Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung

Kurzstudie
im Auftrag des BEE e.V. und der Hannover Messe

HANNOVER MESSE

BEE
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

FENES FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHER

OTH OSTBAYERISCHE TECHNISCHE HOCHSCHULE REGENSBURG

Im Auftrag von

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

und

Hannover Messe (HM)
Deutsche Messe
Messegelände
30521 Hannover

Durchführung

Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH)
Postfach 120327
93053 Regensburg

Autoren

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, M.Sc., Dipl-Ing.
Fabian Eckert, M.Sc. B.Eng.
Martin Thema, M.Sc. B.Eng.
Franz Bauer, B.Eng.

Veröffentlichung März 2015

Bitte zitieren als Sterner, M.; Eckert, F; Thema, M.; Bauer, F. (2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover.

Inhalt

Zusammenfassung für Entscheidungsträger 3
1 Einleitung und Motivation der Studie 4
2 Wesentliche Innovationen und Preisentwicklungen der letzten fünf Jahre im Batteriesektor 6
2.1 Entwicklung der Anlagenzahlen und Systempreise 6
2.2 Innovationen auf Systemebene 8
3 Wie „Systemverträglichkeit“ und „Systemdienlichkeit“ verstanden werden kann 10
4 Der Beitrag dezentraler Batteriespeicher zur Integration erneuerbarer Energien 12
4.1 Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom 13
4.2 Spannungshaltung und Spannungsqualität 15
4.3 Netzbetriebsführung (Gradientensteuerung, Netzengpassmanagement) 18
4.4 Regel- und Reserveleistung (Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung) 19
4.5 Versorgungssicherheit und –wiederaufbau 21
4.6 Erzeugungsausgleich an Spotmärkten (Börse und OTC) 22
5 Notwendige Maßnahmen zur Erhöhung und Sicherstellung der Systemdienlichkeit von Batteriespeichern 23
5.1 Aktuelle Rahmenbedingungen 23
5.2 Notwendige Anpassungen der Rahmenbedingungen 25
6 Abbildungen 28
7 Anhang: Wichtigste Anbieter im Batteriemarkt 30
Literaturverzeichnis 33

Zusammenfassung für Entscheidungsträger

Dezentrale Batteriespeicher können zu einer stabilen Stromversorgung beitragen, wenn sie netz- und systemdienlich betrieben werden.

Dazu ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen notwendig, um die unterschiedlichen Anforderungen von Speicherbetreiber und Verteilnetzbetreiber an den Speicherbetrieb zusammenzuführen (s. Abbildung 0.1 mit den wesentlichen Ergebnissen der Kurzstudie).

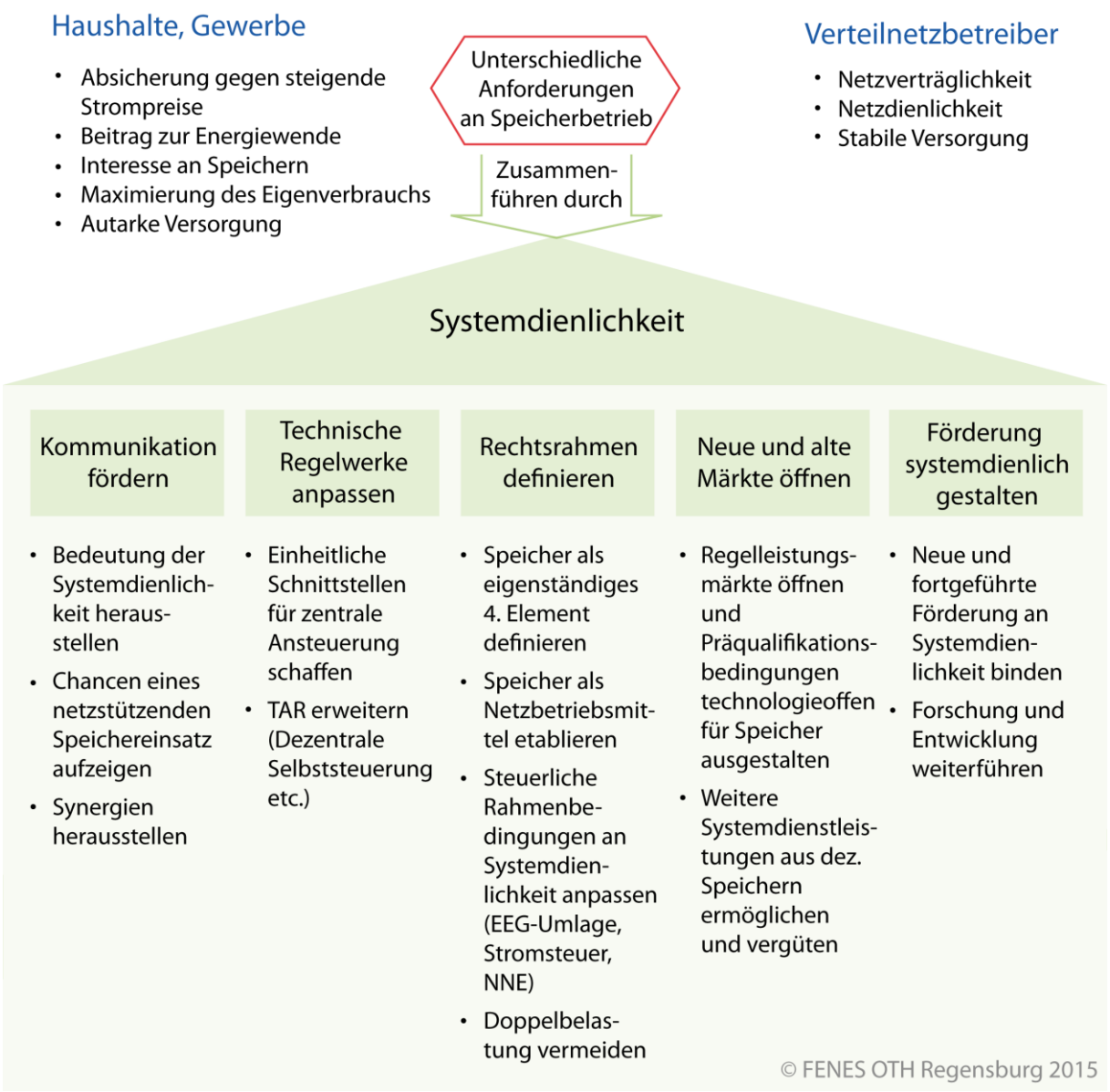


Abbildung 0.1: Ergebnisgrafik der FENES-Kurzstudie zu dezentralen Batteriespeichern. Quelle: eigene Darstellung.

1 Einleitung und Motivation der Studie

- Energiespeicher sind ein zentraler Baustein der Energiewende und technologisch mit hohem Reifegrad verfügbar.
- Dezentrale Batteriespeicher sind eine Flexibilitätsoption mit großem Potenzial zur Integration erneuerbarer Energien.
- Für Verteilnetzbetreiber sind sie eine interessante Option, wobei heute sehr selten ein wirtschaftlicher Einsatz als Alternative zum konventionellen Netzausbau gegeben ist und deren Nutzung juristisch nicht eindeutig geklärt ist.
- Die Speicherbetreiber auf Haushaltsebene nutzen sie bisher vorrangig zur Optimierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom, was abhängig von Standort, Auslegung und Fahrweise den Netzbetrieb unterstützen oder belasten kann.
- In einem systemdienlichen Einsatz liegen Synergien und Lösungsansätze, deren Potenzial und Lösungsmöglichkeiten neben den grundsätzlichen Entwicklungen aufgezeigt werden.

Mit steigenden Anteilen erneuerbaren Energien wird die Auslastung konventioneller Kraftwerke massiv zurückgehen und der Bedarf an Flexibilität steigen (Saint-Drenan et al. 2009). Im Zuge dieser Transformation ist es notwendig, nicht nur die Energiemengen aus Gas-, Kohle- und Atomkraftwerken zu ersetzen, sondern auch ihre systemrelevanten Funktionen. Energiespeicher sind eine von mehreren Möglichkeiten, mehr Flexibilität im System bereitzustellen und damit einen Beitrag zur Systemstabilität zu liefern (Jansen et al. 2015).

Energiespeicher zeichnen sich vor allem durch ihre Fähigkeit aus, Energie über kürzere und längere Zeiträume zu verschieben. Diesen zeitlichen Ausgleich können Stromnetze bzw. der Netzausbau als Flexibilitätsoption nicht liefern. Die in Deutschland vorhandenen Energiespeicher samt ihren Kapazitäten und Ausspeicherdauern sind in Abbildung 1.1 aufgetragen. Energiespeicher werden in sektorale und sektorenübergreifende, primäre und sekundäre und Strom-, Wärme-, Gas- und Kraftstoffspeicher unterschieden (Sterner und Stadler 2014). Rein technisch betrachtet sind in Deutschland ausreichende Speicherkapazitäten für die Energiewende vorhanden: das „Speicherproblem“ ist technisch gelöst. Diese Speicherkapazitäten sind jedoch wenig erschlossen, was vorwiegend an der fehlenden Wirtschaftlichkeit liegt, welche wiederum mitunter durch die Rahmenbedingungen bestimmt ist.

Batteriespeicher zählen zu den Stromspeichern. Sie sind eine etablierte Technologie, die sich durch die aktuellen Kostendegressionen neue Märkte erschließt und für viele Anwendungsbereiche interessant wird (Echternacht 2015). Einer Umfrage der Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) unter Verteilnetzbetreibern zufolge sind bereits heute Spannungshaltung, Überlastung der Netzbetriebsmittel, zu geringe Kurzschlussleistungen und unsymmetrische Belastung im Netz aufgrund des Systemwandels drängende Probleme. Die Umfrage bildet etwa 20 % der Niederspannungsnetze (130.000 Netze) ab und gibt daher nur eine Tendenz wieder. Die Mehrheit der befragten Netzbetreiber sieht im Einsatz von Batteriespeichern eine Lösungsmöglichkeit, die sich jedoch für sie heute rechtlich oder wirtschaftlich noch nicht erschließen lässt.

Parallel dazu nahm während der letzten Jahre unter anderem aufgrund des Speicherförderprogramms der KfW-Bankengruppe die Zahl installierter dezentraler Hausbatteriespeichersysteme in Deutschland deutlich zu. Neben der Absicherung gegen steigende Strompreise spielen weiche Faktoren wie ein Beitrag zur Energiewende und generelles Interesse an der Speichertechnologie die entscheidende Rolle für eine Kaufentscheidung (Kairies et al. 2015).

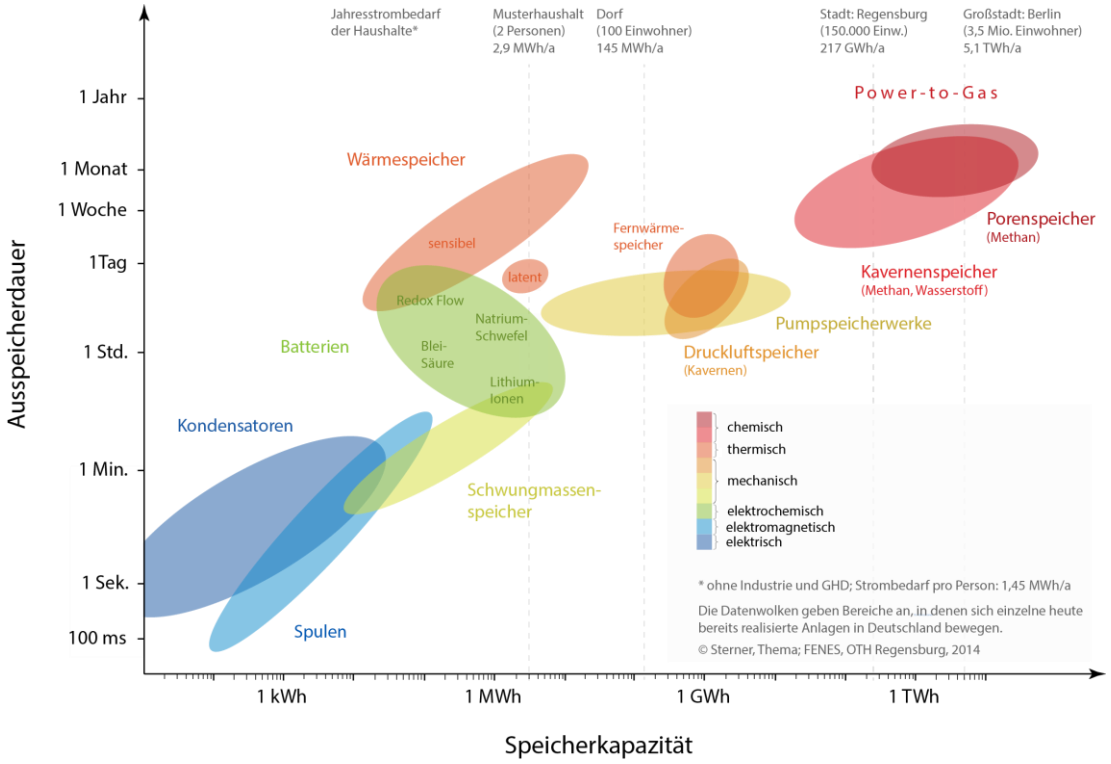


Abbildung 1.1: Speicherarten im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer. Die Datenwolken repräsentieren in Deutschland existierende Anlagen im Jahr 2013. Batteriespeicher ordnen sich mit Ausspeicherdauern von Minuten bis Stunden im Segment der Kurzzeitspeicher ein. Quelle: (Sterner und Stadler 2014)

Weitere Ziele der Speicherbetreiber sind die Maximierung des Eigenverbrauchs aus dezentralen Photovoltaikanlagen und die Erhöhung des Autarkiegrades. Werden Batteriespeicher rein zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt und Solarstrom morgens prioritär eingespeichert, geht bei Erreichen des maximalen Ladezustandes bei geringem Eigenverbrauch eine hohe PV-Einspeisespitze in kurzer Zeit in das Netz. In diesem Fall verschärft der Speichereinsatz die Netzproblematik, anstatt sie zu lindern. Darüber hinaus können Batteriespeicher auch mit Strom aus dem Netz geladen werden. Erfolgt dies marktgetrieben über einen Pool zu Zeiten mit hohem Stromverbrauch, erhöht sich durch den Speichereinsatz ebenfalls die Belastung des lokalen Netzes (Kays et al. 2014).

Aus diesen Gründen ist es elementar, Speicher netz- und systemdienlich einzusetzen, woraus sich Synergien zum Vorteil von Speicher- und Netzbetreiber ergeben können.

Erste Ansatzpunkte dazu sind in den vorhandenen Förderkriterien im KfW-Programm für Batteriespeicher enthalten, die noch weiterzuentwickeln sind.

Die vorliegende FENES-Kurzstudie im Auftrag des BEE und der Hannover Messe behandelt vorwiegend den positiven Beitrag dezentraler Batteriespeicher auf der Niederspannungsebene des Verteilnetzes zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem. Dabei werden wesentliche Innovationen und Entwicklungen der letzten Jahre beleuchtet und verschiedene Anwendungsbereiche dezentraler Batteriespeicher mit ihren Potenzialen vorgestellt. Abschließend identifiziert die Kurzstudie mögliche Maßnahmen zur weiteren Erhöhung und Sicherstellung der Systemdienlichkeit von Batteriespeichern im zunehmend erneuerbar geprägten Versorgungssystem. Die Betrachtungen bleiben dabei schwerpunktmäßig auf Haus- und Quartiersbatteriespeicher sowie dezentrale Anwendungen im Gewerbe- und Industriebereich beschränkt.

2 Wesentliche Innovationen und Preisentwicklungen der letzten fünf Jahre im Batteriesektor

- Die öffentliche Förderung in Verbindung mit zunehmend rentablem Eigenverbrauch und einem ideologisch motivierten Beitrag zur Energiewende haben zu einem großen Interesse an Batteriespeichern geführt.
- Ihr Einsatz profitiert von der steigenden Preisdifferenz zwischen den Kosten von eigenem Solarstrom und dem Strombezugspreis.
- Bislang sind Hausbatteriespeicher ohne Förderung unter den aktuellen Rahmenbedingungen meist nicht wirtschaftlich zu betreiben.
- Aufgrund stark sinkender Batteriepreise ist eine Wirtschaftlichkeit in naher Zukunft zu erwarten.
- Batteriespeicher können über die Erhöhung des Eigenverbrauchs hinaus einzeln oder im Verbund mit vielen anderen Speichern weitere Beiträge zur Systemstabilität leisten und dadurch ihre Wirtschaftlichkeit verbessern.

2.1 Entwicklung der Anlagenzahlen und Systempreise

Innerhalb der letzten fünf Jahre gab es weitreichende Entwicklungen im Batteriesektor, vor allem in der Lithium-Ionen Technologie. Global betrachtet ist der Haupttreiber der Entwicklung die Elektromobilität. Durch das erhöhte Interesse aus der Automobilbranche wurden Verbesserungen in der Zelltechnologie erreicht, neue Materialien entwickelt, die Kosten der Batteriespeicher erheblich gesenkt sowie neue und größere Produktionskapazitäten geschaffen. Von dieser Entwicklung profitieren nicht nur die Automobilbranche sondern auch andere Sparten, die Batteriespeicher zur Netzstabilisierung oder der Optimierung des Eigenverbrauchs nutzen.

In Deutschland liegt vor allem ein großes Interesse an Hausbatteriespeichern vor, deren Kapazität nur einige kWh beträgt. Bis Ende 2014 wurden nach Schätzung des Bundesverbands Solarwirtschaft e. V. ca. 15.000 dieser Anlagen installiert, um den Anteil des selbstgenutzten Solarstroms zu steigern. Durch die fallenden Preise für Lithium-Ionen Batterien und der steigenden Preisdifferenz zwischen Strombezugspreis und EEG-Einspeisevergütung werden Hausbatteriespeicher für viele PV-Anlagenbetreiber zunehmend interessant.

Ein weiterer wichtiger Grund für diese Entwicklung liegt in dem seit Mai 2013 laufenden Förderprogramm der KfW-Bank, in dem kleine Batteriespeicheranlagen gefördert werden. Ab diesem Zeitpunkt sind bis Ende 2014 etwa 8.300 Anlagen gefördert worden, die meist in Kombination mit einer neuen PV-Anlage installiert werden. In den Voraussetzungen für die Förderung wurden bereits 2013 einige Aspekte der Netzdienlichkeit aufgegriffen, welche in Kapitel 5.1 genauer dargestellt sind.

Das wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm „Solarstromspeicher“ erfasst die Anzahl der installierten Systeme und deren Systempreise (Kairies et al. 2015). Beide Trends sind in Abbildung 2.1 dargestellt.

Die Anzahl der Systeme hat sich rasant entwickelt, wobei etwa die Hälfte der Installationen auch die öffentliche KfW-Förderung in Anspruch nimmt. Die andere Hälfte der Speicherbetreiber hat auf die Förderung verzichtet, Informationen des BSW zufolge vorwiegend aus dem Grund, dass eine Kreditaufnahme nicht attraktiv sei und die Anlage bevorzugt direkt vollständig vom Investor finanziert wird (BSW 2015). Es zeigt sich zudem, dass sich die Anzahl zwischen den installierten Batterietechnologien Blei- und Lithium-Ionen in etwa die Waage halten, wobei in den letzten Quartalen mehr Lithium-Ionen Batteriespeicher installiert wurden.

Die Preise für Bleisysteme sind annähernd konstant, was sich mit dem Reifegrad dieser Batterietechnologie begründen lässt. Bei der Lithium-Ionen-Technologie pausen sich in den letzten Monaten die sinkenden Weltmarktpreise für die Batteriezellen in Form einer leichten Kostendegression auf die Systempreise durch.

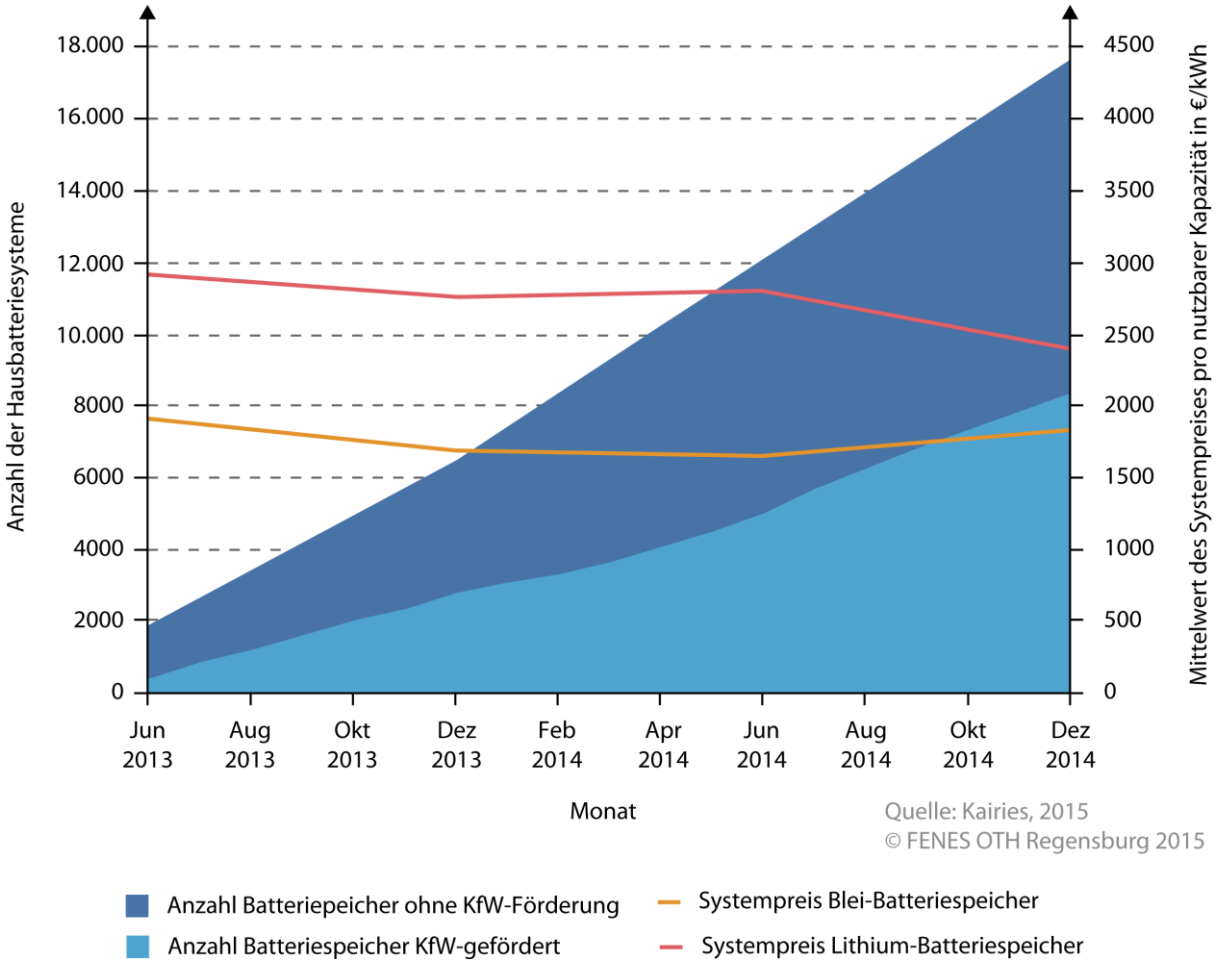


Abbildung 2.1:Entwicklung der Hausbatteriesysteme in Anzahl und Systempreisen aus dem wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm „Solarstromspeicher". Quelle: nach (Kairies et al. 2015) und Schätzung des BSW.

Im Allgemeinen profitieren Batteriespeichersysteme davon, dass Batteriezellen nicht nur im Stromsektor von Interesse sind, sondern sich auch außerhalb weitaus größere Märkte auftun. Dazu zählen neben den klassischen Märkten wie der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), der Telekommunikation oder netzfernen Systemen vor allem die Elektromobilität in Form von Batteriefahrzeugen und Plug-In Hybriden. Während die USV ein jährliches Marktvolumen von 2 Mrd. € hat ({Frost & Sullivan 2011 #3}; Frost und Sullivan 2011), steht die Elektromobilität noch am Anfang der Entwicklung. Nach dem Beschluss der Bundesregierung sollen bis 2020 etwa eine Million Elektromobile in Deutschland zugelassen sein. Aus diesem neuen Schub ergeben sich Kostendegressionen in der Batterieentwicklung durch Skalen- und Lerneffekte, von denen auch die übrigen Anwendungsfelder von Batterien profitieren (z. B. Kostensenkung, Second-Life Nutzung).

In den letzten fünf Jahren sind die Kosten für Lithium-Ionen-Zellen stark gefallen. Zwischen 2009 und 2012 ergab sich eine Kostenreduktion um 30 %, welche sich aus heutiger Sicht fortsetzen wird (Goldie-Scot 2015). Aktuelle Studien gehen davon aus, dass die Zellpreise für Lithiumbatterien in den nächsten 5 Jahren auf etwa 200 €/kWh fallen werden (Hummel et al. 2014). Der Aufbau von großen Produktionskapazitäten, wie z. B. der „Gigafabrik" von Tesla, die 2020 eine Produktionsrate von 35 GWh/a sowohl für den Mobilitätssektor als auch für stationäre Energiespeicher leisten soll

(Callman 2015), trägt zu dieser Kostenreduktion bei, womit sich also ein klarer Abwärtstrend abzeichnet.

Die Zellpreise von wenigen 100 €/kWh sind jedoch nur ein Teil des Gesamtpreises eines Hausbatteriesystems, die sich in Bereichen von etwa 2000 €/kWh bewegen (s. Abbildung 2.1).

Die Kosten für die Speicherkapazität sind stark von der Stückzahl der Zellen und der Speichergröße (MW-Maßstab vs. kW-Maßstab) abhängig. Zusätzlich sind Leistungspreise (€/kW) für Umrichter als Ein- und Ausspeichereinheit und Peripherie wie Batteriemanagementsysteme, Schaltschränke, Sensorik zu beachten. Hinzu kommen im Gesamtpreis für Hausbatteriesysteme die Kosten für Transport, Service, Installation und die Marge von Großhändler und Installateur. Wie sich diese Kosten im Einzelnen entwickeln werden, ist im Vergleich zu den Zellpreisen jedoch schwer abzuschätzen und nicht abzusehen.

2.2 Innovationen auf Systemebene

Neben der positiven technischen und wirtschaftlichen Entwicklung auf Zellebene fand Innovation auch in der Batteriesystemtechnik statt. Besonders auf dem Gebiet der intelligenten Steuerung von dezentraler Erzeugung samt Wetterprognosen, Eigenverbrauch und Optimierung des Gesamtsystems gewinnt das Batteriesystem als integraler Bestandteil der Gebäudetechnik an Bedeutung. Eine Übersicht der wichtigsten Anbieter im Batteriemarkt einschließlich deren Produkte und Dienstleistungen ist im Anhang gegeben.

Batteriespeicher können netz- und systemdienlich wirken, indem sie Systemdienstleistungen wie Spannungs- und Frequenzhaltung, Blindleistungskompensation sowie Bereitstellung von Regelleistung übernehmen (s. Kap. 4). Diese Dienstleistungen können auch einen Beitrag zum rentablen Betrieb der Speicher leisten. Ein einzelner Hausbatteriespeicher darf aus regulatorischer Sicht derzeit nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen, da dort eine Mindestleistung von ±1 MW für Primärregelleistung bzw. ±5 MW für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung vorgeschrieben ist. Abhilfe schafft ein Zusammenschluss vieler kleiner Anlagen zu einem virtuellen Großspeicher, was als Pooling bezeichnet wird. Die vielen dezentralen Einheiten werden zentral als eine virtuelle Einheit angesteuert (Jansen et al. 2015). Erste Akteure nutzen bereits diese Möglichkeit. Zum Beispiel bündelt die Deutsche Energieversorgung (DEV) etwa 3.500 Hausbatteriespeicher und setzt sie als einen virtuellen Stromspeicher im Regelleistungsmarkt ein.

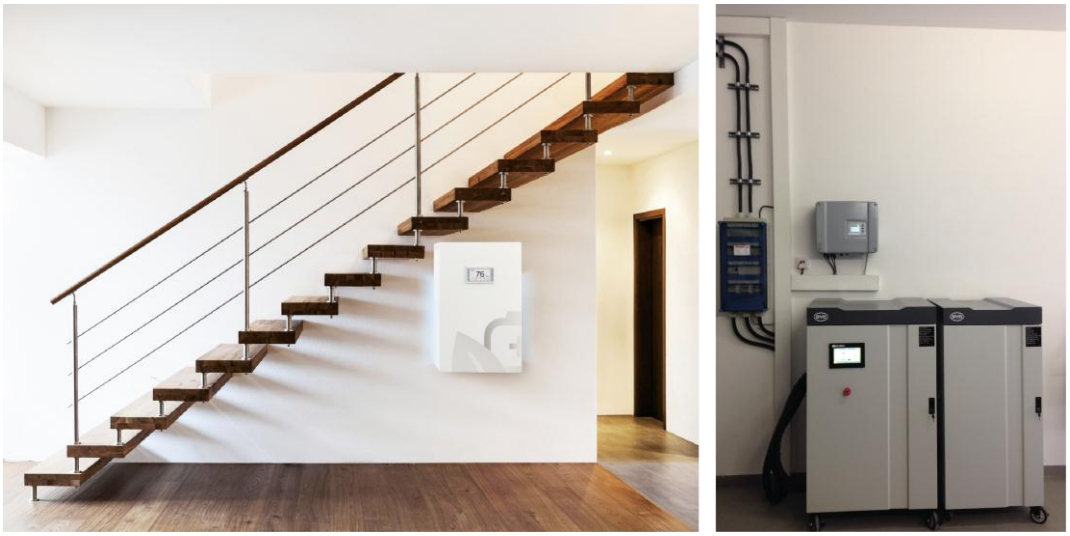


*Abbildung 2.2: Zwei Beispiele von am Markt erhältlichen Hausbatteriespeichern; links Sonnenbatterie eco 4.5 mit 4,5 kWh (3,5 kWh nutzbar bei 80% DOD) und 2,5 kW Leistung, rechts FENECON PRO Hybrid 9-10 mit 10 kWh (8,5 kWh nutzbar bei 85% DOD) und 3*3 kVA Leistung,. Quelle: Sonnenbatterie GmbH, 2015 und FENECON GmbH & Co. KG, 2015.*

Es können auch andere Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zusammen mit Batteriespeichern kombiniert und so als virtuelles Kraftwerk betrieben werden. Dieses Konzept setzt Lichtblick mit den Batteriespeichern von Sonnenbatterie um. Die Firma Fenecon will ihre Speichersysteme über einen Direktvermarkter am Primärregelleistungsmarkt anbieten. Dies wird in Anlehnung an die Schweizer Firma Alpiq InTec durchgeführt, die bereits seit zwei Jahren Primärregelleistung mit einem virtuellen Batteriespeicher anbietet.

Die bisher genannten Möglichkeiten der Batteriespeicher kommen vor allem auf Nieder- und Mittelspannungsebene des Verteilnetzes in Betracht. Sie können aber auch in den höheren Spannungsebenen entfaltet werden und analog zu Pumpspeichern nicht nur im Arbitragegeschäft für den Erzeugungsausgleich eingesetzt werden, sondern auch viele Systemdienstleistungen übernehmen (s. Kap. 4). In Deutschland sind bereits erste Anlagen installiert, die eine Leistung im Bereich einiger MW und Kapazitäten von einigen MWh besitzen.

Ein Beispiel ist das Batteriekraftwerk des Stadtwerkes WEMAG, welches in Zusammenarbeit mit dem Batteriesystemprovider Younicos AG entwickelt wurde (s. Abbildung 2.3). Das Batteriekraftwerk stellt mit einer Leistung von 5 MW und einer Kapazität von 5 MWh positive wie negative Primärregelleistung bereit, wodurch kurzfristige Netzschwankungen sehr schnell und effizient ausgeglichen werden. Der große Vorteil von Batteriespeichern gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen ist also, dass sowohl Überschüsse als auch eine Unterversorgung ausgeglichen werden kann. Zudem ist die Anlage in der Lage, transiente Aufgaben zu übernehmen, wie der Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Momentanreserve und weiterer Dienstleistungen in der Netzbetriebsführung (s. Kap. 4). Damit trägt das Batteriekraftwerk dazu bei, dass fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie Wind- und Solarstrom „robust“ gemacht werden und konventionelle Must-run Kraftwerke ablösen können.

Abbildung 2.3: Innenansicht des Batteriekraftwerkes der WEMAG/Younicos AG auf Basis von Lithium-Ionen-Akkus in Schwerin, Mecklenburg-Vorpommern. Quelle: (Toenges 2015).

3 Wie „Systemverträglichkeit“ und „Systemdienlichkeit“ verstanden werden kann

- Ein netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern senkt im Gegensatz zu einem marktgetrieben Einsatz die Kosten des Verteilnetzausbaus.
- Eine Technologie ist dann netzverträglich, wenn sie den Anforderungen der Netzbetreiber an Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit in ihren Netzen entspricht.
- Netzdienlichkeit bezeichnet ein über die Netzverträglichkeit hinausgehendes Verhalten im Stromnetz, das aktiv zur Stabilisierung und zum reibungslosen Betrieb beiträgt. Erste Ansätze sind im KfW-Förderprogramm und dem FNN-Hinweis bereits realisiert.
- Systemdienlich ist ein (Batterie-)Speicher dann, wenn sein Betriebsverhalten dem übergeordneten Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems dient. Dazu gehört, dass sein Einsatz bestmöglich das fluktuierende erneuerbare Dargebot an den Strombedarf anpasst und damit Schwankungen der Residuallast minimiert. Auf diese Weise dient er sowohl dem Netzbetrieb als auch dem Eigenverbrauch.
- Systemverträglichkeit beschreibt - ähnlich der Netzverträglichkeit im Verhältnis zur Netzdienlichkeit - eine der Systemdienlichkeit untergeordnete Erfüllung der Mindestanforderungen, die eine sichere Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems gewährleisten und gleichzeitig einen wirtschaftlichen und netzdienlichen Betrieb vereinbaren.

Batteriespeicher im Verteilnetz können in einem marktgetrieben Einsatz zu einem erhöhten Netzausbaubedarf und damit höheren Kosten für die Stromversorgung führen. Werden sie hingegen netzdienlich eingesetzt, ergibt sich das Gegenteil (Rehtanz, Christian et al. 2014). Aus diesem Grund ist die Debatte um einen netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern von hoher Bedeutung, welcher auch im FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ resultiert und für alle neu installierten Speichersysteme gültig ist (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) 2014).

In dieser Debatte kursieren viele verschiedene Begriffe, die ähnliches, aber nicht gleiches beschreiben und deshalb einer Differenzierung bedürfen: *Netzverträglichkeit*, *Netzdienlichkeit* sowie *Systemverträglichkeit* und *Systemdienlichkeit*. Ob eine Anlage die jeweiligen Kriterien erfüllt oder nicht, ist unter anderem von der Art ihrer Steuerung und ihrer Leistungsgröße abhängig.

Netzverträglichkeit: Heute wird beim Anschluss regenerativer Erzeugungsanlagen durch den jeweiligen Netzbetreiber eine sogenannte Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Dabei handelt es sich um die Ermittlung des technisch und wirtschaftlich sinnvollsten Anknüpfungspunktes im betroffenen Netz aufgrund der vom Projektierer gelieferten Kenndaten der Erzeugungsanlage. In Zukunft müssen Hersteller und Betreiber von (erneuerbaren) Erzeugungsanlagen die Netzverträglichkeit ihrer Erzeugungseinheiten durch Zertifikate nachweisen (Andreesen Viegas 2015). Kriterien dieser Netzverträglichkeitsprüfung werden unter anderem sein:

- Kurzschlussfestigkeit, Dauerstrombelastbarkeit und Schaltvermögen der Hauptkomponenten,
- Einspeisewirkleistung,
- Netzrückwirkungen wie schnelle Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen und Zwischenharmonische,
- Dynamische Netzstützung,
- Kurzschlussstrombeitrag,
- Wirkleistungskonzept,
- Statische Blindleistungsbereitstellung und
- Zuschaltbedingungen sowie Entkupplungsschutz.

Der Begriff der Netzverträglichkeit wird also in Richtung einer systemischen Ebene ausgeweitet, beschreibt aber immer die vom Netzbetreiber gestellten Mindestanforderungen, welche erfüllt sein müssen, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Eine Technologie ist also dann „netzverträglich", wenn sie die hohen Anforderungen der Netzbetreiber an Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit in ihren Netzen nicht gefährdet. Dazu zählen die oben aufgeführten Kriterien.

Netzdienlichkeit bezeichnet ein über die Netzverträglichkeit hinausgehendes Verhalten im Stromnetz, das aktiv zur Stabilisierung und zum reibungslosen Betrieb beiträgt. Ein Beispiel hierfür ist heute die Momentanreserve. Sie wird nicht entlohnt, ist aber ein essentieller Bestandteil der Regelenergiebereitstellung. Die Momentanreserve stellt eine intrinsische Reserve dar, die innerhalb von Sekundenbruchteilen nach einer Störung im Netz deren Auswirkungen entgegenwirkt und zur Frequenzstützung beiträgt, bis die Primärregelleistung voll angefahren wurde.

Die Anbietung von Systemdienstleistungen wie der Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelenergie, der Beitrag zu Spannungshaltung und -qualität sowie zum Versorgungswiederaufbau (Schwarzstartfähigkeit) sind im Bereich der Netzdienlichkeit zu verorten. Einige netzdienliche Aspekte wie dezentral bereitgestellte Blindleistung zur Spannungshaltung, Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz sind bereits im FNN-Hinweis enthalten (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) 2014). Die Einhaltung dieser Richtlinie wird in Abstimmung mit den Batteriesystemanbietern von den Verteilnetzbetreibern bei Anschluss neuer Batteriespeicher im Niederspannungsnetz gefordert und ist ein erster Schritt zum systemdienlichen Speicherbetrieb.

Beziehen sich Netzdienlichkeit und Netzverträglichkeit zunächst ausschließlich auf das Stromsystem, respektive das Stromnetz, so beschreibt der Begriff Systemdienlichkeit die ideale Eigenschaft eines Betriebsmittels (z. B. Batteriespeicher oder regenerative Erzeugungsanlage) im gesamten Energie*system*.

Systemdienlich ist ein (Batterie-)Speicher oder auch eine Erzeugungsanlage dann, wenn ihr Verhalten dem übergeordneten Ziel der Flexibilisierung des gesamten Energiesystems begünstigt. Dazu gehört, dass ihr Einsatz bestmöglich das fluktuierende Dargebot an den Strombedarf anpasst und damit Schwankungen der Residuallast minimiert. Dies sollte sowohl die Haushaltsebene als auch die übergeordnete Ebene berücksichtigen und im weiteren Sinne auch die elektrischen Verbraucher in den anderen Sektoren Wärme und Verkehr (Wärmepumpen, Power-to-Heat bzw. Elektromobilität) einbeziehen. Ein Beispiel dafür ist die Implementierung von Erzeugungs- und Lastprognosen vor Ort, welche teilweise bereits angewandt werden. Systemdienlichkeit setzt also ein hohes Maß an Flexibilität, Kommunikation und Interaktion unter den verschiedenen Systemkomponenten voraus und dient sowohl dem Netzbetrieb als auch dem Eigenverbrauch.

Der Begriff der Systemdienlichkeit kann auch nur auf das Stromsystem bezogen werden. In diesem Fall werden netztechnische Dienstleistungen der Netzdienlichkeit zugeordnet und systemtechnische Dienstleistungen wie der Momentanreserve und dem Versorgungswiederaufbau der Systemdienlichkeit.

Systemverträglichkeit beschreibt ähnlich wie die Netzverträglichkeit im Verhältnis zur Netzdienlichkeit eine der Systemdienlichkeit untergeordnete Erfüllung der Mindestanforderungen, die eine sichere Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems gewährleisten. Sie kann sich aber auch lediglich auf das Stromsystem (exklusive der Energiesektoren Wärme und Verkehr) beziehen - gleichbedeutend einer optimal abgestimmten Interaktion mit anderen Systemkomponenten (Erzeugung, Verteilung, Verbrauch, Speicherung).

4 Der Beitrag dezentraler Batteriespeicher zur Integration erneuerbarer Energien

Durch den Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen und damit einhergehendem, steigenden Flexibilitätsbedarf für eine Stabilisierung des gesamten Stromsystems gewinnt die Frage der Energiespeicherung zunehmend an Bedeutung (s. Kap. 2). Der Haupteinsatzzweck dezentraler stationärer Batteriespeicher liegt heute einerseits in der Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom und andererseits in der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) stromsensibler Einrichtungen. Beide Einsatzbereiche orientieren sich bislang vorrangig an der Verbrauchssituation, wobei PV-Batteriesysteme auch die Erzeugungsseite der PV-Anlage vor Ort einschließen. Für die Zukunft ist es sinnvoll, das netz- und systemdienliche (s. Kap. 3) Potenzial des Speichereinsatzes über das bisherige Maß weiter auszuschöpfen.

Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern					Blei-Säure-Batterie	Nickel-Batterie	Lithium-Batterie	Natrium-Batterie	Redox-Flow-Batterie
Systemdienstleistungen	Versorgungssicherheit-und-wiederaufbau	Beitrag zur gesicherten Leistung (v. a. Reduktion & Sicherung der Höchstlast, u. a. auch Reduktion von Must-Run Kapazitäten)							
		Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)							
		Schwarzstartfähigkeit							
	Spannungshaltung und -qualität	Bereitstellung von Blindleistung (statische Spannungshaltung)							
		Bereitstellung von Kurzschlussleistung (dynamische Spannungshaltung, Fault-Ride-Through)							
	Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung	transient	Momentanreserve (sofortige Frequenzstützung)						
		Regel- und Reserveleistung	Primärregelleistung (Pos. und neg. gekoppelt)						
			Sekundärregelleistung	Neg.					
				Pos. *					
			Tertiärregelleistung (Minutenbereich)	Neg.					
				Pos. *					
			Langzeitreserve (Wind- oder Dauerreserve)						
	Betriebsführung	Gradientensteuerung (Ramping) (hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten)							
		Netzengpassmanagement (Redispatch, z.T. auch zur Spannungshaltung)							
Erzeugungsausgleich	Terminmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)								
	Spotmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)								

Technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll
Technisch machbar, Wirtschaflichkeit zu prüfen
Wirtschaftlich nicht umsetzbar

* die Abschaltung von Lasten kann bilanziell durch die „Freisetzung von Leistung" positive Regelleistung bereitstellen

© FENES OTH Regensburg 2015

Abbildung 4.1: Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern zur Integration erneuerbarer Energien ins Stromsystem und Einschätzung ihrer technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Batteriespeicher können auf unterschiedliche Weise netz- und systemdienlich im Stromsystem integriert werden. Abbildung 4.1 zeigt mögliche Anwendungsbereiche von Speichertechnologien im Erzeugungsausgleichs- und Systemdienstleistungsbereich und die Abschätzung ihrer technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit. Darüber hinaus spielt der regulatorische Rahmen eine wichtige Rolle.

Sobald ein Batteriespeicher oder ein aus mehreren dezentralen Teilnehmern zusammengefasstes Speichersystem (Speicherschwarm, Cluster, Pool) in einem dieser Anwendungsgebiete tätig ist, kann er mit großer Wahrscheinlichkeit zusätzlich auch in anderen Gebieten aktiv sein.

Offen ist jedoch, wie zusätzliche Dienstleistungen im Stromsystem vergütet werden können (s. Kap. 5.1). Klar ist, dass für die Nutzung eines privaten Eigentums (Batteriespeicher) zu einem übergeordneten Zweck (stabile Stromversorgung) dem privaten Betreiber auch eine entsprechende Entlohnung zusteht und nicht zu seinem Nachteil sein darf. Ein Speicher ist im Vergleich mit anderen Bestandteilen des Stromsystems ein außerordentlich flexibler Baustein, der auch kurzfristig bei unvorhersehbaren Entwicklungen zugebaut werden kann.

In den folgenden Abschnitten wird das technische Potential dezentraler Batteriespeichereinrichtungen analysiert und aufgezeigt, welche Optionen heute schon verfügbar sind und welche mittelfristig erschlossen werden können.

4.1 Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom

- Derzeit dienen dezentrale Hausbatteriespeicher vorwiegend der Maximierung des Eigenverbrauches von Solarstrom.
- Heute werden vier gängige Fahrweisen angewendet: Direktes Laden, verzögertes Laden, Peak-Shaving und prognosebasiertes Laden. Das direkte Laden ist nicht per se netz- oder systemdienlich. Verzögertes Laden, Peak-Shaving und prognosebasiertes Laden umfassen erste Aspekte der Netzdienlichkeit.
- Das prognosebasierte Laden vereint die unterschiedlichen Fahrweisen und dient sowohl dem Eigenverbrauch als auch dem Netzbetrieb. Daher stellt es eine Basis für eine systemdienliche Fahrweise dar.
- PV-Speichersysteme müssen in Zukunft über die bestehenden Richtlinien hinaus Kriterien zur Netz- und Systemverträglichkeit stärker adressieren: z. B. Einbezug von Wetter- und Lastprognosen, Berücksichtigung der Netzsituation und Optimierung des Gesamtsystems.

Die Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom über Batteriespeicher dient dazu, einen möglichst großen Anteil des Eigenbedarfes an Strom direkt vor Ort aus der eigenen Erzeugung zu decken. Da Solarstrom stark wetterabhängigen Fluktuationen unterworfen ist, können Batteriespeicher hier als Puffer wirken.

Ihren finanziellen Nutzen für den Betreiber generieren sie aus der Arbitrage zwischen EEG-geförderter Einspeisevergütung der PV-Anlage und dem Endkundenstrompreis inklusive aller Umlagen. Durch die Besteuerung des Eigenverbrauchs von Solarstrom und der sinkenden EEG-Einspeisevergütung wird es zunehmend attraktiver, Batteriesysteme mit PV-Anlagen außerhalb des EEGs zu betreiben.

(BINE Informationsdienst 2015) identifiziert dabei drei heute gängige Fahrweisen, die von (Kairies et al. 2015) um eine vierte ergänzt wird:

1. Direktes Laden
   Der generierte Solarstrom wird zunächst vor Ort verbraucht. Übersteigt die Erzeugung den Verbrauch, wird der Solarstrom eingespeichert. Ein Nachteil dieser Fahrweise sind Einspeisespitzen mit steilen Gradienten, sobald der Speicher hohe Ladezustände erreicht und bei hoher Solarstrahlung die PV-Anlage innerhalb kurzer Zeit einen deutlichen

Leistungssprung zeigt. Einschränkend gilt, dass dieser Effekt durch die Vielzahl verschiedener Anlagen mit unterschiedlichen Leistungsgrößen in Summe tendenziell nicht gleichzeitig auftritt, sondern sich stochastisch verteilt (Fraunhofer ISE 2012).

2. Verzögertes Laden

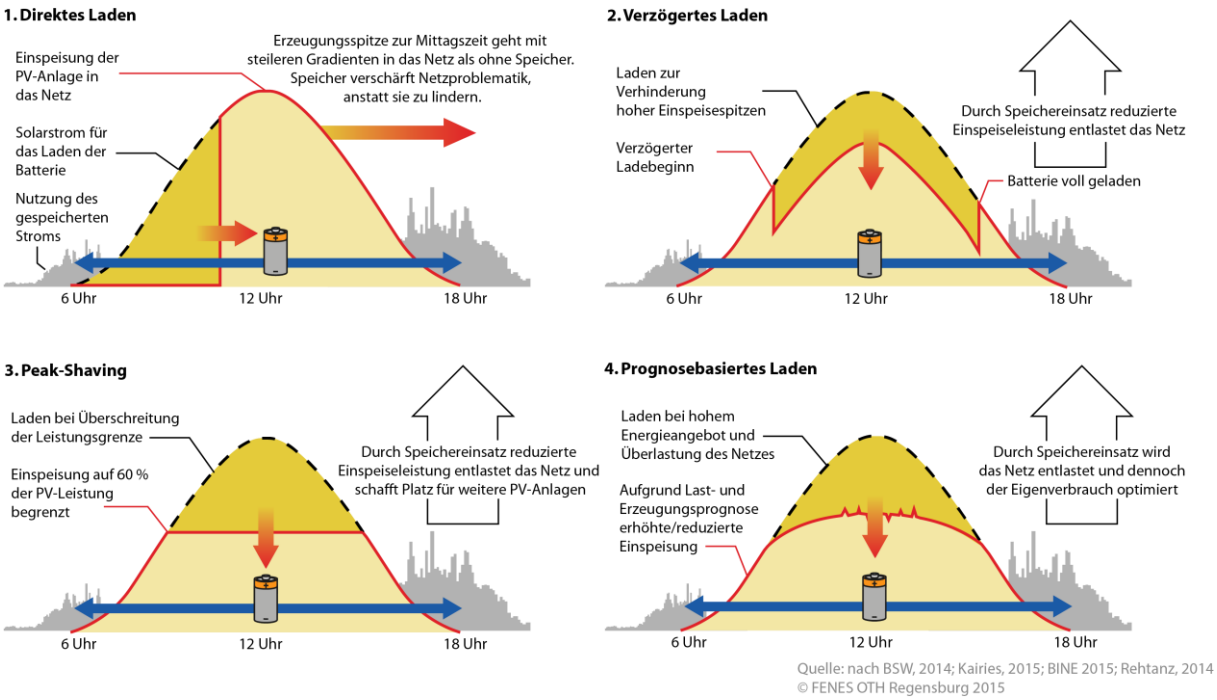
   Beim verzögerten Laden wird mit einer Regeleinheit über den Tag verteilt bis zu einem vorgegebenen Ladezustand der Batterie der erzeugte Solarstrom teilweise eingespeichert und teilweise in das Netz eingespeist. So werden hohe Einspeisespitzen verhindert.

3. Peak-Shaving

   Bei diesem, mit den anderen beiden Fahrweisen verglichen, netzverträglicheren Betrieb wird die Leistungsspitze der PV-Einspeisung oberhalb 60 % der PV-Generatorleistung eingespeichert. Dadurch werden zwar die netzkritischen Mittagsspitzen der PV-Erzeugung abgefangen, jedoch hat der Eigenverbrauch hier nicht die oberste Priorität.

4. Prognosebasiertes Laden

   Hierbei handelt sich es sich um eine Kombination aus den drei genannten Möglichkeiten. Verschieden Hersteller, unter anderem SMA, Sonnenbatterie, bieten eine Fahrweise ihrer Systeme an, bei denen eine Last- und Wetterprognose bestimmt, zu welchem Zeitpunkt des Tages eine Beladung netzentlastend wirkt. Diese Methode erreicht nach dem direkten Laden den höchsten Eigenverbrauch und ist gleichzeitig netzdienlich. Vor allem bei einer Leistungsreduktion der PV-Einspeisung auf 70 % der installierten Leistung, wie es heute verpflichtend ist, oder in Zukunft niedrigere Werte, ist dies Ladeweise am effizientesten, da am wenigsten Energie im Laufe des Jahres abzuregeln ist (Kairies et al. 2015).



Quelle: nach BSW, 2014; Kairies, 2015; BINE 2015; Rehtanz, 2014
© FENES OTH Regensburg 2015

Abbildung 4.2: Vier unterschiedliche Fahrweisen von Batteriespeichern im Vergleich. Das direkte Laden (1) ist nicht per se netz- oder systemdienlich. Das verzögerte Laden (3) und das „Peak-Shaving" ist ein erster Schritt Richtung Netz- und Systemdienlichkeit und das prognosebasierte Laden (4) ist eine solide Basis für einen systemdienlichen Speicherbetrieb. Quellen: (Kairies et al. 2015; BINE Informationsdienst 2015; Rehtanz, Christian et al. 2014; Goldbeck 2015).

Abbildung 4.2 zeigt die grundsätzlichen Unterschiede der vier Fahrweisen. Die heute bereits angewendeten Formen der Eigenverbrauchsmaximierung einschließlich dem Peak-Shaving sind zusammen mit den Vorgaben des FNN ein erster Schritt in Richtung Netz- und Systemdienlichkeit im Sinne der Definition in Kapitel 3. Die Maximierung des Eigenverbrauches kann zwar dazu führen,

dass auf systemdienliche Weise größtmögliche erneuerbare Energiemengen integriert werden können, gleichzeitig werden aber wichtige Aspekte der Systemdienlichkeit im übergeordneten Sinn nicht berücksichtigt: Beispielsweise wenn beim Laden eines Batteriespeichers mit Solarstrom mit allen Verlusten und Kosten an anderer Stelle im Verteilnetz ein Defizit an Strom herrscht und folglich konventionelle Kraftwerke Strom liefern müssen. Umgekehrt kann der Fall eintreten, dass nachts in einem Netzgebiet mit vielen Windkraftanlagen diese bei Starkwind abgeregelt werden müssen, wenn zu wenig Stromverbraucher und Transportkapazitäten vorhanden sind und die dezentralen Batteriespeicher voll sind und entladen.

Um die in Kapitel 3 aufgeführten Kriterien der Netz- und Systemverträglichkeit stärker zu adressieren, sollten Eigenverbrauchssysteme mit PV-Speichern in Zukunft Vorhersagen zu Verbrach und Wetter sowie die aktuelle Netzsituation in ihre Regelung integrieren (Modellprädikative Regelung nach BINE Informationsdienst 2015). Erste Systemlösungen, die diesen Anforderungen entsprechen und dezentral ohne übergeordnete Steuerung systemdienlich wirken, sind bereits am Markt verfügbar (Marcel Morf 2015).

Eigenverbrauchssysteme werden zudem in der Lage sein müssen, steile Gradienten sowohl bei Strombezug aus dem Netz, als auch bei Stromeinspeisung in das Netz zu dämpfen (Ramping). Dadurch wird das Verhalten dieser Systeme gegenüber dem Netz grundsätzlich verstetigt. Das Land Puerto Rico schreibt vor, dass neue PV-Großanlagen nur an das Stromnetz angeschlossen werden dürfen, wenn sie vorgegebene Gradienten abfahren können. Dies ist nur mit Energiespeichern möglich. Zudem darf ein Speichereinsatz nicht dazu führen, dass der Betrieb konventioneller Kraftwerke aufrechterhalten wird und damit der CO_2-Ausstoß der Energieversorgung steigt.

4.2 Spannungshaltung und Spannungsqualität

- Batteriespeicher können zur Spannungshaltung im Stromnetz mit folgenden Maßnahmen beitragen: Bereitstellung von Blindleistung und Blindleistungskompensation, Bereitstellung von Kurzschlussleistung (Fault-Ride-Through), Ein- und Ausspeichern von Wirkleistung zur Spannungshaltung und die lokale Verstetigung fluktuierender erneuerbarer Einspeisung.
- Batteriespeicher können in Zukunft im Verbund Kurzschlussleistung bereitstellen und diese Aufgabe konventioneller Erzeuger übernehmen.
- Der integrierbare Anteil erneuerbarer Energien kann durch den Speichereinsatz erhöht werden.
- Batteriespeicher werden in Zukunft einerseits „starrer" betrieben werden müssen, um in Analogie die Funktion der Trägheit rotierenden Massen zu ersetzen; andererseits werden sie flexibler sein müssen, um schnellen Schwankungen und Gradienten entgegenzuwirken.

Das Thema der Spannungshaltung und Spannungsqualität ist für die Netzbetreiber im zunehmend erneuerbar gespeisten Versorgungssystem von herausragender Bedeutung. Sie müssen unter anderem dafür Sorge tragen, dass die Spannung innerhalb zulässiger Bandbreiten bleibt und ihre Betriebsmittel nicht überlastet werden. Um dies zu erreichen, können mit Batteriespeichern technisch insbesondere vier Maßnahmen ergriffen werden (s. Abbildung 4.3):

1. Statische Spannungshaltung (Bereitstellung von Blindleistung, Blindleistungskompensation)
   Sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistung wurde bisher maßgeblich von direkt ans Netz gekoppelten Generatoren konventioneller Erzeugungsanlagen und Phasenschiebern bereitgestellt. Diese ist über die bestehenden ersten Ansätze hinaus künftig auch durch andere Netzbetriebsmittel und Komponenten zu erbringen.
2. Dynamische Spannungshaltung (Bereitstellung von ausreichend großer Kurzschlussleistung Fault-Ride-Through)
   Die Kurzschlussleistung an einem Netzverknüpfungspunkt ist eine Bemessungsgröße der Leistung, die das vorgelagerte Netz bei einem Kurzschluss bereitstellen kann; im Falle

dezentraler Batteriespeicher also auf Mittelspannungsebene in Form von Quartierspeichern. Die Beanspruchung elektrischer Anlagen, das Schaltvermögen von Leistungsschaltern und Netzrückwirkungen können nach ihr quantifiziert werden. Eine ausreichend große Kurzschlussleistung ist maßgeblich für das Auslösen von Schutzeinrichtungen im Fehlerfall.

3. Aktives Ein- und Ausspeichern von Wirkleistung zur Beeinflussung der Spannung
4. Lokale Verstetigung fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien

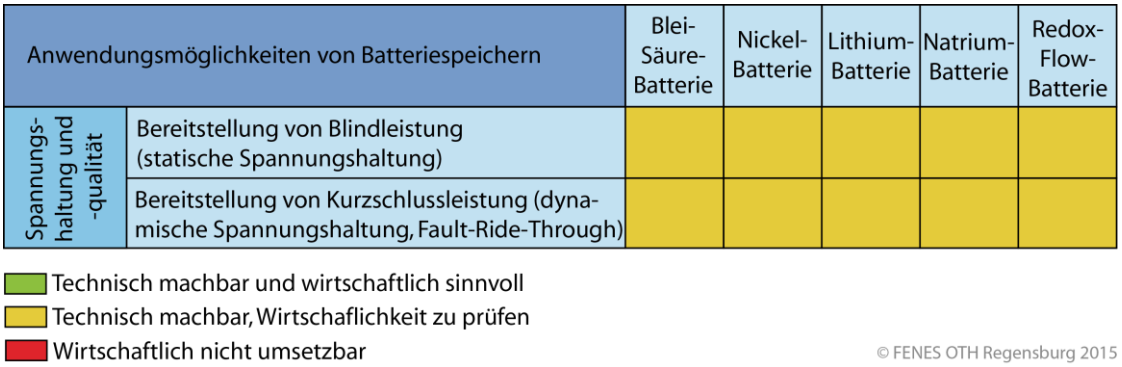


Abbildung 4.3: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien im Bereich der Spannungshaltung und Spannungsqualität. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Dezentrale Batteriespeicher sind technisch in der Lage Blindleistung bereitzustellen. Diese Fähigkeit wird in der FNN-Richtlinie vorgeschrieben, jedoch nicht vergütet.

Bisher haben unter anderem rotierende Massen und gespeicherte elektromagnetische Energie in den Generatoren konventioneller Kraftwerke die Bereitstellung von Kurzschlussleistung sichergestellt. Durch den Umstieg auf eine umrichterbasierte Erzeugung wie Wind- und Photovoltaik fehlt diese Erzeugereigenschaft zunehmend, da die Umrichter sich derzeit noch im Störungsfall vom Netz trennen und dadurch das Problem schlimmstenfalls noch verschärfen. Batteriespeicher können in Zukunft diesen Trend umkehren und im Kollektiv (Pool, Microgrids auf Mittelspannungsebene etc.) auf Mittelspannungsebene Kurzschlussleistung bereitstellen.

Durch lokale Einspeicherung (Wirkleistungsreduktion) kann der durch die Einspeisung erneuerbarer Energien verursachten Spannungsanhebung im Verteilnetz entgegengewirkt und damit zur Einhaltung des vorgeschriebenen Toleranzbandes[1] beigetragen werden.

Abbildung 4.4 zeigt beispielhaft ein Niederspannungsnetz mit verschiedenen Verbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft) mit installierter PV-Anlage und verschiedenen einzelnen Quartiersspeichern oder vielen verteilten Hausbatteriespeichern. Die Einspeisung erhöht die Spannung am Einspeisepunkt, während ein Verbrauch zu einem Spannungsabfall führt. Bei der Auslegung des Netzes wird immer der „Worst-Case" betrachtet, d. h. volle Einspeisung bei keinem Verbrauch. Bei Einspeisung ohne Speichereinsatz wird das Spannungsband schon in geringem Abstand vom Netzknotenpunkt verletzt und steht weiterer erneuerbarer Einspeisung entgegen. Wird ein ungünstig positionierter und dimensionierter Batteriespeicher eingesetzt (braun) und entgegen technischer Richtlinien angeschlossen, kann dies ebenso zu einer Spannungsbandverletzung führen. Bei richtiger Dimensionierung und Positionierung kann der Batteriespeicher die Spannung im geforderten Bereich halten (hellblau und grün). Die notwendige Speichergröße nimmt dabei zum Strangende hin ab. Der dunkelblaue Graph zeigt dabei den Spezialfall, dass jedem Einspeiser ein Batteriespeicher zugeordnet ist (Dalisson 2015).

[1] Zur Erläuterung des Spannungsbandes im Niederspannungsnetz (+3/-5 %) siehe www.ront.info/spannungsbandproblem/.

Grundsätzlich zeigt diese Darstellung, dass der integrierbare Anteil erneuerbarer Energien durch den Speichereinsatz erhöht werden kann, was auch andere Studien belegen ((Weniger et al. 2015), Fraunhofer ISE 2012).

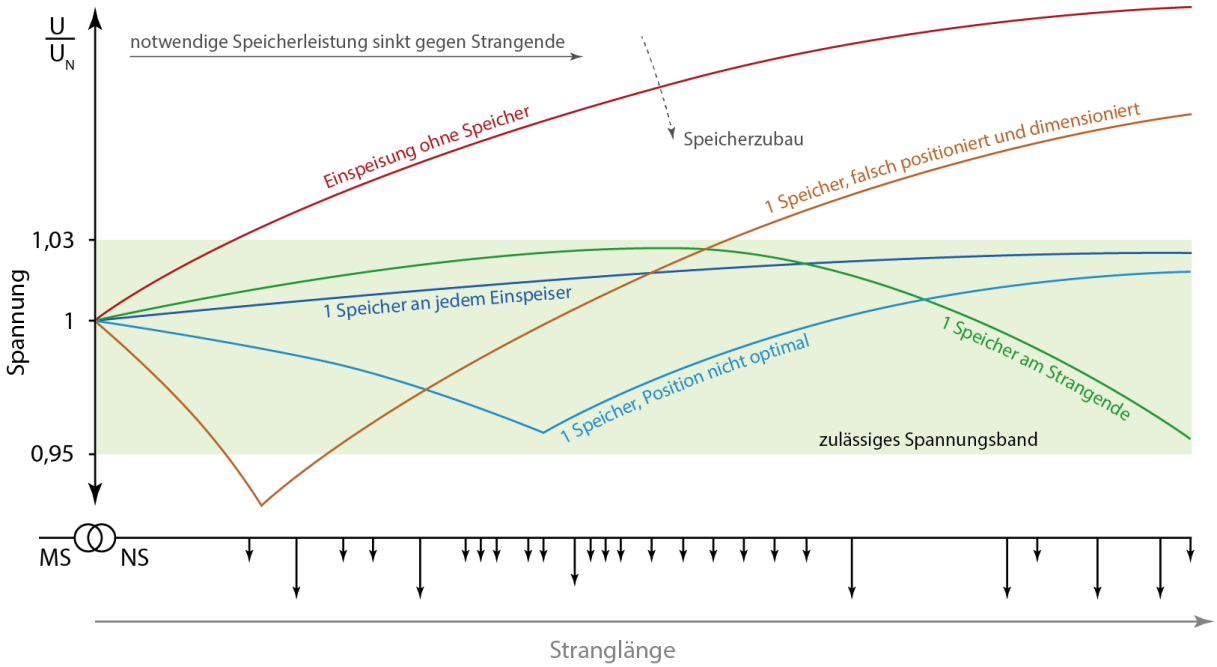


Abbildung 4.4: Beispielhafte Worst-Case-Situation durch volle Einspeisung ohne Verbrauch (Auslegungsfall) in einem gemischten Niederspannungsnetz [Rot] und zulässiges Spannungsband [hellgrün] innerhalb dessen die Spannung über die volle Stranglänge bleiben muss. Durch Wirkleistungsbezug kann Einfluss auf den Spannungsverlauf genommen werden. Die notwendige Speicherleistung nimmt dabei zum Strangende hin ab. Durch Zubau eines zu großen Speichers an ungünstiger Position (z.B. zu nah am Netzknotenpunkt) [braun] kann das Spannungsband durch den Speichereinsatz verletzt werden. Ist der Batteriespeicher richtig dimensioniert aber ungünstig positioniert [hellblau] entstehen ggf. Mehrkosten durch einen zu großen Batteriespeicher. Ist jedem Einspeiser ein Speicher zugeordnet [dunkelblau], ergibt sich ein stetiger Spannungsverlauf. Ein Batteriespeicher am Strangende [dunkelgrün] kann ebenfalls die Spannung im geforderten Bereich halten. Quelle: eigene Grafik nach (Dalisson 2015).

Batteriespeicher werden also in Zukunft einerseits „starrer" zu betreiben sein, um in Analogie die Funktion der Trägheit rotierenden Massen zu ersetzen und andererseits müssen sie flexibler sein, indem sie zügig an- und abfahren (Ramping).

4.3 Netzbetriebsführung (Gradientensteuerung, Netzengpassmanagement)

- In der Netzbetriebsführung bzw. dem Netzengpassmanagement spielen Batteriespeicher bisher noch keine nennenswerte Rolle.
- In Zukunft können Batteriespeicher gezielt an überlasteten Netzpunkten die Abregelung erneuerbarer Erzeuger verhindern und kritische Netzsituationen entschärfen. Quartierspeichern sind hier aufgrund der Größe prädestiniert.
- Zusätzlich können Batteriespeicher durch Reduktion der maximalen Stromnachfrage sowie das Abfangen steiler Gradienten in der Residuallast netzentlastend wirken.

Im Stromsystem trägt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Hauptverantwortung für den sicheren und störungsfreien Netzbetrieb. Derzeit spielen Batteriespeicher hier noch keine nennenswerte Rolle. Neben den Möglichkeiten zur Frequenzhaltung durch Batteriespeicher (s. Abschnitt 4.4) können bei Netzengpässen auch Erzeugungseinheiten gezielt ab- und zugeschaltet werden (Kraftwerks-Redispatch). Batterien können hier im Verteilnetz künftig gezielt an überlasteten Netzpunkten eingesetzt werden um die Engpasssituation zu entschärfen und beispielsweise eine Abregelung erneuerbarer Erzeuger verhindern. (Rehtanz, Christian et al. 2014) zufolge kann der Batterieeinsatz künftig in speziellen Fällen wirtschaftlicher sein als die Abregelung.

Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern		Blei-Säure-Batterie	Nickel-Batterie	Lithium-Batterie	Natrium-Batterie	Redox-Flow-Batterie
Betriebs-führung	Gradientensteuerung (Rampnig) (hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten)					
	Netzengpassmanagement (Redispatch, z.T. auch zur Spannungshaltung)					

Technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll
Technisch machbar, Wirtschaftlichkeit zu prüfen
Wirtschaftlich nicht umsetzbar
* die Abschaltung von Lasten kann bilanziell durch die „Freisetzung von Leistung" positive Regelleistung bereitstellen

© FENES OTH Regensburg 2015

Abbildung 4.5: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihres Beitrages zur Netzbetriebsführung. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Durch Spitzenlastregelung kann bei leistungsgemessener Abrechnung größerer Verbraucher durch den Einsatz dezentraler Batteriespeicher das Maximum der Stromnachfrage reduziert und damit das Netz entlastet und ein wirtschaftlich optimierter Betrieb gewährleistet werden.

Zunehmend werden auch die steilen Gradienten in der Residuallast, hervorgerufen durch die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Erzeuger, zur Herausforderung in der Netzbetriebsführung. Dezentrale Batteriespeicher sind in der Lage hier insbesondere Gradienten in der Erzeugungsleistung schon am Ort der Entstehung entgegenzuwirken, indem sie bei schnellen Lastwechseln geregelt ein- und ausspeichern.

4.4 Regel- und Reserveleistung (Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung)

- Batteriespeicher können im künftigen Stromsystem im Verbund Regelleistung bereitstellen, die bisher maßgeblich von konventionellen Kraftwerken erbracht wurde.
- Erste zentrale Batteriespeichersysteme kommen im Primärregelleistungsbereich bereits zum Einsatz, auch dezentrale Batteriespeicher sind im Verbund dazu ebenfalls in der Lage.
- Die Erbringung von Regelleistung aus gepoolten, dezentralen Batteriespeichern ist heute bereits wirtschaftlich. Abrechnungsmechanismen sowie die Verteilung von Netz- und EEG-Umlagekosten sind noch offen.

Regel- und Reserveleistung wird im Stromsystem benötigt, um die Frequenz konstant zu halten und dazu Angebot und Nachfrage wirkleistungsbezogen zu jeder Zeit schnell und exakt aufeinander abstimmen zu können. Die Momentanreserve steht nach Lastwechseln im Stromnetz sofort zur Verfügung, um Frequenzabweichungen entgegenzuwirken. Diese war im konventionellen System durch die in rotierenden Massen gespeicherte Energie bisher systemimmanent, wird künftig jedoch zunehmend aktiv in umrichterbasierten Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden müssen. Batteriespeicher sind technisch dazu heute schon in der Lage.

Die Momentanreserve wird so schnell wie möglich von der Primärregelung (PRL) abgelöst, die nach maximal 30 Sekunden mit voller Leistung zur Verfügung stehen muss. Nach 30 Sekunden wiederum muss die Sekundärregelung (SRL) einspringen und die geforderte Sekundärregelleistung spätestens nach fünf Minuten bereitstellen. Die Minutenreserve (MRL) steht nach 15 Minuten mit voller Leistung zur Verfügung und überbrückt die Zeit bis zu einer Stunde ab der der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche (BKV) die Schwankungen ausgleichen muss (s. Abbildung 4.6).

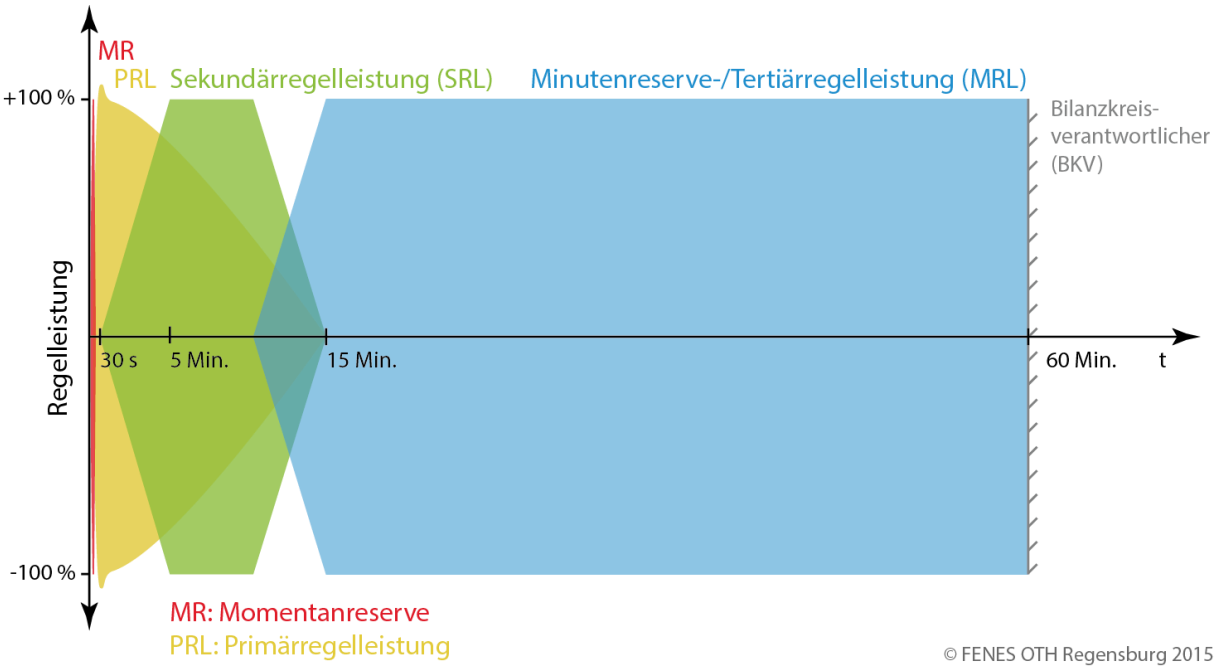


Abbildung 4.6: Zeitlicher Ablauf der Regelenergiebereitstellung im Stromsystem nach einer Frequenzabweichung..

Batteriespeicher sind technisch aufgrund ihrer geringen Reaktionszeiten im Millisekundenbereich grundsätzlich bestens zur Bereitstellung von Regelenergie bis in den Minutenbereich geeignet. Die Leistungselektronik des Einspeisewechselrichters ist dabei in der Lage, das träge Verhalten eines elektromechanischen Synchrongenerators nachzubilden und Momentanreserve bereitzustellen (Rehtanz, Christian et al. 2014). Erste Systeme kommen im Primärregelungsbereich bereits heute rentabel zum Einsatz, wie z. B. das Younicos Batteriekraftwerk in Schwerin (s. Abschnitt 2.2). Für

Regelenergiebereitstellung im Sekundärregel- und Minutenreservebereich wurde bisher die Wirtschaftlichkeit in der Praxis noch nicht nachgewiesen (s. Abbildung 4.7). Den durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt bedingten Unwägbarkeiten (Ausschreibung, unvorhersehbares Abrufen der Regelleistung) kann durch eine Doppelnutzung der dezentralen Einheiten mit Eigenverbrauchsoptimierung entgegengewirkt werden (Agora Energiewende 2014).

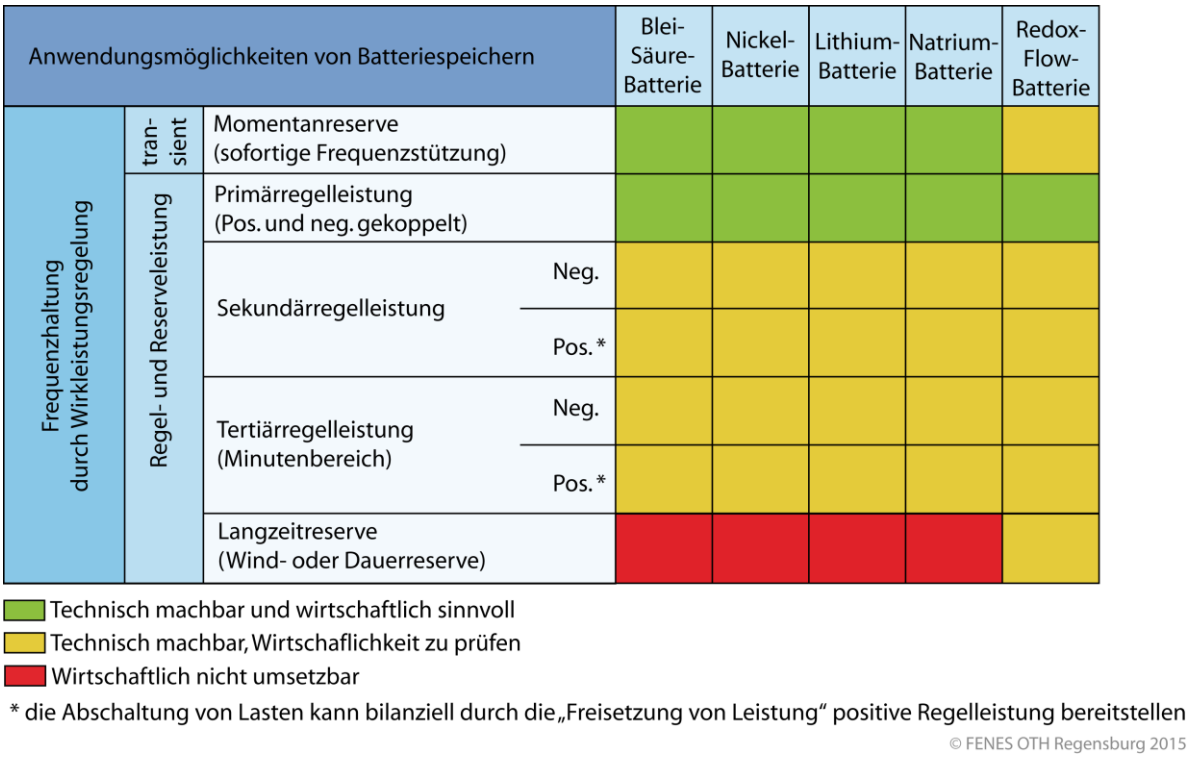


Abbildung 4.7: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien im Bereich der Frequenzhaltung bzw. Regelenergiebereitstellung. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Die im vorhergehenden Abschnitt bereits erwähnte, in Zukunft zunehmend notwendiger werdende starrere Fahrweise umrichterbasierter Einspeiser zur Spannungshaltung schließt auch den Einsatz in der Momentanreserve mit ein. Berechnungen der Deutschen Energie-Agentur (dena) zufolge reicht bereits im Jahr 2033 die PRL aus hydraulischen und kalorischen Kraftwerken nicht mehr aus, um den Bedarf vollständig zu decken (Rehtanz, Christian et al. 2014).

(Fuchs et al. 2012) beschrieben bereits im Jahr 2012 den Einsatz von Batteriespeichern als „(…) modulare Systeme mit Doppelnutzung (…)" beispielsweise in netzgekoppelten PV-Systemen. Batteriespeicher sollten demnach modular auch in der Netzregelung eingesetzt werden. In Abschnitt 2.2 sind solche Systeme, die heute bereits eingesetzt werden, näher beschrieben.

Batteriespeicher können in Zukunft bei verminderter Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke die wirtschaftlichste Lösung zur dezentralen Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung werden ((Rehtanz, Christian et al. 2014), Fuchs et al. 2012).

Die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist derzeit jedoch nur für große Systeme im MW-Maßstab möglich. Dezentrale Batteriespeicher müssen daher in einem Schwarm zusammengefasst (gepoolt) werden, um an diesen Systemdienstleistungsmärkten teilzunehmen. Dieser Batteriepool kann dann für die Regelleistungserbringung qualifiziert werden. Die zu erwartenden Erlöse aus diesem Geschäftsmodell sind laut Angaben einiger Batteriesystemanbieter bereits heute im Vergleich zur EEG-Überschusseinspeisung wirtschaftlich interessant. Dabei ist noch zu klären, wie ein Abrechnungsmechanismus ausgestaltet wird, der dem Speicherbetreiber anfallende Netz- und EEG-Umlagekosten erstattet.

4.5 Versorgungssicherheit und –wiederaufbau

- Batteriespeicher sind in entsprechender Auslegung schwarzstartfähig und können damit zum Versorgungswiederaufbau beitragen.
- Das Verfahren zur Wiederzuschaltung nach Blackouts ist anzupassen, wenn in Zukunft kleinere dezentrale Einheiten am Versorgungswiederaufbau teilnehmen sollen.
- Mit (dezentralen) Batteriespeichern können auch Windparks, Gasturbinen und Blockheizkraftwerke zur Schwarzstartfähigkeit ertüchtigt werden.
- Innerhalb gewisser Grenzen können Batteriespeicher die gesicherte Leistung fluktuierender Erzeuger erhöhen.
- Im Bereich der unterbrechungsfreien Stromversorgung sind Batteriespeicher heute ausgereift und Stand der Technik.

Ein schwarzstartfähiges Kraftwerk ist geeignet, nach einem Zusammenbruch der Versorgung (Blackout) das Versorgungssystem inselförmig und ohne Unterstützung von außen wiederaufzubauen. Im so entstehenden Inselsystem können nach und nach Erzeugungsanlagen zugeschaltet werden, die diese Fähigkeit nicht vorweisen.

Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern		Blei-Säure-Batterie	Nickel-Batterie	Lithium-Batterie	Natrium-Batterie	Redox-Flow-Batterie
Versorgungssicherheit und -wiederaufbau	Beitrag zur gesicherten Leistung (v. a. Reduktion & Sicherung der Höchstlast, u. a. auch Reduktion von Must-Run Kapazitäten)					
	Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)					
	Schwarzstartfähigkeit					

Technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll
Technisch machbar, Wirtschaftlichkeit zu prüfen
Wirtschaftlich nicht umsetzbar

© FENES OTH Regensburg 2015

Abbildung 4.8: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihres Beitrages zu Versorgungssicherheit und Versorgungswiederaufbau. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Im heutigen Stromsystem spielen insbesondere die schwarzstartfähigen Pumpspeicher eine entscheidende Rolle im Versorgungswiederaufbau. Batteriespeicher können diese Aufgabe jedoch ebenso übernehmen (s. Abbildung 4.8). Voraussetzung ist lediglich eine ausreichend zur Verfügung stehende Leistung samt Speicherkapazität und geeignete Steuerungsmechanismen. Wenn kleine dezentrale Speichersysteme in Zukunft am Versorgungswiederaufbau teilnehmen sollen, ist das Verfahren zur Wiederzuschaltung nach Blackouts notwendig. Mit Batteriespeichern können mit entsprechender Leistungselektronik und Schnittstellen auch Windparks, Gasturbinen und Blockheizkraftwerke zu Schwarzstartfähigkeit ertüchtigt werden, indem beispielsweise Gondeldrehung, Rotorblattpitch und Erregerspannung auch ohne vorhandenes Netz eingestellt werden können (Rehtanz, Christian et al. 2014).

Zudem ist es denkbar, Batteriespeicher zur Erhöhung der gesicherten Leistung von Erzeugungsanlagen einzusetzen. Batteriespeicher können bei kurzfristigen aber prognostizierbaren Spitzenlastfällen in Reaktion auf Preisschwankungen vorab geladen werden, um gesicherte Leistung für die Abdeckung der Verbrauchsspitzen bereitzustellen. Einen Batteriespeicher über lange Zeit

vollgeladen vorzuhalten, um diese Funktion bei Bedarf zu erfüllen, ist aus heutiger Sicht nicht wirtschaftlich.

In der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), die kurze Versorgungslücken überbrückt und bei längeren Ausfällen ein geregeltes Abschalten sensibler Lasten ermöglicht, sind Batteriespeicher (insbesondere Bleibatteriesysteme) Stand der Technik. Derzeit etablieren sich für diesen Zweck auch andere Zelltechnologien wie die Lithium-Ionen Technologie.

4.6 Erzeugungsausgleich an Spotmärkten (Börse und OTC)

- Aus heutiger Sicht ist der Einsatz von Batteriespeichern an den konventionellen Strommärkten (Spot- und Terminmärkte) noch nicht lohnend.
- Im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende" sollten Energiespeicher technologieneutral als Flexibilitätsoption aufgenommen werden, die einen Beitrag zur gesicherten Leistung und der Gradientensteuerung erbringen können.

Die Teilnahme von Batteriespeichern an den Strommärkten ist technisch möglich (s. Abbildung 4.9) und wird bei weiterer Kostendegression voraussichtlich insbesondere zum kurzfristigen Ausgleich der Prognosefehler von Wind- und PV-Einspeisung am Intraday-Spotmarkt der Strombörse und im außerbörslichen Handel interessant werden. Heute ist der Einsatz von Batteriespeichern an den konventionellen Strommärkten nicht wirtschaftlich.

Grundsätzlich können Batteriespeicher auch an längerfristig ausgelegten Terminmärkten aktiv sein, aufgrund ihres Kurzzeitspeichercharakters, ist der Einsatz jedoch im Kurfristbereich zu erwarten.

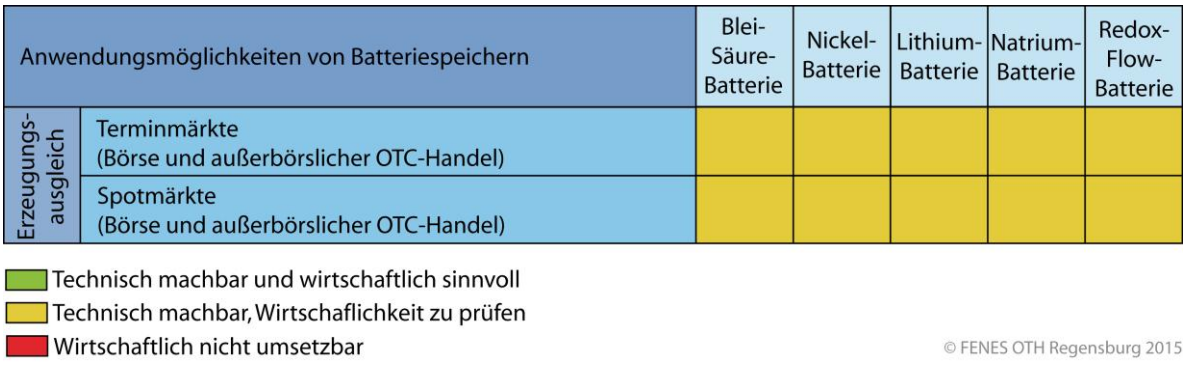


Abbildung 4.9: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihres möglichen Einsatzes im Erzeugungsausgleich an den Strommärkten. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Energiespeicher stellen generell eine vielfältige Flexibilitätsoption dar, die in der Ausgestaltung zukünftiger Energiemärkte (Strommarktdesign, Flexibilitätsmarkt) berücksichtigt werden sollten. Diese neuen Strommärkte sollten technologieneutral, wettbewerblich organisiert, neben Erzeugern auch Speicher und Verbraucher im Lastmanagement einbeziehen und Kriterien zur gesicherten Leistung und Gradientensteuerung beinhalten.

5 Notwendige Maßnahmen zur Erhöhung und Sicherstellung der Systemdienlichkeit von Batteriespeichern

Um Batteriespeicher sowohl zur Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom als auch als Flexibilitätsoption im System zu nutzen, sind klare Rahmenbedingungen notwendig. Durch die Weiterentwicklung der Regularien kann der Zielkonflikt zwischen Speicherbetreiber und Netzbetreiber aufgelöst werden (s. Kap. 1).

5.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die aktuelle KfW-Förderung für PV-Batteriespeicher setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber maximal mit einer Leistung von 60 % der PV-Generatorleistung in das Verteilnetz einspeisen darf. Die KfW-Förderung reizt damit erste Aspekte einer netzdienlichen Fahrweise des Batteriespeichers an, da die auftretenden PV-Einspeisespitzen gekappt werden (HTW, ISE 2015).

Zusätzlich zu dieser Regelung sind die Anschlusskriterien des FNN-Hinweises „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz" einzuhalten, die für alle Batteriespeicher gelten. Für Batteriespeicher gelten dabei zwei Betriebsmodi: Energiebezug und Energielieferung. Im Bezugsfall muss sich ein Batteriespeicher wie eine Bezugsanlage (Verbraucher) verhalten und bei der Lieferung wie eine Erzeugungsanlage (Deutscher Bundestag 2014). Dies legt die grundsätzliche rechtliche Einordnung dieser Speicher fest. Der FNN-Hinweis gilt für die „Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Speichern im Niederspannungsnetz" (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) 2014).

Folgende maßgebliche Anforderungen des FNN-Hinweises sind zu erfüllen:

- Einhaltung der technischen Anschlussrichtlinien (TAR) sowohl für Bezugs- als auch Erzeugungsanlagen (TAB 2007, VDE-AR-N 4105, TAB NS des Netzbetreibers),
- Netzparallelbetrieb (Inselnetz) max. 100 ms,
- Kein Anschluss an einen Endstromkreis,
- Anschluss als symmetrische dreiphasige Drehstromeinheit bei Anlagen größer 4,6 kVA, ansonsten auch einphasig und
- Einhaltung der maximalen Unsymmetrie (4,6 kVA) auch bei gleichzeitiger Einspeisung von Erzeugungsanlage und Batteriespeicher.

Mit dem FNN-Hinweis sind erste Aspekte der Netz- und Systemdienlichkeit umgesetzt worden:

1. Batteriespeicher sind bei der Energielieferung (Entladen) durch die Einhaltung der VDE-AR-N 4105 in der Lage, Blindleistung zu regeln.
2. Im Betriebsmodus Energiebezug (Laden) ist ein cos $\varphi = 1$ vorgeschrieben.
3. Batteriespeicher müssen in der Lage sein, eine Wirkleistungsbegrenzung zu ermöglichen. Diese kann entweder über eine feste Einstellung auf einen Wirkleistungswert erfolgen, wie es auch die KfW-Förderung vorsieht, oder durch eine messwertbasierte Steuerung der Komponenten über entsprechende Sensorik umgesetzt werden.
4. Falls eine Überfrequenz im Verteilnetz vorhanden ist, erfolgt eine Wirkleistungsreduktion. Dabei ist für die Energielieferung die VDE-AR-N 4105 einzuhalten.

Da Batteriespeicher auch in der Lage sind, Strom in das Verteilnetz einzuspeisen, darf die Ladung des Speichers nur über eine Erzeugungsanlage laut EEG erfolgen. Dadurch bleibt der Anspruch an eine EEG-Vergütung bestehen. Zudem wird verhindert, dass Graustrom als Ökostrom deklariert wird. Die Verluste des Batteriespeichers werden nicht vergütet und stellen ein Betriebsrisiko des

Speicherbetreibers dar. Falls Graustrom zur Ladung des Speichers verwendet wird, handelt es sich um einen Letztverbrauch von Strom, der nicht wieder in das Netz rückgespeist werden darf.

Etwa die Hälfte der Speicherbetreiber nimmt die KfW-Förderung nicht in Anspruch (s. Abbildung 2.1). Dadurch werden viele Batteriespeicher installiert, denen über die FNN-Richtlinie hinaus keine Fahrweise vorgeschrieben ist.

Am Ende entscheidet der Kunde über die verwendete Fahrweise. Um die verschiedenen Anforderungen von Kunden und Netzbetreibern zusammenzuführen, ist es ratsam, die Fahrweise intelligent und systemdienlich zu gestalten. Damit kann ein optimaler Kompromiss aus Eigenverbrauch sowie Netzdienlichkeit gefunden werden.

Um diese Anforderung realisieren zu können, sind verschiedene Aspekte aufzugreifen. Zum einen sind Betreibermodelle zu schaffen, die eine Speichernutzung für Systemdienstleistungen dem Speicherbetreiber auch vergüten.

Zum anderen sind standardisierte Schnittstellen einzuführen, die eine externe Ansteuerung der Hausbatteriespeicher erlauben. Durch die KfW-Förderung sind die Hersteller zwar dazu verpflichtet ihre Schnittstelle offen zu legen, aber es ist nicht vorgeschrieben, welche Schnittstelle dies zu sein hat. Damit fehlt eine einheitliche Schnittstelle, was die zentrale Ansteuerung durch einen Netzbetreiber deutlich erschwert. Zudem verfügen die Netzbetreiber über sehr unterschiedliche Kommunikationstechnologien, was eine Ansteuerung selbst bei einheitlicher Schnittstelle nicht flächendeckend garantiert. Das macht klar, dass eine enge Abstimmung von Netzbetreibern und Speicherherstellern in den entsprechenden Gremien notwendig ist. Ferner ist dafür die Implementierung eines Datenmanagementsystems zur Auswertung und Berechnung der eingesetzten Systemdienstleistung notwendig. Der Aufwand dafür ist vor allem bei kleinen Batterieanlagen sehr hoch, weshalb der Aufwand dem Nutzen in einer Wirtschaftlichkeitsprüfung gegenüberzustellen ist und ggf. Bagatellgrenzen sinnvoll sein können.

Da diese zentrale Ansteuerung noch einen erheblichen Abstimmungsaufwand unter den Akteuren und neu zu installierende Informationstechnologie erfordert, ist es ratsam, die dezentrale Selbststeuerung weiter voranzutreiben. Dezentrale Batteriespeicher können darüber durch interne Intelligenz sowohl die Netzfrequenz stützen durch Ausspeichern bei Unterfrequenz und Einspeichern bei Überfrequenz als auch einer lokalen Spannungshaltung. Da dafür ein entsprechender Ladezustand notwendig ist, wird auch hier ein Kompromiss zwischen maximalem Eigenverbrauch und Netzstützung in der Fahrweise erforderlich sein. Entsprechende Vorgaben können in den technischen Anschlussrichtlinien erfolgen.

Für einen eindeutig definierten Speicherbetrieb sind zudem die aktuellen Rechtsgrundlagen anzupassen, denn die aktuelle Rechtsprechung im Stromsektor unterscheidet nur zwischen Verbraucher und Erzeuger, berücksichtigt jedoch die Speicher nicht als eigenständige Einheit. Batteriespeicher werden zurzeit aber sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger angesehen. Die Entflechtung verhindert, dass Netzbetreiber Speicher einsetzen dürfen, da dieser keine Erzeugungseinheiten betreiben darf. Im Rahmen der Netzbetriebsmittel gibt es aber Graubereiche, da dazu z. B. auch Notstromaggregate im MW-Maßstab zählen, die aber nicht für den Stromhandel eingesetzt werden und dennoch Erzeugungseinheiten darstellen.

Batteriespeicher sind für 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit, wenn diese nach dem 04.08.11 errichtet wurden und innerhalb der nächsten 15 Jahre in Betrieb gehen. Sie sind ferner über zwei Wege von der EEG-Umlage befreit. Erstens wenn sie den Strom wieder in dasselbe Netz rückspeisen. Zweitens wenn sowohl eine unmittelbar räumliche Nähe zwischen Letztverbraucher und Erzeugung als auch eine Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher besteht. Die

Stromsteuer kann für Speicherbetreiber entfallen, wenn der Speicher als Teil des Versorgungsnetzes gesehen wird oder wenn der Strom aus erneuerbaren Energien stammt bzw. über eine Direktleitung eingespeichert wird. Bei Anlagen mit einer Leistung kleiner 2 MW und unmittelbarer räumlicher Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch kann der Strom ebenfalls steuerbefreit sein (Pape et al. 2014).

Im Gewerbe ist es unter den aktuellen Rahmenbedingungen zudem attraktiver, auf andere Speicherformen als Batteriespeicher zurückzugreifen. So können Lastmanagement oder der Einsatz von Power-to-Heat mit Wärmespeichern einfacher umgesetzt werden.

5.2 Notwendige Anpassungen der Rahmenbedingungen

Folgende Maßnahmen können den Zielkonflikt zwischen eigenverbrauchsoptimierter und systemdienlicher Fahrweise von Batteriespeichern lösen (s. Abbildung 0.1):

Kommunikation fördern: Batteriespeicher werden heute in Wissenschaft, Energiewirtschaft und Politik mit einigen Vorbehalten gesehen. Einige wenige Akteure bezeichnen sie als „netzschädlich". Sie können jedoch einen stabilisierenden Beitrag zur Dezentralisierung der Energieversorgung leisten, die durch die Energiewende im Gange ist (s. Kap. 4). Batteriespeicher können – richtig eingesetzt – die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze für erneuerbare Energien erhöhen ((Weniger et al. 2015), Fraunhofer ISE 2012). Durch eine verbesserte Kommunikation kann die Bedeutung von Batteriespeichern zur Systemstabilisierung herausgestellt werden. Dafür sind die Chancen eines netzstützenden Speichereinsatzes zu kommunizieren, damit die Vorbehalte gegenüber Batteriespeichern ausgeräumt werden. Des Weiteren sind sowohl den Netz- als auch den Speicherbetreibern die Vorteile und Synergien eines systemdienlichen Speichereinsatzes aufzuzeigen, von denen beide Akteure profitieren.

Technische Regelwerke anpassen: Ein wichtiger Baustein ist die Schaffung von einheitlichen Kommunikationsstandards für dezentrale Einheiten, wie es bei Smart-Metern geplant ist, deren Kosten mit entsprechenden Stückzahlen aus sinken werden (s. Abschnitt 5.1). Zentral für die Etablierung eines systemdienlichen Speicherbetriebs ist die Festlegung einer einheitlichen Schnittstelle, damit eine zentrale Ansteuerung seitens des Verteilnetzbetreibers über die Fernsteuerung erfolgen kann (z. B. durch dynamische Anforderungen). Diese ist durch technische Regelwerke über Normierungsgremien zu standardisieren. Durch die KfW-Förderung haben zwar Batteriesystemanbieter ihre Systeme mit offen gelegten Schnittstellen auszustatten. Diese sind aber von Hersteller zu Hersteller verschieden. Eine Einigung zwischen den Herstellern in Abstimmung mit den Verteilnetzbetreiber ist hier zu erzielen.

Eine dezentrale Selbststeuerung wird bereits durch den FNN-Hinweis vorgegeben und ist sinnvoll, um den Steuerungsaufwand auf Seiten der Verteilnetzbetreiber zu miniminieren. Die technische Anschlussrichtlinie (TAR) für dezentrale Stromspeicher ist unter anderem für die dezentrale Selbststeuerung zu erweitern, damit Batteriespeicher ohne großen technischen und finanziellen Aufwand einen positiven Beitrag zu einer stabilen Stromversorgung leisten können. Dazu gehört auch, dass Batteriespeicher bei Unterfrequenz automatisch einspeichern, bei Überfrequenz ausspeichern, zur Spannungshaltung beitragen und damit insgesamt netzstabilisierend wirken. Die erforderliche Speicherkapazität ist systemintern im Kompromiss zum Eigenverbrauch vorzuhalten.

Zudem ist es sinnvoll, ein Anlagenregister ähnlich den EEG-Anlagen verpflichtend zu erstellen, um auch die nicht KfW-geförderten Batteriespeichersysteme in einer öffentlich zugänglichen Datenbank zu erfassen.

Rechtsrahmen definieren: Batteriespeicher können im netz- und systemdienlichen Betrieb den Netzausbau auf der Niederspannungsebene vermeiden und sind unter besonderen Umständen wirtschaftlicher als der konventionelle Netzausbau (Agora Speicher, 2014). Daher sollten Batteriespeicher für Verteilnetzbetreiber als gleichwertiges Netzbetriebsmittel zur Steigerung der Integration erneuerbarer Energien verwendet und abgerechnet werden dürfen. Ein möglicher Ansatzpunkt ist die Verrechnung des Batteriespeichers innerhalb der Verlustenergiebilanzierung, wobei die Anerkennung als Alternative zum konventionellen Netzausbau in der Regulierung den größeren Hebel darstellt. Darüber könnte über die bestehende KfW-Förderung hinaus langfristig der finanziell notwendige Anreiz geschaffen werden, Hausbatteriespeicher über die eigenen Einsatzzwecke hinaus für Systemdienstleistungen einzusetzen.

In diesem Zusammenhang sind Energiespeicher als eigenständiges viertes Element neben Erzeugung, Verteilung und Verbrauch zu definieren. Mit einer eindeutigen Definition sind Energiespeicher nicht mehr Erzeuger und Verbraucher gleichzeitig, wodurch eine Regelung zur Abgabe der EEG-Umlage, der Stromsteuer und der Netznutzungsentgelte erleichtert würde. Dadurch wird einer möglichen Doppelbelastung durch Netzentgelte für Strombezug und Stromeinspeisung entgegengewirkt.

Neue und alte Märkte öffnen: Batteriespeicher zur reinen Eigenverbrauchsoptimierung sind derzeit nicht wirtschaftlich. Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen kann diese Situation verbessert werden (s. Abschn. 4.2 bis 4.6). Ein zentraler Markt für Systemdienstleistungen ist der Regelleistungsmarkt, den es für Batteriespeicher weiter zu öffnen gilt. Dafür sind die Präqualifikationsbedingungen anzupassen und technologieoffen zu gestalten. Batteriespeicher können schneller als konventionelle Kraftwerke Regel- und Reserveleistung bereitstellen (Toenges 2015). Dieser Vorteil wird derzeit nicht in den Bedingungen berücksichtigt, wäre aber von großem Nutzen, da Situationen mit hohen Gradienten wie zur Sonnenfinsternis im März 2015 zukünftig immer häufiger werden (Jansen et al. 2015). Entsprechende Vorgaben zu Gradienten sollten in die Präqualifikation aufgenommen werden.

Zudem schreibt die Präqualifikation vor, dass jeder Speicher eines virtuellen Kraftwerks zu präqualifizieren ist. Wenn hingegen nur das Gesamtsystem zu präqualifizieren wäre, könnten auch Batteriespeicher aufgenommen werden, die für sich allein die Vorgaben nicht erfüllen. Damit könnte mehr Flexibilität im System genutzt werden.

Wenn Batteriespeicher über ein Pooling am Regelleistungsmarkt teilnehmen, sind sie prinzipiell auch in der Lage an anderen Märkten teilzunehmen. Dafür sind Mechanismen zu entwerfen, wie die einzelnen Dienstleistungen abgerechnet werden können.

Förderung systemdienlich gestalten: Dezentrale Batteriespeicher können sich unter den gegeben Vorzeichen (s. Kap. 2) aus der Nische heraus als Massenmarkt und Standardkomponente im Energiesystem etablieren. Wenn Energiespeicher in Zukunft bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien systemrelevant werden, sollten sie in der Lage sein, die benötigten Dienstleistungen auch zu erbringen.

Daher sind bereits jetzt regulatorische Weichenstellungen auch in der Förderung notwendig. Die bisherigen Ansätze im KfW-Marktanreizprogramm sind ein guter erster Schritt in diese Richtung, der geholfen hat, dass Hersteller der Batteriesysteme z. B. die Schnittstellen offen gelegt haben. Dieser Schritt ist jedoch nicht ausreichend, um das Potenzial von Batteriespeichern zur Systemdienlichkeit zu erschließen.

Eine detaillierte Ausformulierung von Förderkriterien ist nicht Gegenstand dieser Kurzstudie. Zwei mögliche Ansatzpunkte dazu sind:

1. Mögliche zukünftige Förderungen und Marktanreizprogramme für Energiespeicher sollten im Gegensatz zu heute technologieneutral ausgestaltet und nicht nur für eine Speichertechnologie angewandt werden.
2. Für Hausbatteriesysteme sollten über die bestehenden Förderkriterien hinaus die in diesem Kapitel zuvor genannten Punkte integriert (v. a. einheitliche Schnittstelle und dezentrale Selbststeuerung nach entsprechend vorgehender Standardisierung) und ebenso die Punkte der Entwicklung der technischen Anschlussrichtlinien aufgenommen werden.

Darüber hinaus sind zusätzliche Anstrengungen in Forschung und Entwicklung notwendig, um weitere Synergien zwischen Speicher- und Netzbetrieb zu identifizieren, die die Integration erneuerbarer Energien erhöhen und gleichzeitig die Systemstabilität sichern.

6 Abbildungen

Abbildung 0.1: Ergebnisgrafik der FENES-Kurzstudie zu dezentralen Batteriespeichern. Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 1.1: Speicherarten im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer. Die Datenwolken repräsentieren in Deutschland existierende Anlagen im Jahr 2013. Batteriespeicher ordnen sich mit Ausspeicherdauern von Minuten bis Stunden im Segment der Kurzzeitspeicher ein. Quelle: (Sterner und Stadler 2014)

Abbildung 2.1:Entwicklung der Hausbatteriesysteme in Anzahl und Systempreisen aus dem wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm „Solarstromspeicher". Quelle: nach (Kairies et al. 2015) und Schätzung des BSW.

Abbildung 2.2: Zwei Beispiele von am Markt erhältlichen Hausbatteriespeichern; links Sonnenbatterie eco 4.5 mit 4,5 kWh (3,5 kWh nutzbar bei 80% DOD) und 2,5 kW Leistung, rechts FENECON PRO Hybrid 9-10 mit 10 kWh (8,5 kWh nutzbar bei 85% DOD) und 3*3 kVA Leistung,. Quelle: Sonnenbatterie GmbH, 2015 und FENECON GmbH & Co. KG, 2015.

Abbildung 2.3: Innenansicht des Batteriekraftwerkes der WEMAG/Younicos AG auf Basis von Lithium-Ionen-Akkus in Schwerin, Mecklenburg-Vorpommern. Quelle: (Toenges 2015).

Abbildung 4.1: Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern zur Integration erneuerbarer Energien ins Stromsystem und Einschätzung ihrer technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Abbildung 4.2: Vier unterschiedliche Fahrweisen von Batteriespeichern im Vergleich. Das direkte Laden (1) ist nicht per se netz- oder systemdienlich. Das verzögerte Laden (3) und das „Peak-Shaving" ist ein erster Schritt Richtung Netz- und Systemdienlichkeit und das prognosebasierte Laden (4) ist eine solide Basis für einen systemdienlichen Speicherbetrieb. Quellen: (Kairies et al. 2015; BINE Informationsdienst 2015; Rehtanz, Christian et al. 2014; Goldbeck 2015).

Abbildung 4.3: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien im Bereich der Spannungshaltung und Spannungsqualität. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Abbildung 4.4: Beispielhafte Worst-Case-Situation durch volle Einspeisung ohne Verbrauch (Auslegungsfall) in einem gemischten Niederspannungsnetz [Rot] und zulässiges Spannungsband [hellgrün] innerhalb dessen die Spannung über die volle Stranglänge bleiben muss. Durch Wirkleistungsbezug kann Einfluss auf den Spannungsverlauf genommen werden. Die notwendige Speicherleistung nimmt dabei zum Strangende hin ab. Durch Zubau eines zu großen Speichers an ungünstiger Position (z.B. zu nah am Netzknotenpunkt) [braun] kann das Spannungsband durch den Speichereinsatz verletzt werden. Ist der Batteriespeicher richtig dimensioniert aber ungünstig positioniert [hellblau] entstehen ggf. Mehrkosten durch einen zu großen Batteriespeicher. Ist jedem Einspeiser ein Speicher zugeordnet [dunkelblau], ergibt sich ein stetiger Spannungsverlauf. Ein Batteriespeicher am Strangende [dunkelgrün] kann ebenfalls die Spannung im geforderten Bereich halten. Quelle: eigene Grafik nach (Dalisson 2015).

Abbildung 4.5: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihres Beitrages zur Netzbetriebsführung. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Abbildung 4.6: Zeitlicher Ablauf der Regelenergiebereitstellung im Stromsystem nach einer Frequenzabweichung..

Abbildung 4.7: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien im Bereich der Frequenzhaltung bzw. Regelenergiebereitstellung. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Abbildung 4.8: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihres Beitrages zu Versorgungssicherheit und Versorgungswiederaufbau. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

Abbildung 4.9: Technische und wirtschaftliche Einschätzung der Anwendung verschiedener Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihres möglichen Einsatzes im Erzeugungsausgleich an den Strommärkten. Quelle: nach (Sterner und Stadler 2014).

7 Anhang: Wichtigste Anbieter im Batteriemarkt

Tabelle 7-1 listet die wichtigsten Anbieter im Batteriemarkt für Batterien und verwandte Produkte sowie ihre Dienstleistungen in alphabetischer Reihenfolge.

Tabelle 7-1: Übersicht Batteriesystemanbieter. Quellen: (pv magazine 2015), (PhotovoltaikWeb 2015b), (PhotovoltaikWeb 2015a).

Batteriesystem-anbieter	Zelltyp	Entlade-leistung In kW	Nutzbare Kapazität in kWh	Verwandte Produkte und Dienstleistungen
ads-tec	Li	20- 1,3 MW	20- ≥600	• Dynamische/statische Begrenzung der Abnahmeleistung aus dem öffentlichen Netz • Dyn./stat. Begrenzung der Einspeiseleistung ins Öffentliche Netz • Eigenverbrauchsoptimierung • Autarkiegewährleistung • USV und Inselfunktion • f-, U-, Q-Kompensation • Strombank/Quartiersspeicher • PRL und SRL • P-/E-seitg Skalierbare Systeme
Akasol	Li NMC	12-16,4	4-22	• Schulungen/Vorstellung des Systems • Installationsschulungen • Frei skalierbare Batteriesysteme für Elektromobilität
Alpha-Ess	Li	3-5	4	• USV
ASD Sonnenspeicher	LiFePo	4-12	3,8-10,7	• USV
AutarcTech	LiFeYPO4		3,5-5,6	
Bosch Power Tec	Li, LiFePo	k.A.	3-10,5	• Schulungen • Finanzierungsangebote • Fernüberwachung/Monitoring von PV-Speicher-Anlagen • PV-Anlagen
Bosch Stationary Energy Storage	Li, Vana-dium-Redox-Flow	6- 2,3 MW	18,6- 3,4 MWh	• Großanlagen bis 3,4 MWh • Fernüberwachung • Eigenverbrauchsoptimierung • Monitoring • Teilnahme an Strommärkten • 2nd-Life-Nutzung
BYD/Fenecon	LiFePo	3-9	4-17	• Anlagen bis 40 kWh • Netzstabilisierungskonzepte/ USV • Energie-Management-Systeme zur Optimierung Verbrauch/Erzeugung
CentroSolar	Pb-S, Li	3-10,5	7,4-14,8	• Hoppecke Pb-Zellen
CRESS	k.A.	k.A.	2,5	k.A.
Durion Energy	Li	8-1000	9-896	• Finanzierungs- und Versicherungsangebote • Netzstabilisierung durch Ortsnetzspeicher • Elektromobilität • Inselbetrieb

E3/DC	Li	1,5-3	4	• Ladetechnik für Elektromobilität • Virtuelle Großspeicherkonzepte/Strom-netzdienstleistungen
Energy 3000	Pb-S		bis 57	• Kombinierter PV-Speicher mit Stromtankstelle
ET SolarPower	LiFePo	2,6-24	4,4-43,8	• Fernüberwachung
FIAMM	Pb-Gel		3,6-14,4	k.A.
Frankensolar	Pb-Gel	4,6	7,4-43,6	• PV-Systeme
Fischer	Li, Pb	4,6-7,5		• USV • Überwachung und Steuerung
Fronius	LiFePo	3-5		• Energiemanagement • USV/Smart Grid • Anlagenüberwachung
Gespa	Lipo	4,5-12	5,8-21,8	• USV • Elektromobilität/Ladesäulen • Klein-Wind- und Wasseranlagen
Gildemeister				k.A.
Hoppecke				• Batterierecycling • Online-Monitoring
IBC Solar	Pb-Gel, Li	4,6	4-8,1	• Gesamtanlagen (PV/DC-AC/Regler) • Monitoring
KACO	Li	3,3-5	1,2-6	
Knubix	LiFePo	4-7,5	4,4-8,8	• USV
Kostal	Pb-Gel	2,7	3,2	(mit Hoppecke-Speicher)
Leclanché	Li	3,2	3,2	• Netzstabilisierung • Diesel-Hybrid-Antriebe für Arbeitsmaschinen • Knopfzellen & Akkus
Litron	LiFePo	2-3,5	3	• Speicher-Steuerung
MSTE Solar	Li	1,5	3,2-5,4	• Speicher-Steuerung
Nedap Energy Systems		3-5		
Neovoltaic	Li-Fe	1,5-2,5	5-20	• Aktive Steuerung des Energiehaushaltes im Haushaltsbereich • USV-Funktion
Peus Solar	LiFePo	6-18,5	8,2-40,96	
REFUenergy	LiFePo	3-44	2,4-22	• USV • On/Off-Grid • Hybrid-Versionen mit BHKW
REM	LiFePo	1,8	4-6/30	
Rusol	LiFePo	1-3,5	3-9,2	• Montage und Beratung
RWE	Pb, Li	2,4-43,3	2-13,5	
Saft	Li-Ion (NCA)	7,6 kW – 1,6 MW	4 kWh – 1 MWh	• Entwicklung, Herstellung • Batteriemanagementsysteme • Wartung/Service über ges. Lebensdauer • Monitoring • Recycling
Samsung SDI	Li		ab 5,8	• Zellhersteller • Speichersysteme bis in den MW-Bereich • Frequenzhaltung

Senec.ies / Deutsche Energiever-sorgung	Pb flüssig	2,5-7,5	8-30	• Virtuelle Großspeicherkonzepte für Regelleistungsmarkt
Sia	LiFePo	1-6	3,1-23,2	• Onlinewartung/Fernauswertung
SiG Solar	Li, Pb	1,5-15	3,6-20,16	• USV • Monitoring und Wartung • Elektromobilität
SMA	Li	4,6-18	2	(integriert oder Kombination mit Speicherherstellern)
Smart Energysystems	Pb-S, Pb-Gel, Li, NiFe	4,6-65	6,4-450	• USV • Inselfähigkeit nachrüstbar
Solar World	Li, Pb-Gel	1,8-2,8	5-11,6	• Gesamtanlagenkonzepte • Steuerung & Überwachung • PV-Komplettanlagen
Solutronic Energy	LiFePo	2,5	2,5	• Energiemanagementsysteme • Schulungen & Reparatur
Sonnenbatterie	LiFePo	3-10,5	3,2-43,3	• Schulungen • Virtuelle Großspeicher • Regelenergie durch Schwarmsteuerung • Fernüberwachung • Netzdienliche Ladung druch Fernüberwachung
Speicherkraft Energiesysteme	LiFePo, Pb-Gel	7,5-15	3,5-11,2	
SPower	Pb-Gel	3,3	11,3	• USV • Solarthermie
SUN-TS	Pb-Gel	5-30	5,5-11	• USV/Off-Grid Systeme
TRITEC	Pb-Gel		4,9-11,6	(Kombination: SMA, Hoppecke)
VARTA Storage	Li	1-4	2,5-12,4	•
WEMAG	Li	4,2		• USV • Ökoenergielieferant • Großspeicheranlagen
WINAICO Deutschland	LiPo	4,5-12	5,8-21,8	• USV • PV-Systeme
Younicos	NaS, Li, Vana-dium-Redox-Flow			• MW-Anlagen zur Netzstabilisierung / Primärregelleistung • USV/Inselsysteme • Beratung und Systemintegration • Laborforschung • Schlüsselfertige Batteriekraftwerke

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie. Unter Mitarbeit von Michael Sterner, Martin Thema, Fabian Eckert, Albert Moser, Andreas Schäfer, Tim Drees et al. Hg. v. Agora Energiewende. ef.Ruhr; FENES; IAEW; ISEA. Berlin (050/10-S-2014/DE).

Andreesen Viegas, Matthias (2015): Netzverträglichkeit. Netzstabilität als Grundpfeiler der Versorgungssicherheit. TÜV Süd AG. München. Online verfügbar unter http://www.tuev-sued.de/anlagen-bau-industrietechnik/branchenloesungen/energie/erneuerbare-energien/netzvertraeglichkeit.

BINE Informationsdienst (2015): Akkus im Niederspannungsnetz für mehr PV-Erträge. Hg. v. FIZ Karlsruhe - Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. BINE Informationsdienst. Online verfügbar unter http://www.bine.info/newsuebersicht/news/akkus-im-niederspannungsnetz-fuer-mehr-pv-energie/.

BSW (2015): Inanspruchnahme Speicherförderung. Berlin, März 2015. mündliche Mitteilung an FENES.

Callman, Greg (2015): Tesla Stationary Storage: Tools for the Electrical Grid. Energy Storage Europe 2015. Tesla Motor Inc. Messe Düsseldorf. Düsseldorf, 09.03.2015.

Dalisson, Nils (2015): Erbringung von Systemdienstleistungen durch Energiespeicher in Niederspannungsnetzen. Master Thesis. Ostbayerische Technische Hochschule (OTH), Regensburg. Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES).

Deutscher Bundestag (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014). Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_2014_140721_2.pdf.

Echternacht, David (2015): Stromspeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE-ETG). Frankfurt, 20.03.2015.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (Hg.) (2014): Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. FNN-Hinweis. Berlin.

Fraunhofer ISE (2012): AP2: Effekte und Auswirkungen im Verteilnetz. Abschätzung und Einordnung von energiewirtschaftlichen, ökonomischen Abschätzung und Einordnung von energiewirtschaftlichen, ökonomischen und anderen Effekten bei der Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Foliensammlung zu AP2. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg, 08.11.2012.

Frost; Sullivan (2011): European UPS Market.

Fuchs, G.; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, D.U. (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potential und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smar Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen. Aachen. Online verfügbar unter http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf.

Goldbeck, Joachim (2015): Auf die richtige Speicherung kommt es an. Sonnenstrom zeitversetzt nutzen entlastet Stromnetze. Hg. v. BSW-Solar. Berlin. Online verfügbar unter www.solarwirtschaft.de.

Goldie-Scot, Logan (2015): 2015 Global Energy Storage Market Overview. Energy Storage Europe. Energy Storage Europe VDE Financial Dialogue. Bloomberg New Energy Finance. Düsseldorf, 11.03.2015.

Hummel, Patrick; Houchois, Philippe; Dewhurst, Joe; Gandolfi, Alberto (2014): Global Utilities, Auto & Chemicals. Will solar, batteries and electric cars re-shape the electric system? Unter Mitarbeit von Stephen Hunt, David Lesne, Stephen Oldfield, David Leitch, Julien Dumoulin-Smith, Thomas Gilbert et al. Hg. v. UBS.

Jansen, Malte; Richts, Christoph; Gerhardt, Norman; Lenck, Thorsten; Heddrich, Marie-Louise (2015): Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte. Eine Studie im Auftrag des BEE e.V. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE). Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel; Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Bochum. Online verfügbar unter http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20150216BEE_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf.

Kairies, Kai-Philipp; Magnor, Dirk; Sauer, Dirk Uwe (2015): Wissenschaftliches mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. WMEP PV-Speicher. International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen. Eurosolar. Düsseldorf, 10.02.2015.

Kays, Jan; Seack, André; Haebler, J.; Rehtanz, Christian (2014): Evaluation of Storage Systems in Distribution Networks by Means of an Agent Based Simusation System. Hg. v. Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC`14). Wroclaw.

Marcel Morf (2015): GridSense. Steuert Energie intelligent. Hg. v. Alpiq. Zürich. Online verfügbar unter http://www.alpiq-intec.ch/energie-effizienz/smarte-technologien/gridsense/anwendungen/gridsense-applications.jsp.

Pape, Carsten; Gerhardt, N.; Härtel, Philipp; Scholz, Angela; Schwinn, Rainer; Drees, Tim et al. (2014): Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Kurzzusammenfassung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht. Kassel.

PhotovoltaikWeb (2015a): Übersicht Lithium Akkus. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen/ac-lithium.html.

PhotovoltaikWeb (2015b): Übersicht zu Blei Akkus inkl. Leistungsdaten und Preisen. Herstellerübersicht. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen/ac-blei.html.

pv magazine (2015): Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen. pv magazine Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/produktdaten-2014/, zuletzt aktualisiert am 02/2015.

Rehtanz, Christian et al. (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. dena. Deutsche Eenrgie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

Saint-Drenan, Yves-Marie; Oehsen, Amany von; Gerhardt, Norman; Sterner, Michael; Bofinger, Stefan; Rohrig, Kurt (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. Abschlussbericht. Hg. v. Bundesverband

Erneuerbare Energien e.V. (BEE). Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel. Berlin. Online verfügbar unter http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/09.12_IWES_Dynamische_Simulation/09.12_IWES_Dynamische_Simulation_der_Stromversorgung.pdf.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer Vieweg.

Toenges, Karl-Heinz (2015): Business Case Battery. How Storage Works for Commercial and Industrial Sites. Energy Storage Europe 2015. Younicos AG. Messe Düsseldorf. Düsseldorf, 11.03.2015.

Weniger, Johannes; Bergner, Joseph, Tjaden, Tjarko; Kretzer, Johannes; Schnorr, Felix; Quaschning, Volker (2015): Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme. Hg. v. 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz. Hoschschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin. Bad Staffelstein.