie unter einen bestimmten Wert unterhalb der Netzfrequenz von 50 Hertz, speist der Batteriespeicher Strom in das Netz. Bei einer definierten Schwelle oberhalb von 50 Hertz werden die Batterien aufgeladen. So können die naturbedingten Schwankungen von Erneuerbaren-Energien-Anlagen ausgeglichen werden.

²¹ [Regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

Der durchschnittliche gewichtete mittlere Leistungspreis für PRL lag in 2015 bei € 3.679 und in 2014 bei € 3.501 pro MW/Woche.

Auch sogenannte „negative Regelenergie“, bei der ein Energiespeicher überschüssige Energie aufnimmt, so das Netz entlastet und die Abregelung von EE-Anlagen verhindert, wird entsprechend vergütet.

4.2.2 Sonstige Systemleistungen und systemdienliche Leistungen

Abgesehen von der Primärregelleistung werden die unter Kapitel 4.2 genannten Systemleistungen und systemdienlichen Leistungen aktuell über konventionelle Kraftwerke (sog. Must-run-Kraftwerke) automatisch abgedeckt. Da diese Leistungen aufgrund der zunehmenden fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) in das Stromnetz künftig in immer größerem Maße benötigt werden und zukünftig nicht mehr allein über die Must-Run Kraftwerke lieferbar sind, jedoch gerade von Energiespeichern in hervorragender Qualität und darüber hinaus zum Teil CO₂-neutral erbracht werden können, besteht hier Änderungsbedarf hin zu einer marktgerechten Vergütung dieser Leistungen. Derzeit ist dies aber noch kein Geschäftsmodell für Energiespeicher.

4.3 Spitzenlastmanagement und atypische Netznutzung

Bei Unternehmen in der Mittelspannung oder mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh wird die Höhe der Netzentgelte im Wesentlichen durch die höchste jährliche Netzlast bestimmt. Daher betreiben solche Unternehmen sog. Spitzenlastmanagement, um Bezugsspitzen aus dem öffentlichen Netz zu vermeiden. Stromspeicher können hierzu einen wichtigen Beitrag leisten, indem sie für den Fall einer hohen Leistungsaufnahme aus dem Netz den benötigten Strom bereitstellen. So können die Jahreshöchstlast und damit die Netzentgelte gesenkt werden.

Zudem haben Unternehmen die Möglichkeit, ihre Netzentgelte über die sog. atypische Netznutzung um bis zu 80 Prozent zu senken.²² Die Unternehmen müssen nachweisen, dass ihre spezifische Jahreshöchstlast vorhersehbar erheblich vom Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Netzbetreibers abweicht (§ 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV). Hintergrund der Regelung ist, dass durch die Abweichung der individuellen Höchstlast von der Höchstlast im Netz ein entlastender Effekt eintritt. D. h., das Netz kann dank der zu berücksichtigenden Entlastung auf eine geringere Höchstlast ausgelegt werden.

²² Ausführlich dazu: Gemeinsames Faktenpapier Atypische Netznutzung von DIHK und VEA.

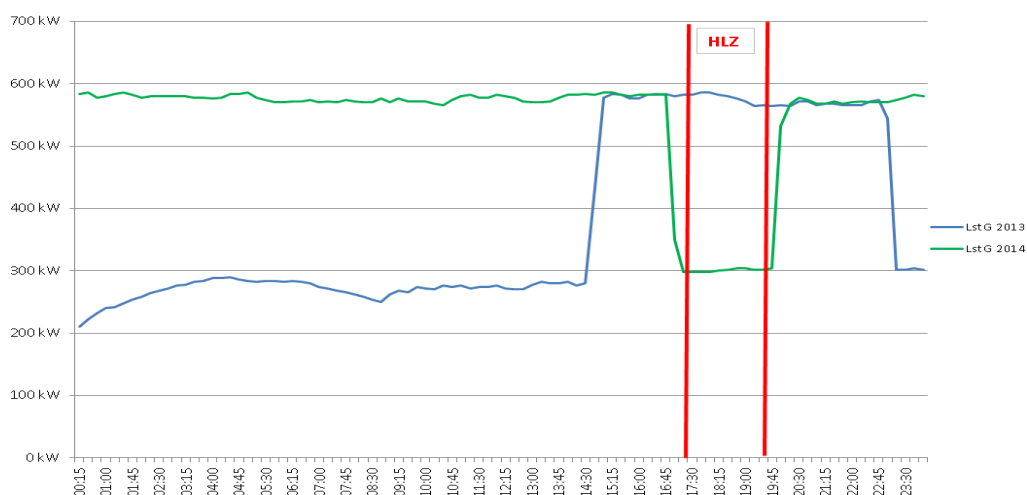
Voraussetzung ist eine Anzeige bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) oder der Landesregulierungsbehörde, die bis zum 30. September für das jeweilige Kalenderjahr erfolgen muss²³.

Beispiel einer Netzentgeltreduzierung im Jahr 2014

Die Sielverbände Neuenbrook und Kollmar setzen sich aktiv für eine Entlastung des Netzes ein. An beiden Standorten handelt es sich um große Schöpfwerke, welche mit je zwei Pumpen ausgestattet sind. In den Hochlastzeitfenstern wird eine Pumpe abgeschaltet, sodass zu dieser Zeit die Leistungsspitze halbiert wird. Für 2014 wurde so die Leistung in Neuenbrook von 586 kW auf 308 kW und in Kollmar von 482 kW auf 241 kW reduziert.

In diesem Beispiel beträgt die Höchstlast des Unternehmens 586 kW und liegt außerhalb des Hochlastfensters des Netzbetreibers. Die maximale Last in diesem Hochlastzeitfenster erreicht 308 kW. Daraus resultiert eine Differenz von 278 kW. Aus dieser Differenz ergibt sich dann das reduzierte Netzentgelt. In diesem Fall konnte das Unternehmen rund ein Viertel seiner Netzentgelte einsparen. Speicher können wie beim Spitzenlastmanagement dabei helfen, die Netzbelastung zu senken, indem sie den benötigten Strom bereitstellen, den sie zu Zeiten geringer Netzbelastung gespeichert haben.

Abb. 10: Beispiel für eine Netzentgeltreduzierung nach der atypischen Netznutzung



Quelle: VEA. HLZ = Hochlastzeitfenster

²³ http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_node.html

4.4 Optimierung der Eigenerzeugung/Eigenversorgung

Durch Kombination einer PV-Anlage mit einem Speicher lässt sich die Nutzung des eigenerzeugten Stroms in Haushalten und Gewerbe auf bis zu 80 % - anstelle von lediglich 30 % ohne Speicher - steigern.

Die aktuelle Einspeisevergütung für PV-Neuanlagen von 12,31 Cent (bis 10 kWp) und 11,97 Cent (10-40 kWp) ist gegenüber der Stromkostensparnis bei Eigenverbrauch wirtschaftlich wenig attraktiv, so dass sich eine Kombination mit einem Speicher zur Maximierung des Eigenverbrauchs bei voraussichtlich weiterhin steigenden Stromkosten lohnt. Die Gestehungskosten von eigenerzeugtem PV-Strom (bei Neuanlagen zwischen 7-10 Cent/kWh) plus Speicher liegen bei einer Neuanlage aktuell bei ca. 30 Cent/kWh – das heißt, bei Stromkosten im Haushaltssegment von ca. 29 Cent/kWh sind diese Systeme damit sehr nah an der Wirtschaftlichkeit. Bei Batteriespeichern wird darüber hinaus weiterhin eine signifikante Kostendegression erwartet.

Eine Nachrüstung mit Batteriespeichern lohnt sich auch bei auslaufender Einspeisevergütung von PV-Bestandsanlagen, um den selbst erzeugten Strom besser nutzen zu können. Für Industrie und größere Gewerbekunden ist die Kombination aus PV-Eigenerzeugung und Batteriespeicher rein zur Eigenerzeugungsoptimierung derzeit nicht wirtschaftlich. Aufgrund der steigenden Strompreise und der sinkenden Kosten für Anlage und Speicher ist aber in wenigen Jahren davon auszugehen, dass sich auch in diesem Segment der Speichereinsatz lohnt. Wenn mit dem Einsatz von Anlage und Speicher aber z. B. gleichzeitig die Spitzenlast beim Strombezug aus dem öffentlichen Netz gesenkt werden kann, wird die Wirtschaftlichkeit schneller erreicht.

Zusätzlich zur Nutzung des eigenerzeugten Stroms liegt ein immenses Potenzial in den Bereichen Wärmepumpen und Heizungen in Kombination mit PV und Speicher. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund steigender energetischer Anforderungen an neue Gebäude. Die Nutzung von eigenerzeugtem Strom zum Betrieb einer Wärmepumpe kann die aufgrund der steigenden Strompreise (> 60 % in den letzten 10 Jahren) sinkende wirtschaftliche Attraktivität dieses Heizungssystems auffangen. Auch die Kombination von PV-Anlage, BHKW und Stromspeicher kann die Eigenversorgung bis zu 80 %, an sonnenreichen Tagen sogar bis zu 100 % optimieren.

4.5 Gemischte Geschäftsmodelle

Gemischte Geschäftsmodelle wie beispielsweise die Kombination aus Eigenverbrauch und Lieferung von Primärregelleistung sind im Kommen. Es gibt bereits einige Projekte im Markt, beispielsweise die Vernetzung mehrerer Speicher als Schwarm zu einem virtuellen Großspeicher, der bei Bedarf am Regelenergiemarkt teilnimmt oder die sogenannte „Strombank“, bei der Haushalte und Gewerbebetriebe ihren Strom je nach Bedarf einspeisen und wieder beziehen können. Ziel solcher Projekte kann eine Win-win-Situation für die Anlagenbesitzer und Netzbetreiber sein, indem sowohl der Eigenverbrauch optimiert als auch die Netze durch die Kappung von Einspeisespitzen entlastet werden. Ein Hemmnis für solche Geschäftsmodelle, bei denen der Speicher permanent Strom aufnimmt und abgibt, sind die anfallenden Letztverbraucherabgaben, die jede vom Speicher abgegebene kWh zusätzlich belastet. Nach der neuen Regelung des § 61 k (siehe Kapitel 3.2.4) fällt zumindest die doppelte Belastung mit der EEG-Umlage nun nicht mehr pauschal an.

5 Ausblick und Empfehlungen

Energiespeicher werden für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Allerdings stehen nach wie vor einige regulatorische Hemmnisse ihrer erfolgreichen Marktdurchdringung entgegen. Diese Hemmnisse gilt es zu beseitigen.

So werden Stromspeicher nach wie vor als Letztverbraucher eingestuft und mit den entsprechenden Abgaben belastet. Dies sind sie jedoch nicht, da sie die Energie nur zwischenspeichern und wieder abgeben. Diese Abgabenbelastung erschwert aktuell noch massiv die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten. Auch bei der Präqualifikation für den Regelenergiemarkt können Speicher noch benachteiligt werden – so ist nach wie vor in der Diskussion, ob Batteriespeicher andere und vor allem strengere Anforderungen erfüllen müssen als andere Anbieter von Regelenergie.

Speicher als Schlüsseltechnologie für eine erfolgreiche Energiewende benötigen faire Rahmenbedingungen und einen diskriminierungsfreien Marktzugang. Hierzu gehören folgende Punkte:

1. Definition von Energiespeichern als vierte Säule des Energiesystems und Entfall der Letztverbraucherabgaben

Stromspeicher werden bis heute mit Letztverbraucherabgaben belegt, obwohl sie die Energie gerade nicht verbrauchen, sondern dem System mit einer zeitlichen Verzögerung wieder zur Verfügung stellen. Stromspeicher sind daher keiner der drei Säulen „Erzeugung“, „Verbrauch“ und „Transport“ zuzuordnen, sondern stellen eine eigenständige vierte Säule im Energiesystem dar. Von einem „Letztverbrauch“ des Stroms zu sprechen und hierauf die Letztverbraucherabgaben zu stützen, ist daher nicht sachgemäß, wenn der Strom wieder im Stromsystem zum Einsatz kommt.

Energiespeicher sollten in einem ersten Schritt einheitlich gesetzlich definiert werden. Mit der Aufstellung einer vierten Marktsäule „Stromspeicher“ wäre die Diskussion um die Letztverbraucherabgaben, wie bereits im Koalitionsvertrag thematisiert, eindeutig geklärt. In jedem Fall bedarf es zumindest einer gesetzlichen Klarstellung in den betreffenden Vorschriften (§ 118 Abs. 6 EnWG sowie Regelungen im EEG, im KWK-G, der StromNEV u.a.), dass Stromspeicher keine Letztverbraucher sind und daher nicht mehr mit Letztverbraucherabgaben zu belasten sind.

2. Marktwirtschaftliche Anreize schaffen

Klassische Systemdienstleistungen im engeren Sinne (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) werden im Regelenergiemarkt auktioniert. Energiespeicher können auch weitere systemdienliche Leistungen erbringen (siehe oben). Diese Leistungen der Speicher, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität einen wichtigen Beitrag leisten können, werden bisher nicht ihrer Bedeutung entsprechend vergütet.

Auch für diese sollte, ebenso wie für die klassischen Systemdienstleistungen, über eine technologieoffene marktwirtschaftliche Auktionierung nachgedacht werden. Die systemdienlichen Leistungen erhalten so in Form einer wettbewerblich ermittelten Erlös Komponente einen angemessenen Wert. Mit einem derartigen Marktanzreiz würde die höhere Flexibilität und Kosteneffizienz, wie sie Speicher leisten können, auch entsprechend honoriert.

3. Klare und gleichberechtigte Regeln für die Präqualifizierung von Speichern im Rahmen des Regelenergiemarktes

Die rechtliche Grundlage wird derzeit im § 6 Abs. 5 StromNZV gesetzt. Hier wird von „notwendigen technischen Fähigkeiten“ gesprochen, die für eine Präqualifikation zum Regelenergiemarkt nachgewiesen werden müssen. Konkretisiert werden müssen diese im EU Transmission Code. Das Verfahren zur Erstellung des Network Codes „Load Frequency and Control Reserves“ (NC LFCR), der die Vorhaltung von Reserveenergie und den Systembetrieb der Stromnetze regeln soll, läuft bereits seit mehreren Jahren auf europäischer Ebene.

Hauptpunkt in der Diskussion ist die Frage, ob an Batteriespeicher für die Teilnahme am Primärregelmarkt spezielle Anforderungen gestellt werden sollen. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) fordern, dass Speicher die erforderliche Leistung über einen Zeitraum von 30 Minuten nachweisen müssen, wohingegen für Kraftwerke bisher der Nachweis von 15 Minuten ausreichend ist. Dies steht im Widerspruch zu einem diskriminierungsfreien und technologieoffenen Zugang zum Regelenergiemarkt. Es muss geklärt werden, wie ein objektiv einheitlicher Standard für alle Technologien sowie ein überprüfbares, transparentes, diskriminierungsfreies Verfahren für die Präqualifikation erreicht werden kann.

Ein Kompromissvorschlag der EU-Kommission sieht zur Klärung eine tiefergehende Analyse während der nächsten zweieinhalb Jahre vor. Nach Abschluss des Komitologieverfahrens im Mai 2016 wurde diese Regelung im Herbst 2016 mit dem neuen Network-Code „Guideline Systemoperation GL SysOp“ veröffentlicht. Nach Abschluss der Übersetzungsarbeiten der

Guideline hat im März 2017 die sog. „Scrunity Periode“, welche die Prüfung des Verfahrens seitens des Parlamentes und Rates beinhaltet, begonnen. Eine formale Annahme der Guideline wird für Juni 2017 erwartet.

Im weiteren Verlauf wird ab Juli die Erarbeitung der Methodologie für die geplante Kosten-Nutzen-Analyse beginnen. Bis zum Abschluss der Analyse gelten pauschal 15 Minuten als Präqualifikationskriterium, es sei denn, der Übertragungsnetzbetreiber belegt für seine Regelzone eine abweichende Anforderung, die von den nationalen Regulierungsbehörden zu bestätigen ist. Mit der Guideline wird erstmals eine rechtlich verbindliche Grundlage für das Verfahren zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt gegeben sein. Die tatsächlichen rechtlichen Konsequenzen bei der Umsetzung der neuen Regelung gilt es innerhalb der nächsten Monate unter anderem mit der BNetzA zu klären.

4. Weiterentwicklung der Regulatorien für gemischte Geschäftsmodelle

Gerade gemischte Betriebsmodelle – bspw. die Bereitstellung von Regelenergie in Kombination mit Eigenverbrauch und Direktlieferung – haben einen großen Systemnutzen. Die Regelung des § 61k EEG 2017 ist zwar ein Fortschritt, allerdings sind die Hürden nach wie vor groß. So sollte bei einer gemischten Nutzung des Speichers nur der Teil der ausgespeicherten Strommenge EEG-Umlage zahlen, der auch per Definition einer Zahlungspflicht unterliegt. Eine trennscharfe Abgrenzung der Strommengen, die technisch problemlos machbar ist, kann gemischte Betriebsmodelle von Speichern von der Belastung mit einer pauschalen EEG-Umlage für Strommengen bis zu 500 kWh je kWh installierter Speicherkapazität im Jahr entlasten. Diese grundsätzlich positive regulatorische Regelung gilt es nun in der Praxis tatsächlich umzusetzen und weiterzuentwickeln. Sie darf nicht durch nachgelagerte Behörden behindert werden.

Bildnachweis:



privat



Quelle: Uwe Schlick / pixelio.de



privat



F. H. M. / pixelio.de



Quelle: Erich Westendarp / pixelio.de