

Schill, Wolf-Peter; Diekmann, Jochen; Zerrahn, Alexander

Article

Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Schill, Wolf-Peter; Diekmann, Jochen; Zerrahn, Alexander (2015) : Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 82, Iss. 10, pp. 195-205

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/108865>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende

Von Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann und Alexander Zerrahn

Die Energiewende erfordert eine höhere Flexibilität im Stromsystem. Unterschiedliche Arten von Stromspeichern können hierzu beitragen, wobei sie in Konkurrenz zu anderen erzeugungs- und nachfrageseitigen Optionen stehen. Kurzfristig ist der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien in Deutschland ohne größeren Zubau von Stromspeichern möglich. Der längerfristige Speicherbedarf ist jedoch stark kontextabhängig und deshalb schwer prognostizierbar. Eine modellbasierte Analyse zeigt, dass der Stromspeicherbedarf bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien stark ansteigt, insbesondere wenn andere Flexibilitätspotenziale nur in geringerem Maße erschlossen werden. Falls Optionen wie die bedarfsgerechte Verstromung von Biomasse, die Flexibilisierung der Nachfrageseite oder die Beiträge des Auslands zur Integration erneuerbarer Energien sich ungünstiger entwickeln als heute häufig angenommen, sind zusätzliche Stromspeicher längerfristig erforderlich und wirtschaftlich vorteilhaft. Daher ist die Unterstützung der Entwicklung von Stromspeichern ein sinnvolles Element einer vorsorgenden Politik zur Absicherung der Energiewende. Die Politik sollte vor allem durch eine weiterhin breit angelegte Forschungsförderung auf technologische Fortschritte und Kostensenkungen bei Stromspeichern hinwirken. Gleichzeitig sollte ein unverzerrter Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Anwendungsbereichen, wie zum Beispiel im Regelleistungsmarkt, ermöglicht werden.

Die Bundesregierung hat sich ambitionierte langfristige Ziele für die Nutzung erneuerbarer Energien gesetzt. Im Strombereich sollen bis zum Jahr 2030 rund 50 Prozent und bis zum Jahr 2050 mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.¹ Dies erfordert einen weiteren erheblichen Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten insbesondere von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, deren Erzeugungsmöglichkeiten wetterbedingten, tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen unterliegen.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine wachsende Bedeutung von Stromspeichern plausibel, da sie zum Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage beitragen können. Mehrere aktuelle Studien deuten allerdings darauf hin, dass sich kurz- bis mittelfristig nur in bestimmten Nischen ein Bedarf an zusätzlichen Stromspeichern ergibt.

Im Rahmen eines dreijährigen Forschungsprojekts wurden am DIW Berlin Modellanalysen zu Bedarf und Marktwirkungen von Stromspeichern durchgeführt.² In diesem Bericht werden Teilergebnisse insbesondere zum langfristigen Speicherbedarf und zur Rolle der Politik bei der weiteren Unterstützung von Stromspeichern vorgestellt.

Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien erhöht den Flexibilitätsbedarf

Sowohl zeitlich als auch räumlich müssen Stromangebot und Stromnachfrage jederzeit in Einklang gebracht

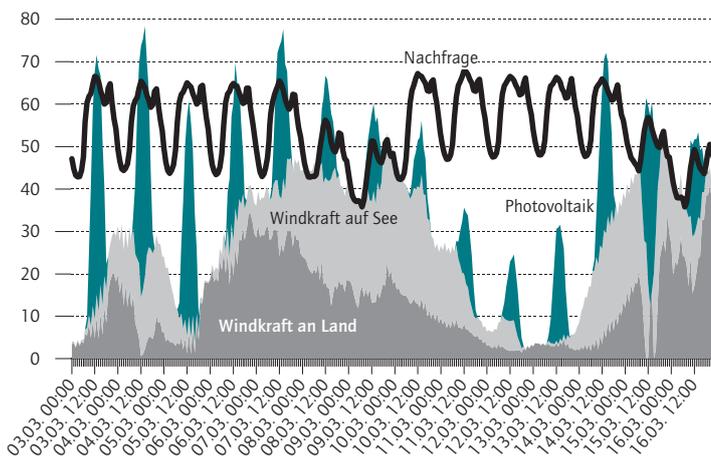
¹ Vgl. §1 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Bundesgesetzblatt, 24. Juli 2014.

² Das Forschungsprojekt „Stromspeicher als zentrales Element der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien (Storage for Renewable Energy Sources – StoRES)“ wurde zunächst vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und später vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert, FKZ 0325314. Die Projektergebnisse sind auf der Homepage des DIW Berlin erhältlich: <http://tinyurl.com/stores-publications>.

Abbildung 1

Stromnachfrage und -angebot aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen bei einem Gesamtanteil erneuerbarer Energien von 80 Prozent

In Gigawatt



Die Abbildung zeigt exemplarisch zwei Wochen einer Simulation, basierend auf deutschen Einspeise- und Lastzeitreihen des Jahres 2013.

Die Residuallast entspricht der Differenz zwischen der Stromnachfrage und dem Stromangebot aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Quelle: Berechnungen von Zerrahn und Schill (2015), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Die Residuallast fluktuiert stark und kann auch negativ werden.

werden.³ Die verstärkte Nutzung von fluktuierenden erneuerbaren Energien führt dabei zu einem steigenden Flexibilitätsbedarf im Stromsystem. Es stellt sich die Herausforderung, die nach Abzug der Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen noch verbleibende Stromnachfrage (Residuallast) durch andere Stromerzeugung zu befriedigen. Abbildung 1 illustriert dies an einem stilisierten Beispiel für ein Stromsystem mit einem Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von 80 Prozent, basierend auf deutschen Einspeise- und Lastzeitreihen von 2013.⁴ Die Stromerzeugung aus Windkraft unterliegt typischerweise anderen Schwankungen als die aus Photovoltaik. Innerhalb kurzer Zeit kann es

³ Vgl. Schill, W.-P. (2013a): Systemintegration erneuerbarer Energien: Die Rolle von Speichern für die Energiewende. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 82 (3), 61–88. <http://dx.doi.org/10.3790/vjh.82.3.61>. Neben dem zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Stromerzeugung und Stromnachfrage besteht außerdem ein Bedarf an Systemdienstleistungen zur Wahrung der Sicherheit des Stromsystems, beispielsweise die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung.

⁴ In der Analyse wurde vereinfachend angenommen, dass die Stromnachfrage sich nicht verändert. Außerdem wurden die stündlichen Einspeisezeitreihen der deutschen Windkraft- und Photovoltaikanlagen des Jahres 2013 linear skaliert. Dabei werden Effekte, die zu einer Glättung der künftigen Profile beitragen können, nicht berücksichtigt, insbesondere Änderungen der geographischen Verteilung und der technischen Auslegung der Anlagen. Somit dürften die Schwankungen der Residuallast tendenziell überschätzt werden.

abwechselnd zu temporären Stromüberschüssen und zu Situationen mit hoher Residuallast kommen.

Darüber hinaus müssen kurzfristige Abweichungen der tatsächlichen Stromerzeugung gegenüber den am Strommarkt am Vortag erstellten Prognosen in Echtzeit ausgeglichen werden. Dies wird in der Praxis durch die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung organisiert. Des Weiteren ist ein räumlicher Ausgleich erforderlich, da erneuerbare Stromerzeugung und Stromnachfrage in Deutschland in der Regel auch räumlich unterschiedlich verteilt sind.⁵

Grundsätzlich müssen in jedem Stromsystem – unabhängig vom Anteil erneuerbarer Energien – Angebot und Nachfrage jederzeit ausgeglichen werden. Im Kontext der deutschen Energiewende nimmt der Bedarf an Flexibilität zu, wobei die genaue Entwicklung stark vom künftigen Kraftwerkspark und der Größe des Ausgleichsverbunds abhängt. Ein im Rahmen der Energiewende neuer Flexibilitätsaspekt ist die Aufnahme und spätere Verwendung von temporären Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energien. Die Relevanz solcher Stromüberschüsse dürfte in Deutschland, auch vor dem Hintergrund des voranschreitenden Netzausbaus, jedoch noch längere Zeit gering bleiben.⁶

Während der Flexibilitätsbedarf steigt, nehmen gleichzeitig die bisherigen Ausgleichsmöglichkeiten ab. Insbesondere gehen die Kapazitäten regelbarer fossiler Kraftwerke zurück, mit denen bisher bedarfsgerecht Strom erzeugt und Regelleistung bereitgestellt wurde.

Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen

Verschiedene Arten von Stromspeichern können Beiträge zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem leisten. Wesentliches Merkmal von Stromspeichern ist, dass sie Elektrizität aus dem Netz oder direkt von einer Erzeugungsanlage aufnehmen und sie zeitversetzt wieder in das Netz oder direkt an einen Stromverbraucher abgeben. Dabei sind gewisse Verluste unvermeidbar, so dass immer weniger Strom zurückgespeist wird, als vorher aufgenommen worden ist. Pumpspeicher sind bisher die kostengünstigsten großtechnischen Stromspeicher.⁷ Sie ermöglichen die Ver-

⁵ Vgl. Egerer, J., Gerbaulet, C. et al. (2014): Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets. DIW Data Documentation 72.

⁶ Vgl. Schill, W.-P. (2013b): Integration von Wind- und Solarenergie: flexibles Stromsystem verringert Überschüsse. DIW Wochenbericht Nr. 34/2013, 3–14.

⁷ Dies gilt insbesondere für Länder wie Deutschland, die über keine nennenswerten Kapazitäten von Wasserreservoirs verfügen, die sich durch natürlichen Zufluss wieder selbst befüllen.

schiebung größerer Strommengen über längere Zeiträume. In Deutschland sind derzeit Pumpspeicher mit einer Leistung von über sechs Gigawatt (GW) installiert; hinzu kommen weitere drei GW, die auch direkt mit dem deutschen Übertragungsnetz verbunden sind, sich aber in Luxemburg und Österreich befinden (Tabelle 1). Derzeit bestehen in Deutschland konkrete Planungen für neue Pumpspeicher in der Größenordnung von rund fünf GW. In den letzten Jahren gab es hierzu jedoch keine Investitionsentscheidungen.⁸

Stromspeicher lassen sich auf verschiedene Arten kategorisieren:

- nach der zwischengespeicherten Energieform: beispielsweise mechanische, elektrochemische (Batterien) oder chemische Stromspeicher;
- nach der Entladedauer (Verhältnis von Energiespeicherkapazität und Stromerzeugungsleistung): Kurzzeit-, Mittelfrist- und Langzeitspeicher, die Entladedauern im Bereich von Sekunden bis Minuten, Stunden oder auch Tagen bis Wochen aufweisen können;
- nach Einsatzzweck und Netzebene: beispielsweise netzbezogene zentrale Speicher oder dezentrale Speicher für lokale Anwendungsbereiche.

Demnach können beispielsweise die bisher vorherrschenden Pumpspeicher als mechanische, netzbezogene Mittelfristspeicher charakterisiert werden.

Weitere Möglichkeiten zur Erhöhung der Flexibilität

Neben Stromspeichern im engeren Sinne (*Power-to-Power*) gibt es viele weitere erzeugungs- und nachfragegeseitige Flexibilitätsoptionen, die zum Teil ähnliche Funktionen übernehmen und dadurch einen flexiblen Ausgleich von Angebot und Nachfrage unterstützen können (Tabelle 2).⁹ Deshalb ist der Stromspeicherbedarf grundsätzlich immer kleiner als der Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems.¹⁰ Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im engeren Sinne kann also nur im Vergleich zu den konkurrierenden Flexibilitätsoptionen

Tabelle 1

Bestehende und geplante Pumpspeicher im deutschen Übertragungsnetz

Kraftwerksname	Bundesland/Ausland	Kommerzielle Inbetriebnahme	Nennleistung in MW
Bestehende Pumpspeicher			
PSW Vianden	Luxemburg	1962-1975, 2014	1291
Goldisthal	Thüringen	2003-2004	1052
Markersbach	Sachsen	1980	1045
Wehr	Baden-Württemberg	1975	910
Kopswerk I & II	Österreich	1968, 2008	772
Waldeck 1 & 2	Hessen	1931, 1974	623
Rodundwerk I & II	Österreich	1943, 2012	493
Hohenwarte 1 & 2	Thüringen	1959, 1966	378
Säckingen	Baden-Württemberg	1966	360
KW Kühltai	Österreich	1981	289
Lünerseewerk	Österreich	1957	238
Erzhäusen	Niedersachsen	1964	220
Witznau	Baden-Württemberg	1943	220
PSW Langenprozelten	Bayern	1974	164
Happurg	Bayern	1958	160
Koepchenwerk	Nordrhein-Westfalen	1989	153
Kraftwerk Waldshut	Baden-Württemberg	1951	150
Pumpspeicherwerk Rönkhausen	Nordrhein-Westfalen	1969	138
Geesthacht	Schleswig-Holstein	1958	119
Häusern	Baden-Württemberg	1931	100
PSKW Reisach	Bayern	1955	99
Leitzach 1 & 2	Bayern	1960, 1983	99
Pumpspeicherkraftwerk Glems	Baden-Württemberg	1964	90
Bleiloch	Thüringen	1932	80
Wendefurth	Sachsen-Anhalt	1967	80
Rudolf-Fettweis-Werk (Forbach)	Baden-Württemberg	1926	43
Niederwartha	Sachsen	1957	40
PSKW Tanzmühle	Bayern	1959	28
Sonstige	-	-	2
Summe Bestand			9435
In Planung befindliche Pumpspeicher			
Atdorf	Baden-Württemberg	k. A.	1400
Schmalwasser	Thüringen	ab 2025	1000
Jochberg / Walchensee	Bayern	k. A.	700
Nethe / Höxter	Nordrhein-Westfalen	ab 2022	390
Jochenstein / Energiespeicher Riedl	Bayern	2018	300
Heimbach	Rheinland-Pfalz	2019	300
Schweich	Rheinland-Pfalz	2019/20	300
Forbach (Erweiterung)	Baden-Württemberg	k. A.	200
Blautal	Baden-Württemberg	k. A.	60
Summe Planung			4650

Planungen laut BDEW: Es gibt mehrere weitere Pumpspeicherprojekte, die nicht in der BDEW-Liste enthalten sind.

Quellen: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 29.10.2014 und BDEW-Kraftwerksliste vom 7. April 2014.

© DIW Berlin 2015

Bei den in Planung befindlichen Pumpspeichern sind noch keine Investitionsentscheidungen getroffen worden.

analysiert werden, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

Funktionale Stromspeicher (ebenfalls *Power-to-Power*) wirken im Stromsystem so, als würde Strom zunächst

⁸ Vgl. BDEW-Kraftwerksliste vom 7. April 2014 sowie Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 29.10.2014. In Luxemburg und Österreich wurden dagegen in den vergangenen Jahren Investitionsentscheidungen bei Pumpspeichern getroffen.

⁹ Vgl. Schill, W.-P. (2013a), a. a. O. sowie insbesondere Anlage 2 von BDEW (2013): Einschätzungen und Empfehlungen zu zukünftigen strommarktrelevanten Anforderungen an Flexibilität. Diskussionspapier. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Berlin, 20. November 2013.

¹⁰ Vgl. Sterner, M., Stadler, I. (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg.

Tabelle 2

Stromspeicher im engeren Sinne und weitere Flexibilitätsoptionen

Kategorie	Beispiele
Stromspeicher im engeren Sinne (Power-to-Power)	<ul style="list-style-type: none"> Mechanische, elektrochemische, chemische Stromspeicher
Funktionale Stromspeicher (Power-to-Power)	<ul style="list-style-type: none"> Lastverschiebung Indirekte Wasserspeicherung Flexibilisierung KWK und Biomasse
Andere erzeugungs- oder nachfrageseitige Optionen (X-to-Power)	<ul style="list-style-type: none"> Flexible thermische Kraftwerke Bedarfsgerechte Einspeisung erneuerbarer Energien Temporärer Lastverzicht / Lastabwurf
Neue flexible Lasten (Power-to-X)	<ul style="list-style-type: none"> Power-to-Heat Power-to-Mobility Power-to-Gas (ohne Rückverstromung)
Netzseitige Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> Netzausbau und -optimierung Leistungselektronik

Quellen: Schill (2013a), a. a. O., eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2015

Neben Stromspeichern im engeren Sinne gibt es vielfältige weitere Flexibilitätsoptionen.

eingespeichert und später wieder ausgespeichert. Dazu gehören die zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage, eine angepasste Bewirtschaftung von Wasserkraft-Reservoirs (indirekte Wasserspeicherung) und die Flexibilisierung des Betriebs von Biomasseanlagen oder Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Weitere erzeugungs- oder nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen (*X-to-Power*) zielen auf eine bedarfsgerechte Stromerzeugung ab oder entfalten im System eine ähnliche Wirkung. Dazu gehören flexible konventionelle Kraftwerke, die bedarfsgerechtere Einspeisung erneuerbarer Energien sowie ein temporärer Lastverzicht.

Darüber hinaus gibt es Flexibilitätsoptionen, die eine flexible Nutzung von Strom in anderen Anwendungsbereichen ermöglichen (*Power-to-X*), beispielsweise im Wärme- oder Verkehrsbereich¹¹ (*Power-to-Heat*, *Power-to-Mobility*) oder die Erzeugung chemischer Energieträger (*Power-to-Gas* ohne Rückverstromung). Langfristig dürften diese Technologien an Bedeutung gewinnen, da sie eine indirekte Nutzung von erneuerbaren Energien ermöglichen und so einen Beitrag zu Treibhausgasminderungen im Wärme-, Verkehrs- oder Industriebereich leisten können. Dabei könnte insbesondere die Erzeugung von Wasserstoff durch erneuerbaren Strom in Zukunft eine wichtige Rolle spielen.

Neben diesen unterschiedlichen Formen von Energiespeichern gibt es verschiedene netzbezogene Flexibilitätsoptionen wie Netzschaltungen, Netzausbauten und -optimierungen sowie den Einsatz von Leistungselektronik.

Eine weitere Option zur Flexibilisierung ist die Stärkung des europäischen Ausgleichsverbands, also bessere Austauschmöglichkeiten mit den Nachbarländern. So können zum Beispiel länderübergreifend die kostengünstigsten regelbaren Kraftwerke genutzt werden, um kurzfristige Schwankungen im Stromangebot auszugleichen.

Stromspeicher können vielfältig eingesetzt werden

Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen können in vielfältigen Anwendungsbereichen und Marktsegmenten eingesetzt werden, beispielsweise im Großhandelsmarkt und in den Regelleistungsmärkten. Darüber hinaus gibt es dezentrale Anwendungen, die von einzelwirtschaftlichen Optimierungen unter gegebenen institutionellen Rahmenbedingungen getrieben werden, beispielsweise für den Selbstverbrauch aus dezentraler photovoltaischer Stromerzeugung.¹²

Aus Sicht des gesamten Stromsystems gibt es vier wichtige Anwendungsbereiche von Stromspeichern:

- **Arbitrage:** Die zeitliche Verschiebung von Energie zur Nutzung von Strompreisdifferenzen am Großhandelsmarkt. Dadurch sinken die Systemkosten, da Stromerzeugung in Hochlastphasen mit hohen variablen Kosten teilweise durch solche in Schwachlastphasen mit geringeren variablen Kosten ersetzt werden kann.
- **Bereitstellung gesicherter Leistung:** Stromspeicher können einen Beitrag zur Spitzenlastdeckung leisten und andere Spitzenerzeugungskapazitäten somit zumindest teilweise ersetzen.
- **Bereitstellung von Regelleistung sowie weiteren Systemdienstleistungen** (wie Spannungshaltung oder Schwarzstartfähigkeit).
- **Management von Netzengpässen:** Dies wird im deutschen Strommarkt in Form des sogenannten Redispatch organisiert.¹³ Grundsätzlich können Stromspeicher dazu beitragen, den Ausbau von Übertragungs- oder Verteilnetzen zu verringern.

¹² Daneben bestehen weitere Nischenanwendungen, beispielsweise die unterbrechungsfreie Stromversorgung oder Inselnetzanwendungen. In diesem Wochenbericht stehen jedoch Speicheranwendungen im Verbundnetz im Vordergrund.

¹³ Vgl. Egerer, J. et al. (2015): Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preizonen für Deutschland sind keine Lösung. DIW Wochenbericht Nr. 9/2015, 183-190.

¹¹ Vgl. hierzu auch den anderen Beitrag in dieser Ausgabe: Schill, W.-P., Gerbaulet, C., Kasten, P. (2015): Elektromobilität in Deutschland: CO₂-Bilanz hängt vom Ladestrom ab. DIW Wochenbericht Nr. 10/2015, 207-215.

Somit kann Stromspeichern in Abhängigkeit von den Anwendungsbereichen ein Arbitragewert, ein Kapazitätswert, ein Systemdienstleistungswert und ein netzbezogener Wert zugeordnet werden.

Aktuelle Studien zum Speicherbedarf kommen zu uneinheitlichen Ergebnissen

Die Frage des künftigen Stromspeicherbedarfs in Deutschland kann grundsätzlich nur kontextabhängig beantwortet werden. Die erforderliche Speicherkapazität hängt nicht nur von den betrachteten Anwendungsbereichen, sondern auch vom konventionellen und regenerativen Kraftwerkspark, der Größe des Ausgleichsverbands, der Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen und nicht zuletzt den Speicherkosten ab. Im Folgenden werden die Ergebnisse von drei aktuellen Studien für Deutschland skizziert. Dabei wird der Speicherbedarf grundsätzlich definiert im Sinne einer volkswirtschaftlich effizienten Speicherkapazität im Kontext anderer Flexibilitätsoptionen.

In der VDE-Speicherstudie¹⁴ wird der Bedarf an Kurz- sowie Langzeitspeichern für verschiedene Anteile erneuerbarer Energien mit einem Kraftwerkseinsatzmodell untersucht.¹⁵ Während bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 40 Prozent kein weiterer Speicherzubau in Deutschland erforderlich ist, wären bei einem Anteil von 80 Prozent 14 GW Kurz- und 18 GW Langzeitspeicher vorteilhaft; bei einem Anteil von 100 Prozent steigen diese Werte stark auf bis zu 36 GW Kurz- und 68 GW Langzeitspeicher. Dabei wird jedoch von vielen der oben genannten Flexibilitätsoptionen abstrahiert, insbesondere von einem europäischen Stromaustausch sowie nachfrageseitigen Optionen. Insofern dürfte der Speicherbedarf überschätzt werden.

In der Studie „Roadmap Speicher“¹⁶ wird der mittel- und langfristige Stromspeicherbedarf mit mehrstufigen Kraftwerkseinsatzmodellen simuliert, wobei in der langen Frist auch eine Teiloptimierung der europäischen Kraftwerkskapazitäten erfolgt. Bei Anteilen erneuer-

barer Energien am Stromverbrauch von unter 70 Prozent werden gegenüber dem angenommenen Bestand an Pumpspeichern¹⁷ keine zusätzlichen Stromspeicher benötigt. Bei einem Anteil von 88 Prozent ergibt sich ein zusätzlicher Speicherbedarf zwischen 0 und rund 20 GW in Deutschland, je nach angenommener Verfügbarkeit von solarthermischen Stromimporten, nachfrageseitigen Verschiebemöglichkeiten und anderen Flexibilitätsoptionen. Dabei werden nur Kurzzeitspeicher benötigt. Im Unterschied zur VDE-Studie wird ein umfangreicher europäischer Ausgleich berücksichtigt, wobei die angenommenen Anteile erneuerbarer Energien in den Nachbarländern niedriger liegen als in Deutschland. Zudem wird von einer sehr weitgehenden Flexibilisierung der Stromnachfrage ausgegangen.

Eine der „Roadmap Speicher“ methodisch verwandte, von der Agora Energiewende beauftragte Studie¹⁸ kommt zu ähnlichen Ergebnissen. Demnach werden bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien von 60 Prozent grundsätzlich keine zusätzlichen Stromspeicher benötigt, lediglich bei optimistischer Speicherkostenentwicklung und geringer Flexibilität des übrigen Systems kann ein geringfügiger Ausbau von Langzeitspeichern erforderlich sein. Erst bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 90 Prozent werden zusätzliche Stromspeicher in nennenswertem Umfang benötigt. Ein Speicherzubau von sieben GW Kurzzeit- und 16 GW Langzeitspeichern führt hier zu den größten Kosteneinsparungen.

Grundsätzlich fokussieren sich die genannten Studien auf den Arbitragewert von Stromspeichern, während weitere Systemnutzen von Speichern in der VDE-Studie nicht und in den beiden anderen Studien nur teilweise berücksichtigt werden. Dadurch kann es zu einer systematischen Unterschätzung des Werts von Stromspeichern kommen. Die gemeinsame Aussage der genannten Untersuchungen ist, dass aus Systemsicht kurz- und mittelfristig kein zusätzlicher Ausbau von Stromspeichern erforderlich ist.¹⁹ Bei den langfristigen Simulationen zeigt sich hingegen ein recht uneinheitliches Bild, insbesondere abhängig von der Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen.

¹⁴ ETG-Task Force Energiespeicherung (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt am Main, Juni 2012.

¹⁵ Ein ähnlicher Modellrahmen wurde für eine Untersuchung des maximalen Speicherbedarfs zur Aufnahme von Stromüberschüssen in Deutschland verwendet, vgl. Schill, W.-P. (2014): Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. Energy Policy, 73, 65–79. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.032>

¹⁶ Pape, C. et al. (2014): Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Endbericht. Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltenergierecht. November 2014.

¹⁷ In den Szenarien mit Anteilen erneuerbarer Energien unter 70 Prozent wird in Deutschland eine bestehende Pumpspeicherleistung von 8,3 GW angenommen; im 88 Prozent-Szenario sind es 8,9 GW. Daneben wird in allen Szenarien der bestehende luxemburgische Pumpspeicher Vianden mit einer Kapazität von 1,3 GW berücksichtigt.

¹⁸ Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. September 2014.

¹⁹ Zu diesem Ergebnis kommt auch eine Modellanalyse, die die Interaktionen von Investitionen in Stromspeicher, Gaskraftwerke und den Netzausbau in Deutschland untersucht. Vgl. Egerer, J., Schill, W.-P. (2014): Power System Transformation toward Renewables: Investment Scenarios for Germany. Economics of Energy and Environmental Policy, 3 (2), 29–43. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.3.2.jege>

Kasten

Ein Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell zur Untersuchung des langfristigen Speicherbedarfs

Im Rahmen des StoRES-Projekts wurde am DIW Berlin ein neues Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell entwickelt.¹ Die Entscheidungsvariablen des Modells beinhalten nicht nur den Einsatz verschiedener Technologien, sondern auch die jeweils installierten Kapazitäten. Das Modell folgt einem sogenannten Greenfield-Ansatz, bei dem von existierenden Kapazitäten abstrahiert und ein optimiertes Gesamtsystem bestimmt wird. Somit wird eine sehr langfristige Modellperspektive eingenommen, die ungefähr dem Jahr 2050 entspricht. In diesem stilisierten Modellrahmen wird der Außenhandel mit Strom nicht explizit abgebildet.

Die Zielfunktion besteht in der Minimierung der Investitions-, Fix- und variablen Erzeugungskosten erneuerbarer und konventioneller Technologien. Hierzu werden für aggregierte Technologien annuierte spezifische Investitionen angenommen. Die variablen Erzeugungskosten konventioneller Technologien werden aus Brennstoffkosten, CO₂-Kosten sowie technischen Parametern typischer Anlagen ermittelt.

Das Modell wird in stündlicher Auflösung für ein ganzes Jahr gelöst. In jeder Stunde muss die erzeugte Strommenge der nachgefragten Last entsprechen. Weitere Nebenbedingungen betreffen die Nutzung von Speichern und nachfrageseitigen Maßnahmen zur zeitlichen Verschiebung von Last und Stromerzeugung sowie die Bereitstellung von Regelleistung in Abhängigkeit von der Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Es werden Mindestanteile erneuerbarer Energien zwischen 70 und 100 Prozent vorgegeben. Das Modellergbnis stellt somit den kostenminimalen Kraftwerkspark und -einsatz in einem künftigen Stromsystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien dar.

¹ Für eine detaillierte Darstellung siehe Zerrahn, A., Schill, W.-P. (2015): A greenfield model to evaluate long-run power storage requirements for high shares of renewables. DIW Discussion Papers 1457 (im Erscheinen).

In seiner Basisvariante enthält das Modell drei verschiedene Speichertechnologien, die sich anhand ihrer spezifischen Investitionen in Energiespeicherkapazität und Stromerzeugungsleistung und der Wirkungsgrade unterscheiden: ein Kurzzeitspeicher, der an Lithium-Ionen-Batterien angelehnt ist, ein mittelfristiger Speicher, angelehnt an Pumpspeicher, und ein Langzeitspeicher, angelehnt an Power-to-Gas mit anschließender Rückverstromung. Alle technischen und ökonomischen Speicherparameter sind Zukunftserwartungen der Studie „Roadmap Speicher“ entnommen.² Als weitere Flexibilitätsoption sind mehrere Demand-Side-Management-Technologien berücksichtigt, sowohl zur Lastverschiebung als auch zur Lastreduktion.

Die Datenbasis des Modells ist lose kalibriert an Parameter des deutschen Stromsystems: Die stündlichen Last-, Windkraft- und Photovoltaik-Einspeiseprofile beruhen auf Zeitreihen des Basisjahres 2013. Des Weiteren werden einige Potenzialrestriktionen angenommen: Der Ausbau von Windenergie auf See ist auf 32 GW begrenzt, die Energiespeicherkapazität von Pumpspeichern auf 300 GWh und die jährlich für die Stromerzeugung verfügbare Energie der Biomasse auf 60 TWh. Für Demand-Side-Management sind die Potentiale auf gut zehn GW für Lastreduktionen und gut sieben GW für Lastverschiebung limitiert. Investitionen in Kernenergie sind nicht vorgesehen. Es wird ein CO₂-Preis von 100 Euro pro Tonne angenommen.

Für Sensitivitätsrechnungen werden verschiedene Abweichungen zu den Basisannahmen des Modells untersucht, unter anderem im Hinblick auf die Kosten verschiedener Speichertypen, die Bereitstellung von Regelleistung sowie die Potentiale der Nachfrageflexibilität, des Ausbaus von Windkraft auf See und der Biomasseleistung.

² Pape, C. et al. (2014), a. a. O.

Sensitivitätsrechnungen zeigen: Langfristig kann der Speicherbedarf stark steigen

Am DIW Berlin wurde im Rahmen des StoRES-Projekts ein Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell entwickelt und zur Analyse des langfristigen Stromspeicherbedarfs eingesetzt (Kasten). Dabei werden alle Stromerzeugungskapazitäten als Entscheidungsvariablen im Modell bestimmt. Der Zeithorizont entspricht dabei ungefähr dem Jahr 2050. Neben dem Großhandelsbereich werden auch Vorhaltung und Abruf von Regelleistung berücksichtigt. Somit kann nicht nur der Arbitragewert von Strom-

speichern, sondern auch ihr Kapazitätswert und ihr Beitrag zur Regelleistungsbereitstellung abgebildet werden.

Unter Basisannahmen (vgl. Kasten) ergibt sich ein Strommix, der weitgehend auf Photovoltaik sowie Windkraft an Land und auf See basiert. Bei steigenden Mindestanteilen erneuerbarer Energien sinkt der Anteil von Gaskraftwerken am Stromverbrauch, während gleichzeitig Speicher an Bedeutung gewinnen (Abbildung 2). Hinter diesen sich nur wenig verändernden Strommengenanteilen verbergen sich in den Szenarien mit Anteilen von 90 und 100 Prozent stark wachsende installierte Leistungen. So

steigt die Stromspeicherleistung von zehn GW im 70-Prozent-Szenario auf knapp 22 GW im 90-Prozent-Szenario und 34 GW im 100-Prozent-Szenario (Abbildung 3). Somit wäre für eine Vollversorgung erneuerbarer Energien im untersuchten Szenario eine mehr als dreimal so große Speicherleistung erforderlich, als derzeit an Pumpspeichern im deutschen Verbundnetz installiert ist.

In den 90- und 100-Prozent-Fällen haben Mittelfristspeicher bei Weitem den größten Anteil. Langzeitspeicher werden nur bei einer komplett erneuerbaren Stromversorgung und auch dort nur in geringem Umfang benötigt.²⁰ Auch im Fall einer angenommenen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien wird der Flexibilitätsbedarf im Modell nicht komplett durch Stromspeicher, sondern auch durch andere Optionen erbracht, insbesondere durch einen überproportionalen Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Kombination mit einer zeitweisen Abregelung, nachfrageseitigen Maßnahmen sowie einer starken Überdimensionierung der Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse.²¹

Sensitivitätsrechnungen erlauben es, die Auswirkungen abweichender Annahmen auf den Speicherbedarf zu illustrieren (Abbildung 4). Könnte beispielsweise keine Biomasse genutzt werden, würde sich der Stromspeicherbedarf deutlich erhöhen. Gleiches gilt, falls die Windkraft auf See nicht genutzt werden könnte, da dann ein vermehrter Ausbau der stärker schwankenden Stromerzeugung aus Photovoltaik erforderlich wäre. Können die in der Basisvariante angenommenen nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen nicht erschlossen werden, erhöht sich der Speicherbedarf ebenfalls deutlich. Eine Verdopplung der nachfrageseitigen Flexibilitätspotenziale führt umgekehrt zur Verringerung des Speicherbedarfs, wenn auch Stromspeicher und nachfrageseitige Maßnahmen keine perfekten Substitute sind. Wird keine Bereitstellung von Regelleistung gefordert, sinkt der Bedarf an Kurzzeitspeichern, während er bei doppelten Regelleistungsanforderungen stark steigt. Dementsprechend unterschätzen Modelle, die von Regelleistung abstrahieren, insbesondere den Bedarf an Kurzzeitspeichern. Halbieren sich annahmegemäß die

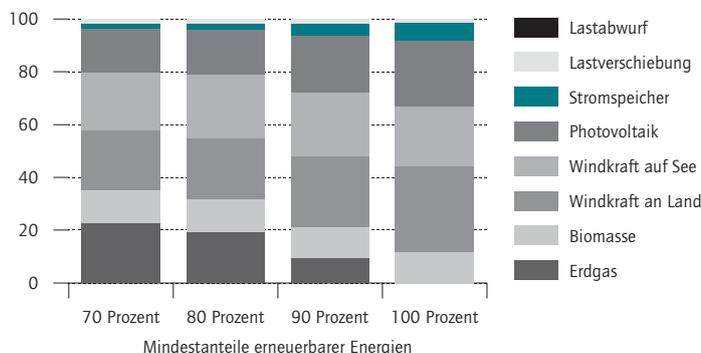
²⁰ Im Fall einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ergibt sich allerdings unter der abweichenden Annahme, dass keine Biomasse für die Stromerzeugung verfügbar ist, ein sehr starker Anstieg des Langzeitspeicherbedarfs auf ungefähr 30 GW.

²¹ Dies führt aufgrund eines vorgegebenen Biomassebudgets zu einer deutlichen Senkung der durchschnittlichen Auslastung dieser Anlagen. In die gleiche Richtung wirken auch die im Rahmen des EEG durch die Flexibilitätsprämie gesetzten Anreize. Vgl. Rohrig, K., Diekmann, J. et al. (2011): Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan: Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Bericht zum Projekt „Weiterentwicklung und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des Integrationsbonus nach § 64 Abs. 1.6 EEG“ im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Abbildung 2

Deckung des Strombedarfs im Basisszenario der Langfristsimulation

Anteile in Prozent



Quelle: Zerrahn und Schill (2015), a. a. O.

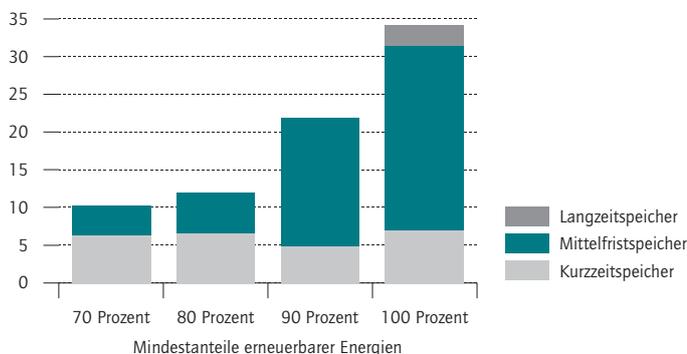
© DIW Berlin 2015

Windkraft und Photovoltaik spielen in der Langfristsimulation eine tragende Rolle.

Abbildung 3

Stromspeicherkapazitäten im Basisszenario der Langfristsimulation

Installierte Leistungen in Gigawatt



Quelle: Zerrahn und Schill (2015), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Steigt der Gesamtanteil erneuerbarer Energien von 70 auf 100 Prozent, steigt der Speicherbedarf auf mehr als das Dreifache.

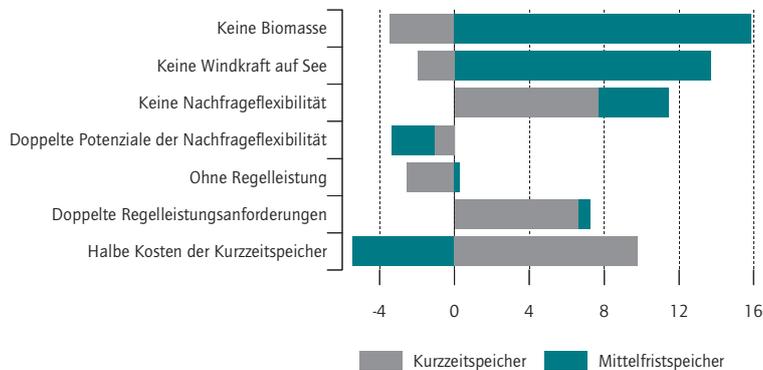
spezifischen Investitionskosten, so wirkt sich dies bei den Kurzzeitspeichern sehr deutlich aus, nicht jedoch bei den Langzeitspeichern, die auch dann den anderen Flexibilitätsoptionen kostenmäßig unterlegen sind. Die Modellergebnisse verdeutlichen somit, dass die Bewertung des künftigen Stromspeicherbedarfs wesentlich von verschiedenen Faktoren abhängt, deren Entwicklung aus heutiger Sicht starken Unsicherheiten unterliegt.

Im Hinblick auf die ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung und die großen Herausforderungen außerhalb des Strombereichs könnte es erforderlich werden, schneller als bisher geplant sehr hohe Anteile von

Abbildung 4

Stromspeicherkapazitäten in verschiedenen Sensitivitätsanalysen

Änderungen gegenüber dem Basisszenario in Gigawatt



Dargestellt sind die Abweichungen der Speicherkapazitäten gegenüber dem Basisszenario für einen Gesamtanteil erneuerbarer Energien von 80 Prozent.

Quelle: Zerrahn und Schill (2015), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Der Speicherbedarf hängt stark von der Entwicklung verschiedener Randbedingungen ab.

Strom aus erneuerbarer Energien zu erreichen. In diesem Fall könnten Investitionen in Stromspeicher deutlich früher erforderlich werden.

Politische Unterstützung für Stromspeicher

Die Politik kann die Entwicklung und Anwendung von Stromspeichern auf verschiedene Arten beeinflussen. Dazu gehört insbesondere die Förderung von Forschung und Entwicklung, um auf höhere Wirkungsgrade, geringere Kosten und eine bessere Umweltverträglichkeit hinzuwirken und dadurch heute noch nicht kommerziell verfügbare Stromspeichertechnologien zur Marktreife zu bringen. Daneben kann durch Setzung geeigneter Rahmenbedingungen auf einen fairen Wettbewerb zwischen Stromspeichern und anderen Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Anwendungsbereichen hingewirkt werden. Soweit sinnvoll kann darüber hinaus auch die Erprobung, Demonstration und Markteinführung von Speichertechnologien finanziell gefördert werden.

Bund verstärkt Engagement für Forschung und Entwicklung

Auf Bundesebene wurde die Forschung, Entwicklung und Demonstration von Strom- und anderen Energiespeichern in den letzten Jahren verstärkt gefördert. Seit dem Jahr 2005 wurden im Rahmen der Forschungsförderung verschiedener Bundesministerien rund 380 Einzelprojekte zu unterschiedlichen Speichertechnologien unterstützt, davon knapp 200 im Bereich der Strom-

speicher.²² Die gesamte Fördersumme belief sich auf knapp 280 Millionen Euro (davon gut 170 für Stromspeicher), dies sind knapp sechs Prozent der gesamten energiebezogenen Projektförderung des Bundes in diesem Zeitraum.

Zuletzt ist die Forschungsförderung für Speicher deutlich gestiegen. So erhöhte sich im Jahr 2013 der Mittelabfluss der Projektförderung des Bundes für Energiespeicher gegenüber dem Vorjahr von 39 auf 61 Millionen Euro.²³ Im Jahr 2013 entsprach dies knapp acht Prozent des gesamten Mittelabflusses der Energieforschung. Der Schwerpunkt lag dabei auf elektrochemischen Speichern (Batterien) und der Grundlagenforschung (Abbildung 5). Daneben ist auch der Mittelabfluss der Projektförderung des Bundes für Brennstoffzellen und Wasserstoff, ein technologisch mit Langzeitstromspeichern sich überlappenden Bereich, 2013 auf knapp 25 gegenüber rund 19 Millionen Euro im Vorjahr gestiegen.

Die Förderung der Speicherforschung ist durch die im Jahr 2011 aufgelegte „Forschungsinitiative Energiespeicher“ verstärkt worden, in der die Speicherforschung des Bundes gebündelt wurde.²⁴ Sie hat insgesamt ein Fördervolumen von 200 Millionen Euro, das in einer ersten Phase bis 2014 bereitgestellt wurde. Gefördert werden neben der Entwicklung von Stromspeichern auch stoffliche und thermische Energiespeicher sowie übergeordnete Themen der Speicherforschung.

Einen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen ermöglichen

Die Politik kann durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen darauf hinwirken, dass Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen in einem fairen Wettbewerb konkurrieren können. Dazu gehören insbesondere ein diskriminierungsfreier Zugang zu allen relevanten Teilssegmenten des Strommarkts und gegebenenfalls eine angepasste Definition von Marktprodukten.

Beispielsweise profitieren Stromspeicher im Großhandelsmarkt von volatilen Strompreisen. Eine Dämpfung der Preisvolatilität oder eine Kappung von Spitzenpreisen, beispielsweise durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen, kann sich ungünstig auf die Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern auswirken. Bei einer möglichen Einführung von Kapazitätsmechanismen

²² Die Angaben basieren auf einer aktuellen Auswertung des Förderkatalogs des Bundes vom Januar 2015 (abgerufen am 12.01.2015). Analysiert wurden Projekte, deren Projektbeginn zwischen Anfang 2005 und Ende 2014 liegt. <http://foerderportal.bund.de/foekat>.

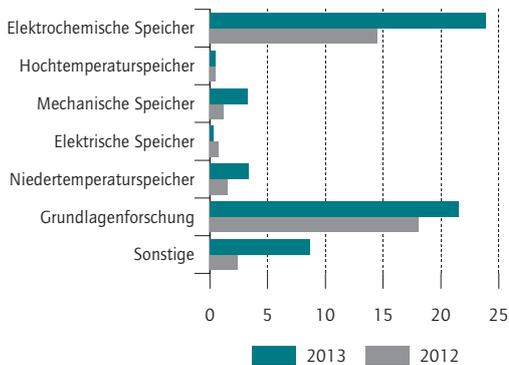
²³ BMWi (2014): Bundesbericht Energieforschung 2014. Forschungsförderung für die Energiewende. Berlin, Juli 2014.

²⁴ <http://forschung-energiespeicher.info>.

Abbildung 5

Mittelabfluss der Forschungsförderung des Bundes für Energiespeicherprojekte

In Millionen Euro



Grundlagenforschung einschließlich anderer Programme.

Quelle: BMWi (2014), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Die Forschungsförderung hat 2013 insbesondere bei Batteriespeichern stark zugenommen.

müsste zudem durch eine entsprechende Präqualifikation sichergestellt werden, dass Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen nicht benachteiligt werden.²⁵ Dies dürfte in der Praxis eine große Herausforderung darstellen. Nicht zuletzt sollte auch der Regelleistungsmarkt in Hinblick auf Gebotsgrößen, Ausschreibungszeitpunkte und Erbringungszeiträume so ausgestaltet werden, dass speicher- oder nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen nicht benachteiligt werden.²⁶

Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen können so angepasst werden, dass verschiedene Flexibilitätsoptionen in einen fairen Wettbewerb treten können, beispielsweise in Hinblick auf den Netzanschluss, die Netzentgelte, die EEG-Umlage oder die Stromsteuer. Die Bundesregierung hat selektive Regelungen für einzelne Speichertechnologien erlassen. Beispielsweise wurden neue Stromspeicher befristet für einen Zeitraum von 20 Jahren von der Zahlung von Netzentgelten befreit.²⁷ Für Power-to-Gas-Technologien wurden einzelne Strom- und Gasnetzentgeltbefreiungen erlassen. Zudem

²⁵ Vgl. Nicolosi, M. (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Endbericht, Stand 2. Juli 2014.

²⁶ Vgl. insbesondere Kapitel 4.1 in BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin, Oktober 2014.

²⁷ Vgl. § 118 des Energiewirtschaftsgesetzes, zuletzt geändert am 21.7.2014. Die Befreiung gilt für nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Stromspeicher, die ab 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, zudem für Pumpspeicher, deren Pump- oder Turbinenleistung um mindestens 7,5 Prozent oder deren Energiespeicherkapazität um mindestens 5 Prozent erhöht wurde.

wurden Pumpspeicher von der Stromsteuer befreit.²⁸ Insgesamt wird der derzeitige Rechtsrahmen für Flexibilitätsoptionen jedoch noch als uneinheitlich eingeschätzt, wobei es auch Verzerrungen zu Gunsten einzelner Stromspeichertechnologien gibt.²⁹

Finanzielle Förderung für Photovoltaik-Batteriespeicher

Neben der Förderung von Forschung und Entwicklung und der Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen kann die Politik grundsätzlich auch die Markteinführung von Speichern in bestimmten Anwendungsbereichen finanziell fördern. Derzeit unterstützt die Bundesregierung im Rahmen eines von 2013 bis 2015 befristeten Förderprogramms die Installation dezentraler Batteriespeicher in Kopplung mit neuen beziehungsweise seit Anfang 2013 errichteten Photovoltaikanlagen. Im Rahmen des entsprechenden KfW-Programms 275 werden ein zinsgünstiger Kredit und ein Tilgungszuschuss in Höhe von 30 Prozent der förderfähigen Kosten des Batteriespeichersystems gewährt.³⁰ Bei einem maximalen Fördersatz von 600 beziehungsweise 660 Euro pro Kilowatt (Peak) ergibt sich beispielsweise für eine Photovoltaikanlage mit fünf kW ein Zuschuss in der Größenordnung von 3 000 Euro. Es gelten gewisse Fördervoraussetzungen, beispielsweise eine dauerhafte Begrenzung der Netzeinspeisung auf 60 Prozent der Leistung der Photovoltaikanlage. Dadurch soll ein zumindest teilweise netzdienlicher Betrieb der Batteriespeicher angeregt werden.

Aktuellen Angaben der KfW zufolge wurden von Mai 2013 bis Ende 2014 8291 Anlagen mit einer Darlehenszusage von 134 Millionen Euro gefördert (Tabelle 3). Die Tilgungszuschüsse machen jedoch nur einen Teil der Darlehenszusagen aus, so dass das tatsächliche Fördervolumen geringer ist. Der Anteil an den insgesamt in den Jahren 2013 und 2014 in Deutschland in Betrieb genommenen Photovoltaikanlagen liegt bei knapp fünf Prozent.³¹ Unter der Annahme, dass typische Batteriesysteme Speicherleistungen von ungefähr fünf bis zehn kW aufweisen, ergibt sich eine gesamte Leistung der geförderten Batteriespeicher in der Größenordnung von 0,1 GW, was im Vergleich zu den installierten Pumpspeichern (vgl. Tabelle 1) noch sehr gering ist.

²⁸ Vgl. § 12 der Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (StromStV), zuletzt geändert am 24.7.2013.

²⁹ Vgl. hierzu ausführlich Kapitel 8 in Pape, C. et al. (2014), a. a. O.

³⁰ Vgl. KfW (2015): Merkblatt Erneuerbare Energien: KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“. Stand 01/2015.

³¹ Laut Angaben der Bundesnetzagentur wurden in den Jahren 2013 und 2014 insgesamt 184 179 PV-Anlagen mit einer Leistung bis 30 kW in Betrieb genommen (Anlagenmeldungen). Hinzu kommen Solarstromspeicher, die ohne KfW-Förderung installiert wurden.

Tabelle 3

Förderzusagen für Photovoltaik-Batteriespeicher

	2013 (ab Mai)		2014		Summe	
	Anzahl geförderter Maßnahmen	Darlehenszusagen in Mio Euro	Anzahl geförderter Maßnahmen	Darlehenszusagen in Mio Euro	Anzahl geförderter Maßnahmen	Darlehenszusagen in Mio Euro
Ergänzung eines Speichers an bestehende PV-Anlagen	201	2	690	7	891	9
Errichtung neuer PV-Anlagen mit Speicher	2529	43	4871	82	7400	125
Insgesamt	2730	45	5561	89	8291	134

Quelle: KfW-Förderreport 2014 vom Februar 2015.

© DIW Berlin 2015

Bis Ende 2014 wurden insgesamt 8 291 Batteriespeichersysteme an Photovoltaikanlagen gefördert.

Eine Entscheidung über eine eventuelle Weiterführung der Photovoltaik-Batteriespeicherförderung ist noch offen. Sie erfordert eine detaillierte Abwägung von Kosten und Nutzen. Den Kosten, die mit den bisher noch recht hohen Preisen für Batteriespeicher verbunden sind, stehen mögliche Erfahrungswerte und Lernerfolge bei Installation und Betrieb dezentraler Batteriespeicher gegenüber, insbesondere in Hinblick auf einen systemdienlichen Speichereinsatz. Dementsprechend sollten die im Speicherförderprogramm gemachten Erfahrungen gründlich evaluiert werden.³²

Fazit und politische Schlussfolgerungen

Die Energiewende führt im Stromsystem zu einem steigenden Flexibilitätsbedarf. Unterschiedliche Arten von Stromspeichern können in verschiedenen Anwendungsbereichen hierzu grundsätzlich Beiträge leisten. Daneben bestehen vielfältige weitere erzeugungs-, nachfrage- und netzseitige Flexibilitätsoptionen, die zum Teil in Konkurrenz zu Stromspeichern stehen.

Die Frage des künftigen Stromspeicherbedarfs erweist sich als stark kontextabhängig. Verschiedene Studien und eigene Berechnungen kommen unter der Annahme, dass andere erzeugungs- oder nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen zumindest teilweise erschlossen werden können, zum Ergebnis, dass der Ausbau von Stromspeichern aus System Sicht kurz- und mittelfristig keinen Engpass für die Energiewende darstellt. Das heißt, dass der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zunächst ohne größeren Zubau von Stromspeichern möglich ist. Längerfristig ergibt sich aufgrund vielfältiger Unsicherheitsfaktoren hingegen ein uneinheitliches Bild des Speicherbedarfs.

Grundsätzlich tendieren viele Modellanalysen dazu, den gesamten Systemnutzen von Stromspeichern zu unterschätzen, wenn nicht alle relevanten Wertbeiträge zum Gesamtsystem berücksichtigt werden.

Eine aktuelle Analyse des DIW Berlin berücksichtigt neben dem Arbitragewert von Speichern auch deren Beiträge zur Bereitstellung von Regelleistung und gesicherter Erzeugungskapazität. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass der Stromspeicherbedarf bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien stark steigen kann. Darüber hinaus würde der Speicherbedarf weiter ansteigen, wenn beispielsweise die relativ gleichmäßige Stromerzeugung in Windkraftanlagen auf See oder die Potenziale der Nachfrageflexibilität nicht erschlossen werden könnten.

Über die künftige Entwicklung der Kosten und Potenziale verschiedener nachfrage- oder erzeugungsseitiger Flexibilitätsoptionen bestehen derzeit noch fundamentale Unsicherheiten. Falls Optionen wie die bedarfsgerechte Verstromung von Erdgas und Biomasse, die Flexibilisierung der Nachfrageseite oder die Beiträge des Auslands zur Integration erneuerbarer Energien sich ungünstiger entwickeln sollten als heute häufig angenommen, werden zusätzliche Stromspeicher längerfristig erforderlich und wirtschaftlich vorteilhaft. Darüber hinaus hängt die künftige Rolle von Stromspeichern wesentlich von möglichen Kostensenkungen ab. Daher ist die Unterstützung von Stromspeichern ein sinnvolles Element einer vorsorgenden Politik zur Absicherung der Energiewende.

Im Hinblick auf die ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung und die großen Herausforderungen in anderen Sektoren könnte es auch erforderlich werden, im Strombereich schneller als bisher geplant sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien zu erreichen. Darum könnten Investitionen in Stromspeicher deutlich

³² Dazu wird derzeit von der RWTH Aachen ein „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher“ durchgeführt, das im April 2016 abgeschlossen werden soll.

früher erforderlich werden, als es in aktuellen Modellrechnungen simuliert wurde.

Vor diesem Hintergrund sollte die Politik vor allem durch eine weiterhin breit angelegte Forschungsförde-

rung auf technologische Fortschritte und Kostensenkungen bei Stromspeichern hinwirken und gleichzeitig einen unverzerrten Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Anwendungsbereichen ermöglichen.

WolfPeter Schill ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | wschill@diw.de

Jochen Diekmann ist Stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | jdiekmann@diw.de

Alexander Zerrahn ist Doktorand in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | azerrahn@diw.de

POWER STORAGE: AN IMPORTANT OPTION FOR THE GERMAN ENERGY TRANSITION

Abstract: The German energy transition makes it necessary to increase flexibility in the electricity system. Different forms of power storage may play a part in this, yet there is competition with other options on the production or demand side. In the short term, the further expansion of electricity generation from fluctuating renewables will be possible in Germany without additional power storage facilities. In the longer term, however, storage requirements will depend strongly on specific circumstances and are therefore difficult to predict. A model-based analysis shows that requirements for power storage rise sharply when the share of renewable energies is very high, particularly if other potential sources of flexibility are less developed. If options such as flexible generation of electricity from biomass, the enhancement of demand-

side flexibility, or cross-border contributions to integrating renewable energies develop less favorably than is frequently assumed today, then additional electricity storage facilities will be required and economically beneficial in the long term. For this reason, supporting the development of power storage will be a useful component of a policy designed to safeguard the energy transition for the future. Policy-makers should aim for technological progress and cost reduction in power storage, primarily by means of continued and broad-based support for research and development. At the same time, it should enable a level playing field for competition among the flexibility options in the various areas of application, for example on the control reserve market.

JEL: Q42, Q47, Q48

Keywords: Power storage, renewable energy, Germany



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
82. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Dr. Kati Krähnert
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Dr. Claudia Lambert
Marie Kristin Marten
Dr. Anika Rasner
Dr. WolfPeter Schill

Lektorat

Dr. Uwe Kunert
Dr. Sebastian Schwenen

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.