

Speicher und Elektrofahrzeuge im Stromsystem



Bericht von Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann und Alexander Zerrahn

Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende 195

Interview mit Wolf-Peter Schill

»Breit angelegte Förderung von Forschung und Entwicklung bei Stromspeichern weiterhin notwendig« 206

Bericht von Wolf-Peter Schill, Clemens Gerbaulet und Peter Kasten

Elektromobilität in Deutschland:
CO₂-Bilanz hängt vom Ladestrom ab 207

Am aktuellen Rand Kommentar von Alexander Kritikos

Warum der Reformprozess in Griechenland unter Aufsicht der Troika gescheitert ist 216



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
4. März 2015

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. Wolf-Peter 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.



Der DIW Wochenbericht wirft einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Er richtet sich an die Medien sowie an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

Standard-Abo: 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand).

Studenten-Abo: 49,90 Euro.

Probe-Abo: 14,90 Euro für sechs Hefte.

Bestellungen richten Sie bitte an leserservice@diw.de oder den DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg; Tel. (01806) 14 00 50 25, 20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz, 60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz. Abbestellungen von Abonnements spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

NEWSLETTER DES DIW BERLIN



Der DIW Newsletter liefert Ihnen wöchentlich auf Ihre Interessen zugeschnittene Informationen zu Forschungsergebnissen, Publikationen, Nachrichten und Veranstaltungen des Instituts: Wählen Sie bei der Anmeldung die Themen und Formate aus, die Sie interessieren. Ihre Auswahl können Sie jederzeit ändern, oder den Newsletter abbestellen. Nutzen Sie hierfür bitte den entsprechenden Link am Ende des Newsletters.

>> Hier Newsletter des DIW Berlin abonnieren: www.diw.de/newsletter

DIW WOCHENBERICHT IN DER PRESSE

Spätestens Mitte 2016 muss eine Reform der Erbschaftsteuer in Kraft treten, hat das Bundesverfassungsgericht im vergangenen Dezember gefordert. Am Ende könnten die Länder mehr als doppelt so viel Steuer einnehmen als bisher – zumindest wenn die Vorstellungen von Stefan Bach vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) realisiert würden: Nach seiner Rechnung könnten sie mittelfristig bis zu 13 Milliarden Euro pro Jahr kassieren. 2014 waren es nur 5,3 Milliarden Euro. Voraussetzung: Die Verschonungsregeln für Familienunternehmen werden deutlich eingeschränkt. **Südwest Presse u. a., 21.02.2015, über den DIW-Vorschlag zur Reform der Erbschaftsteuer (WB 7/2015)**

Familien mit geringem Einkommen müssen einen höheren Anteil ihres Haushaltseinkommens für die Bildung ihrer Kinder ausgeben. Das belegt eine Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW). Die Wissenschaftler haben herausgefunden, dass Familien, wenn sie denn in die Bildung ihrer Kinder investieren, im unteren Einkommensbereich dafür etwa 4,4 Prozent ihres Haushaltseinkommens aufwenden. In den oberen Einkommensgruppen liegt der Anteil der Bildungsausgaben hingegen nur bei 3,4 Prozent.

Der Spiegel, 14.02.2015, über die DIW-Studie „Private Bildungsausgaben für Kinder: Einkommensschwache Familien sind relativ stärker belastet“ (WB 8/2015)

Das DIW Berlin spricht sich klar gegen zwei Preiszonen am deutschen Strommarkt aus. Es sei zu befürchten, dass die Einführung von zwei Preiszonen die Marktliquidität senke und die Marktunsicherheit erhöhe, heißt es seitens des Wirtschaftsforschungsinstituts. Stattdessen empfehlen sie die Prüfung einer gezielten engpassorientierten Preisbildung für das gesamte deutsche Stromsystem über ein sogenanntes Nodalpreissystem. Dabei handelt es sich um ein marktbasierendes Engpassmanagement, das gleichzeitig den Kraftwerkseinsatz zentral steuern und die Betriebskosten des Stromsystems „erheblich reduzieren“ würde.

Euwid Neue Energien (Online), 27.02.2015, über die DIW-Studie „Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung“ (WB 9/2015)

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

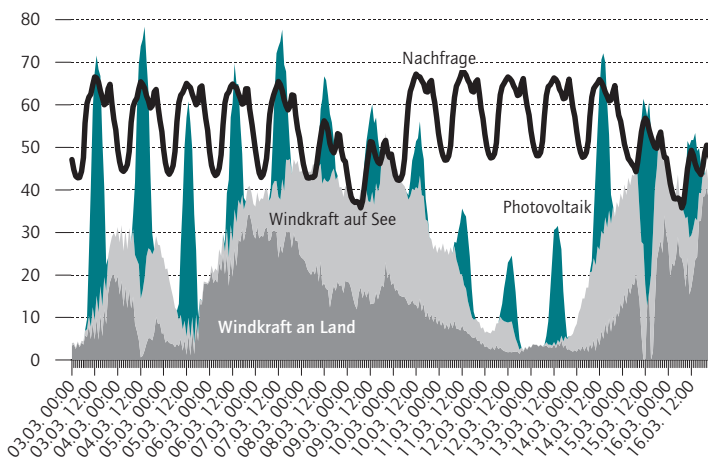
¹ Vgl. §1 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Bundesgesetzblatt, 24. Juli 2014.

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 Flexibilitätbedarf 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 Kühtai	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 Ausgleichsverbunds, 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

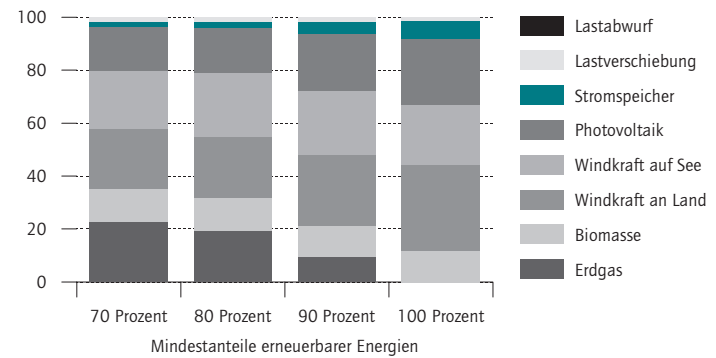
Sensitivitätsrechnungen erlauben es, die Auswirkungen abweichender Annahmen auf den Speicherbedarf zu illustrieren (Abbildung 4). Könnte beispielsweise keine Biomasse genutzt werden, würde sich der Stromspeicherbedarf deutlich erhöhen. Gleiches gilt, falls die Windkraft auf See nicht genutzt werden könnte, 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



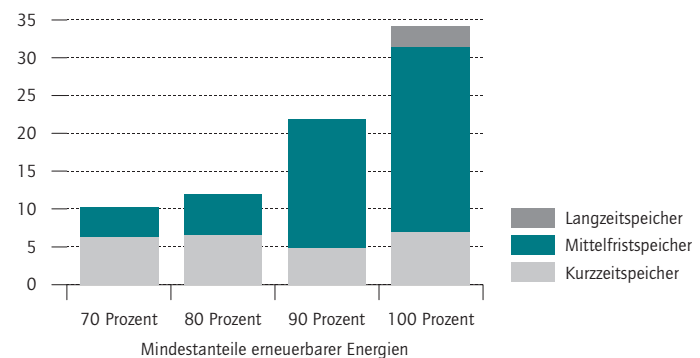
Quelle: Zerrahn und Schill (2015), a. a. O.

© 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.

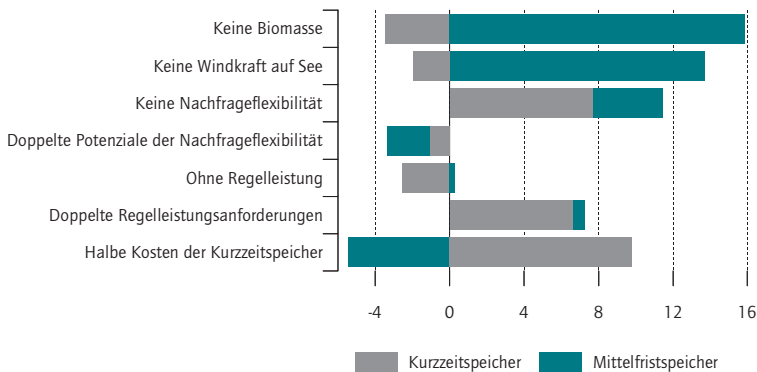
spezifischen Investitionskosten, so wirkt sich dies bei den Kurzzeitspeichern sehr deutlich aus, nicht jedoch bei den Langzeitspeichern, die auch dann den anderen Flexibilitätsoptionen kostenmäßig unterlegen sind. Die Modellergebnisse verdeutlichen somit, dass die Bewertung des künftigen Stromspeicherbedarfs 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>.

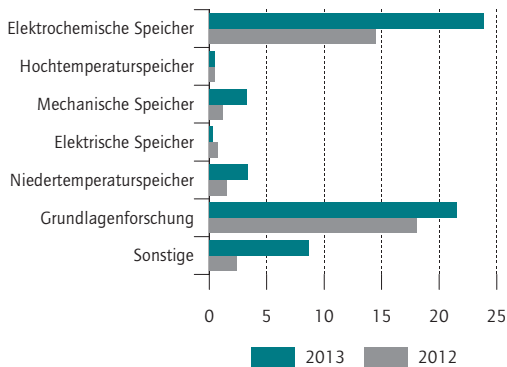
²³ BMWi (2014): Bundesbericht Energieforschung 2014. Forschungsförderung für die Energiewende. Berlin, Juli 2014.

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.

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

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

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



Dr. Wolf-Peter Schill, Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin

SIEBEN FRAGEN AN WOLF-PETER SCHILL

»Breit angelegte Förderung von Forschung und Entwicklung bei Stromspeichern weiterhin notwendig«

1. Herr Schill, welche Bedeutung haben Stromspeicher für die Energiewende? Im Zuge der Energiewende werden die fluktuierenden erneuerbaren Energien stark ausgebaut. Deren Stromerzeugungsmöglichkeiten schwanken, je nach Wetter, Tageszeit und Saison. Stromspeicher können dazu beitragen, diese zeitlichen Schwankungen auszugleichen beziehungsweise die Stromerzeugung mit der Nachfrage in Einklang zu bringen. Darüber hinaus können sie auch dazu dienen, die Abweichungen von Erzeugungsprognosen in einer sehr kurzen Frist auszugleichen.
2. Inwieweit sind wir bereits jetzt schon auf Stromspeicher angewiesen? Derzeit haben wir gut sechs Gigawatt Pumpspeicher in Deutschland installiert und noch einmal drei Gigawatt im Ausland, die direkt an das deutsche Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Im Moment besteht keine Knappheit, und auch in der näheren Zukunft werden Stromspeicher keinen Engpass für die Energiewende darstellen. Klar ist aber, dass Stromspeicher wichtiger werden, wenn wir die Anteile erneuerbarer Energien weiter erhöhen und uns hin zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien bewegen.
3. Ab welcher Ausbaustufe der erneuerbaren Energien kommt man um die Schaffung von zusätzlichen Speicherkapazitäten nicht mehr herum? Das kann man pauschal nicht sagen. Der Speicherbedarf ist stark kontextabhängig. Er hängt nicht nur vom Anteil der erneuerbaren Energien ab, sondern auch von den Kostenentwicklungen der verschiedenen Speichertypen. Er hängt darüber hinaus ab vom Gesamtsystem, insbesondere von der Verfügbarkeit und den Kosten anderer Flexibilitätsoptionen.
4. Welche anderen Möglichkeiten gibt es, die Flexibilität des Stromsystems zu erhöhen? Es gibt vielfältige andere Flexibilitätsoptionen, die im System genauso oder zumindest sehr ähnlich wie Stromspeicher wirken können. Dazu gehört einerseits die Verschiebung der Stromlast von bestimmten Stunden in andere Stunden, aber auch eine flexible Stromerzeugung, beispielsweise aus Biomasse oder auch aus Erdgas, sowie eine flexible Nutzung von Strom in anderen Bereichen. Letzteres nennt man auch „Power-to-X“. Das heißt, Strom fließt aus dem Stromsystem in andere Nutzungsbereiche, beispielsweise in den Verkehrssektor oder den Wärmebereich.
5. Welche Flexibilitätsoption ist am effizientesten? In einem kostengünstigen System werden sich immer verschiedene Optionen wiederfinden. Diverse Studien deuten stark darauf hin, dass ein großräumiger Stromverbund, der einen europäischen Stromausgleich ermöglicht, eine sehr kostengünstige Option ist. Dabei gibt es im Wesentlichen zwei Effekte: Einerseits durchmischen sich die Nachfrageprofile und die Einspeiseprofile erneuerbarer Energien unterschiedlicher Länder, so dass die Profile insgesamt gleichmäßiger werden. Andererseits kann man dadurch auch den Anschluss an existierende andere Flexibilitätsoptionen herstellen, beispielsweise Pumpspeicher im Alpenraum. In einer kostengünstigen Mischung wird sicher der internationale Stromaustausch eine große Rolle spielen. Wir sollten uns aber nicht allein darauf verlassen.
6. Welche Arten von Stromspeichern gibt es, und welche kommen für Deutschland in Frage? Von der seit Jahren etablierten Technik der Pumpspeicher haben wir in Deutschland bereits erhebliche Kapazitäten, die auch weiter ausgebaut werden könnten. Für den Kurzzeitspeicherbedarf könnten in Zukunft verschiedene Batterietechnologien eine große Rolle spielen. Bei den Langzeitspeichern könnte „Power-to-Gas“ mit anschließender Rückverstromung eine vielversprechende Option sein.
7. Wie sollte die Politik die Weichen stellen? Einerseits sollte ein fairer Wettbewerb von Stromspeichern und anderen Flexibilitätsoptionen ermöglicht werden. Dazu gehört ein diskriminierungsfreier Zugang zu allen relevanten Teilssegmenten des Strommarkts, insbesondere dem Regelleistungsbereich. Auf der anderen Seite braucht es weiterhin eine breit angelegte Förderung von Forschung und Entwicklung sowie Demonstration von verschiedenen Speichertechnologien.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden Sie auf www.diw.de/interview

Elektromobilität in Deutschland: CO₂-Bilanz hängt vom Ladestrom ab

Von Wolf-Peter Schill, Clemens Gerbaulet und Peter Kasten

Die Bundesregierung plant eine deutlich stärkere Nutzung elektrischer Antriebe im Straßenverkehr. Welche Auswirkungen hätte dies auf das Stromsystem und den CO₂-Ausstoß in Deutschland? Dieser Frage wurde in einem europäischen Forschungsprojekt im Rahmen unterschiedlicher Szenarien bis zum Jahr 2030 nachgegangen. Eines der zentralen Ergebnisse: Der gesamte Jahresstromverbrauch der je nach Szenario vier bis fünf Millionen elektrischen Pkw wäre gering. Jedoch würde die Aufladung der Fahrzeuge insbesondere bei ungesteuerter Aufladung, bei der die Pkw nach der Verbindung mit dem Stromnetz so schnell wie möglich vollständig aufgeladen werden, zu problematischen Spitzenlasten im Stromsystem führen. Die Art der zusätzlich notwendigen Stromerzeugung für Elektrofahrzeuge hängt ebenfalls stark vom Lademodus ab. So wäre bei einer systemkostenoptimierten Aufladung der Anteil von Stein- und Braunkohlestrom besonders hoch, was sich in überdurchschnittlich hohen spezifischen CO₂-Emissionen des Ladestroms widerspiegelt. Bei gemeinsamer Betrachtung des Strom- und Verkehrssektors ginge die Einführung der Elektromobilität dann mit einer deutlichen Netto-CO₂-Reduktion einher, wenn sie mit einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien verknüpft würde, der über die bisherigen Ausbauplanungen hinausgeht.

Die verstärkte Nutzung elektrischer Antriebe im Bereich des motorisierten Individualverkehrs¹ ist ein erklärtes Ziel der Bundesregierung. Bis zum Jahr 2020 soll ein Bestand von einer Million elektrischen Fahrzeugen in Deutschland erreicht werden, im Jahr 2030 sollen es sechs Millionen sein.² Gleichzeitig soll Deutschland bis zum Jahr 2020 „Leitmarkt“ sowie „Leitanbieter“ im Bereich der Elektromobilität werden.³ Um diese Ziele zu erreichen, hat die Bundesregierung unter anderem die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) ins Leben gerufen. Nach einer Phase der „Marktvorbereitung“ (bis 2014) und des „Markthochlaufs“ (bis 2017) soll bis zum Jahr 2020 der Massenmarkt erreicht werden.⁴ Im September 2014 beschloss das Bundeskabinett ein Elektromobilitätsgesetz, das die Markteinführung elektrischer Fahrzeuge unterstützen soll.⁵

Die Einführung der Elektromobilität bringt viele Herausforderungen mit sich: So sind nach wie vor deutliche Verbesserungen bei Reichweite, Gewicht und Lebensdauer der Fahrzeugbatterien notwendig. Zudem ist die Anschaffung eines elektrischen Pkw aus Kunden-

1 Außerhalb des motorisierten Individualverkehrs gibt es weitere und teilweise schon lange etablierte Formen der Elektromobilität, insbesondere den schienengebundenen Nah- und Fernverkehr. Knapp 60 Prozent der Verkehrsleistung des öffentlichen Personenverkehrs in Deutschland werden mit elektrischen Antrieben erbracht. Im Jahr 2012 wurden mit dem öffentlichen Verkehrsangebot in Deutschland 167 Milliarden Personen-Kilometer (Pkm) erbracht (ohne Luftverkehr), darunter von den Bahnen insgesamt 105 Milliarden Pkm und hiervon elektrisch 95 Milliarden Pkm. Vgl. IFEU (2014): Auswertungen des Modells TREMOD 5.53 vom 15.11.2014.

2 Das 2020-Ziel wurde im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung vom August 2009 genannt und im Anschluss mehrfach bestätigt, so auch im aktuellen Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom Dezember 2013.

3 Bundesregierung (2011): Regierungsprogramm Elektromobilität.

4 Vgl. hierzu aktuell NPE (2014): Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung. Nationale Plattform Elektromobilität. Berlin, Dezember 2014.

5 Das Gesetz soll die Rechtsgrundlage schaffen, Elektrofahrzeugen bestimmte Privilegien einzuräumen, beispielsweise besondere Parkplätze an Ladestationen im öffentlichen Raum oder die Nutzung von Busspuren. Gesetzesentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge (Elektromobilitätsgesetz). Berlin, 24.9.2014, Bundestags-Drucksache 18/3418.

sicht noch immer vergleichsweise teuer, während die Modellauswahl beschränkt und die Akzeptanz der Fahrzeugnutzer weitgehend ungewiss ist. Darüber hinaus ist ein weiterer Ausbau der Ladeinfrastruktur erforderlich.

Gleichzeitig hat die Elektromobilität das Potential, mittel- bis langfristig vielfältige Chancen zu eröffnen. So bieten elektrische Fahrzeuge eine Option, Strom aus heimischen erneuerbaren Energien zu nutzen, ohne auf Biokraftstoffe zurückgreifen zu müssen. Außerdem sind elektrische Antriebe in der Regel deutlich effizienter als Verbrennungsmotoren. Zudem verursachen sie vor Ort nur einen geringen Ausstoß von Luftschadstoffen und keine CO₂-Emissionen. Allerdings ist es möglich, dass entsprechende Emissionen zumindest teilweise verlagert werden und stattdessen bei der Stromerzeugung entstehen. Nicht zuletzt besteht die Hoffnung, dass eine optimierte Netzintegration von Elektrofahrzeugen einen positiven Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten kann.⁶

Europäisches Forschungsprojekt untersucht Auswirkungen der Elektromobilität

Im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts wurden mögliche Auswirkungen künftiger Elektrofahrzeugflotten auf das deutsche Stromsystem und die CO₂-Emissionen des Verkehrsbereichs untersucht.⁷ Im Mittelpunkt des Interesses standen dabei die Effekte auf den deutschen Kraftwerkseinsatz und die resultierende Netto-CO₂-Bilanz, jeweils unter verschiedenen Annahmen zur Ladestrategie der Elektrofahrzeuge.

Das Öko-Institut hat zunächst zwei Marktszenarien der Verbreitung von Elektroautos bis zum Jahr 2030 entworfen und die dazugehörigen Zeitprofile der stündlichen Fahrzeugnutzung und der Auflademöglichkeiten abgeleitet. Das DIW Berlin hat die Auswirkungen dieser Fahrzeugflotten auf das deutsche Stromsystem anschließend anhand eines Kraftwerkseinsatzmodells berechnet. Dessen Ergebnisse stellten wiederum wesentliche Eingangsparameter für ein Verkehrsmodell des Öko-Instituts dar, mit dem dieses die Nettobilanz der CO₂-Emissionen im Strom- und Verkehrssektor berechnete.

⁶ Für eine Übersicht vgl. Schill (2010): Elektromobilität in Deutschland – Chancen, Barrieren und Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 79 (2), 139-159. <http://dx.doi.org/10.3790/vjh.79.2.139>

⁷ Dieser Wochenbericht basiert auf den Ergebnissen des europäischen Forschungsprojekts „Definition of an Evaluation Framework for the Introduction of Electromobility“ (DEFINE, ERA-NET Plus, Siebtes Rahmenprogramm). Das Projekt wurde vom Institut für Höhere Studien (Österreich) geleitet, weitere Partner neben dem DIW Berlin waren das Öko-Institut, das Umweltbundesamt (Österreich), die TU Wien (Österreich) sowie das Center for Social and Economic Research (Polen). <http://www.ihs.ac.at/projects/define/index.html>.

Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland

Für den Zeitraum bis 2030 wurden am Öko-Institut zwei Elektromobilitätsszenarien für Deutschland entwickelt, die sowohl rein batterieelektrische Fahrzeuge als auch Plug-in-Hybride und Elektrofahrzeuge mit Reichweitenvergrößerer (Range Extender) umfassen (Kasten 1).⁸ In einem Business-as-usual-Szenario (BAU) werden die heute feststehenden politischen Rahmenbedingungen fortgeschrieben. Im Gegensatz dazu stellt das Szenario „Electromobility“ (EM⁺) weitere Politikmaßnahmen, die der Förderung der Elektromobilität dienen. Dazu gehören eine höhere Besteuerung fossiler Kraftstoffe, ambitioniertere Emissionsstandards für Neufahrzeuge und die Einführung eines auf Emissionen beruhenden Bonus-Malus-Systems bei der Neuzulassung von Pkw.⁹ Für die Ableitung der Fahrzeugnutzung wurden repräsentative Mobilitätsdaten für Deutschland verwendet.¹⁰ Die Kaufentscheidung zwischen Pkw mit verschiedenen Antriebstechnologien wurde auf Basis einer Conjoint-Analyse von 1500 befragten Neuwagenkäufern simuliert.¹¹

Zu den wesentlichen Einflussfaktoren für den Kauf und die Nutzung elektrischer Pkw gehören die Anschaffungskosten, Nutzungskosten, Ladeinfrastrukturanforderungen, Ladezeiten sowie die Häufigkeit langer Fahrten, die über die Reichweite rein elektrischer Pkw hinausgehen. Ungefähr 50 Prozent der Pkw-Besitzer in Kernstädten besitzen keine Parkmöglichkeit auf dem eigenen Grundstück und wären damit bei der Nutzung eines elektrischen Pkw vollständig von anderweitiger Ladeinfrastruktur abhängig. Der Anteil der Pkw-Besitzer ohne Stellplatz auf dem eigenen Grundstück sinkt in Vororten und im ländlichen Raum auf 30 Prozent. Im Schnitt fallen je Fahrzeug und Jahr um die sechs Fahrten mit einer Länge von jeweils mehr als 150 Kilometer an. Anhand der sogenannten Poisson-Wahrscheinlichkeitsverteilung kann davon ausgegangen werden, dass die Wahrscheinlichkeit, mit

⁸ Für weitere Details zur Definition der Szenarien vgl. Kasten, P., Hacker, F. (2014): Two electromobility scenarios for Germany: Market development and their impact on CO₂ emissions of passenger cars in DEFINE. Berlin, 14. November 2014.

⁹ Fahrzeuge, die hohe spezifische Emissionen aufweisen, werden beim Fahrzeugkauf mit einer finanziellen Abgabe versehen; Fahrzeuge mit niedrigen spezifischen Emissionen erhalten beim Fahrzeugkauf dagegen eine finanzielle Unterstützung.

¹⁰ Follmer, R. et al. (2010): Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht: Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn und Berlin, Februar 2010.

¹¹ Die befragten Personen mussten sich dabei mehrfach zwischen verschiedenen Fahrzeugtypen entscheiden, die sich unter anderem im Hinblick auf die Antriebsart, die Leistung, die CO₂-Emissionen sowie Anschaffungs- und Kraftstoffkosten unterschieden. Vgl. Götz, K. et al. (2011): Attraktivität und Akzeptanz von Elektroautos. Arbeitspaket 1 des Projekts OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotentiale von Elektrofahrzeugen. Frankfurt am Main, Oktober 2011.

Kasten 1

Verwendete Begriffe

Zur Elektromobilität werden hier folgende Pkw-Typen gezählt:

- Rein batterieelektrische Fahrzeuge: Sie verfügen ausschließlich über eine elektrische Traktion und beziehen ihre gesamte Antriebsenergie aus dem Stromnetz.
- Plug-in-Hybridfahrzeuge: Sie haben wie die batterieelektrischen Pkw einen Elektroantrieb und die Möglichkeit, ihre Batterien mit Elektrizität aus dem Stromnetz aufzuladen. Darüber hinaus verfügen sie jedoch auch über einen kompletten konventionellen Antriebsstrang.
- Elektrofahrzeuge mit Reichweitenvergrößerer (Range Extender): Sie verfügen über einen Hilfs-Verbrennungsmotor, der im Bedarfsfall zur Aufladung der Fahrzeugbatterie eingesetzt werden kann.

Gemeinsames Merkmal dieser drei Fahrzeugtypen ist, dass sie Antriebsenergie aus dem Stromnetz beziehen können. Im Gegensatz dazu werden Hybridfahrzeuge ohne Netzanschlussmöglichkeit hier nicht betrachtet.

Es werden folgende Lademöglichkeiten für Elektro-Pkw unterschieden:

- Vollständig nutzergetrieben beziehungsweise ungesteuert: Die Elektroautos werden unmittelbar nach Herstellung der Netzverbindung mit maximaler Ladeleistung so lange aufgeladen, bis die Batterien komplett geladen sind.
- Vollständig kostengetrieben beziehungsweise optimiert: Die Fahrzeuge werden unter der Annahme perfekter Voraussicht so aufgeladen, dass mindestens die jeweils nächste elektrische Fahrt möglich ist. Dabei erfolgt die

Aufladung während der Standzeiten der Pkw so, dass die Systemkosten minimiert werden. Somit werden die Fahrzeugbatterien in solchen Stunden aufgeladen, in denen die Großhandelspreise für Strom besonders niedrig sind.

- Teilweise nutzergetrieben: Die Elektro-Pkw werden nach Herstellung der Netzverbindung so schnell wie möglich auf einen definierten Batterieladestand gebracht, beispielsweise auf 50 Prozent. Darüber hinaus kann die weitere Aufladung wie im kostengetriebenen Fall erfolgen.

Die Systemkosten umfassen hier die variablen Kosten des Kraftwerkeinsatzes. Dazu gehören insbesondere Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie Anfahrkosten von Kraftwerken. Nicht berücksichtigt sind Kapitalkosten und andere fixe Kosten, da von einem bestehenden Kraftwerkspark ausgegangen wird.

Es werden verschiedene Szenarien betrachtet, die sich in Hinblick auf die Zahl der Elektro-Pkw unterscheiden:

- Vergleichsszenario ohne Elektrofahrzeuge
- Business-as-usual (BAU): knapp vier Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030.
- Electromobility* (EM*): rund fünf Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030.
- Renewable Energy* (RE*): Elektrofahrzeuge wie in EM*.

In den Szenarien wird jeweils der gleiche Kraftwerkspark unterstellt; lediglich im Szenario RE* wird von einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien ausgegangen.

der die Reichweite rein batterieelektrischer Pkw mehr als viermal in einem Jahr überschritten wird, bei über 70 Prozent liegt.

In der Befragung zeigte sich grundsätzlich eine hohe Akzeptanz der Elektromobilität. Das daraus abgeleitete Marktpotential elektrischer Pkw liegt im betrachteten Zeitraum bei ungefähr 50 Prozent der Neuzulassungen im BAU-Szenario und bei circa 60 Prozent im EM*-Szenario. Die Akzeptanz von Plug-in-Hybridfahrzeugen beziehungsweise Elektro-Pkw mit Range Extender ist dabei höher als die rein batterieelektrischer Pkw. Bei der Simulation künftiger Marktanteile wurden über einen sogenannten Diffusionsfaktor auch weitere Hemmnisse wie der notwendige Aufbau der Produktionskapazitäten und die derzeit noch geringe Modellvielfalt berücksichtigt. Dadurch liegt der Marktanteil bei den Neuzulassungen unter dem Marktpotential.

In den Szenarien liegt der Marktanteil elektrischer Pkw bei den Neuzulassungen im Jahr 2020 bei fünf bis sechs Prozent; er steigt bis zum Jahr 2030 auf 20 bis 25 Prozent. Im Vergleich zu batterieelektrischen Pkw haben Plug-in-Hybridfahrzeuge und Range-Extender-Fahrzeuge deutlich höhere Anteile. Im Jahr 2020 ergibt sich ein Bestand elektrischer Fahrzeuge von rund 0,4 Millionen (BAU) beziehungsweise 0,5 Millionen (EM*). Die Flottengröße elektrischer Pkw steigt im BAU-Szenario bis 2030 auf knapp vier Millionen und im EM*-Szenario auf rund fünf Millionen Elektrofahrzeuge, was 13 Prozent des gesamten Pkw-Bestands entspricht (Abbildung 1).¹²

¹² Die Szenarien wurden im europäischen Projektverbund mit einer gemeinsamen Methodik definiert. Die Erreichung der Ziele der Bundesregierung war dabei keine Randbedingung. Die Szenarien sind nicht als Prognose der Erreichung oder Verfehlung der Ziele der Bundesregierung zu interpretieren.

Kasten 2

Methodik der Analyse

Für die Analyse wurden neben Befragungen und anderen empirischen Erhebungen zwei numerische Modelle eingesetzt: ein Kraftwerkseinsatzmodell des DIW Berlin und ein Verkehrssektormodell des Öko-Instituts.

Der Kraftwerkseinsatz wurde mit einem gemischt-ganzzahligen Kostenminimierungsmodell simuliert, das einzelne Kraftwerksblöcke ab einer Leistung von 100 Megawatt detailliert abbildet.¹ Es beinhaltet die Flexibilitätsrestriktionen von Kraftwerken durch die Berücksichtigung von Anfahrkosten, Mindestlastbedingungen sowie Mindeststillstandszeiten. Das Modell hat eine stündliche Auflösung und wird sequentiell in Schritten von vier Wochen für ein komplettes Jahr gelöst. Wesentliche Eingangsparameter sind der thermische Kraftwerkspark sowie zeitlich variierende Erzeugungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien, die auf historischen Einspeisedaten basieren. Weitere wichtige Inputparameter sind die zeitlichen Profile des Energieverbrauchs und der maximalen Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen. Dazu wurden auf Basis repräsentativer Mobilitätsdaten 28 verschiedene Fahrzeugnutzungs- und -ladeprofile generiert und anteilig auf die Flottengröße des jeweiligen Szenarios hochgerechnet. Weitere techno-ökonomische Parameter sind der Datenbank des DIW Berlin und den Netzentwicklungsplänen entnommen.²

Die Analyse des Kraftwerkseinsatzes beschränkt sich auf Deutschland beziehungsweise den deutschen Großhandelsmarkt für Strom. Es wird, passend zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans, davon ausgegangen, dass es keine innerdeutschen Netzengpässe gibt. Von Interaktionen mit Nachbarländern wird ebenfalls abstrahiert. Dies dürfte tendenziell zu einer Überschätzung des Flexibilitätsbeitrags von Elektrofahrzeugen im Stromsystem führen. Würde stattdessen ein umfangreicher europäischer Stromaustausch

¹ Die vollständige Modellformulierung und die Datenquellen sind in Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015), a. a. O. enthalten.

² Vgl. 50Hertz et al. (2013), a. a. O.

angenommen, so dürften die Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland bereits im Referenzfall stärker ausgelastet sein als hier berechnet. Entsprechend dürfte der Braunkohleanteil des Ladestroms insbesondere bei der kostenoptimierten Fahrzeugaufladung tendenziell überschätzt sein.

Bei den Plug-in-Hybridfahrzeugen wird die Entscheidung über den elektrischen oder konventionellen Antriebsmodus nicht detailliert modelliert; stattdessen wird pauschal angenommen, dass der elektrische Anteil der Fahrten maximiert werden soll.

In Hinblick auf die Netzintegration elektrischer Pkw wurde die gesteuerte Aufladung von Elektrofahrzeugen betrachtet („Grid-to-Vehicle“), nicht jedoch die Option der Rückspeisung von Elektrizität aus den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz („Vehicle-to-Grid“). Diverse Studien deuten darauf hin, dass die Rückspeisung vor allem für den Regelleistungsbereich relevant werden könnte, der in dieser Analyse jedoch nicht betrachtet wird.

Das Verkehrssektormodell „Transport Emissions and Policy Scenarios“ (TEMPS) des Öko-Instituts ermöglicht es, den Endenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Verkehrs für unterschiedliche Szenarien zu quantifizieren und dabei Veränderungen bei der Verkehrsnachfrage, dem Fahrzeugbestand und dem Kraftstoffeinsatz abzubilden. Szenarien zur Verkehrsnachfrage im Personen- und Güterverkehr werden parametergestützt auf Basis der Entwicklung zentraler Mobilitätskenngrößen (Weganzahl, Wegelängen, Modal Split im Personen- und Güterverkehr sowie Transportweiten) ermittelt und gehen als Inputgrößen in das Modell ein. Die Technologiedatenbasis dokumentiert mögliche technische Entwicklungen des jeweiligen Verkehrsträgers bis zum Jahr 2050 differenziert nach Größenklasse und Antriebskonzept. Die künftige Effizienzentwicklung im Straßenverkehr wird über ein Neuzulassungs- und Bestandsmodell berechnet. Dadurch kann beispielsweise die Wirkung von CO₂-Emissionsstandards oder von Maßnahmen zur Förderung alternativer Technologien auf die Bestandszusammensetzung analysiert werden.

Simulation der Auswirkungen auf das Stromsystem mit einem Kraftwerkseinsatzmodell

Die Auswirkungen der jeweiligen Elektrofahrzeugflotten in den vom Öko-Institut entworfenen Szenarien auf das deutsche Stromsystem wurden mit einem Kraftwerkseinsatzmodell des DIW Berlin untersucht (Kasten 2).¹³ Die

¹³ Für weitere Details zur Kraftwerkseinsatzmodellierung vgl. Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015): Power System Impacts of Electric Vehicles in Germany: Charging with Coal or Renewables? DIW Discussion Papers Nr. 1442.

Stromerzeugungsleistungen unterschiedlicher Technologien für die Jahre 2020 und 2030 wurden aus dem Szenariorahmen des deutschen Netzentwicklungsplans¹⁴ abgeleitet (Abbildung 2).

Im Modell wird ein für das Stromsystem kostenminimierender Kraftwerkseinsatz unter Berücksichti-

¹⁴ Als Basis diente das mittlere Szenario B des Netzentwicklungsplans des Jahres 2013. 50Hertz et al. (2013): Netzentwicklungsplan Strom. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 17.7.2013.

gung der notwendigen Aufladung von Elektrofahrzeugen ermittelt. Dabei lassen sich zwei extreme Aufladestrategien unterscheiden (Kasten 1): Im vollständig nutzergetriebenen (ungesteuerten) Lademodus werden Elektrofahrzeuge so schnell wie möglich vollständig aufgeladen, sobald sie mit dem Stromnetz verbunden sind. Im vollständig kostengetriebenen (optimierten) Modus kann die Aufladung dagegen innerhalb der durch die zeitlichen Nutzungsprofile der Fahrzeuge gesetzten Grenzen verschoben werden, wodurch die im Stromsystem entstehenden Kosten der Aufladung minimiert werden. Zudem erlaubt das Modell die Simulation von teilweise nutzergetriebenen (teiloptimierten) Ladestrategien, bei denen nur ein Teil der Batteriekapazität nach Verbindung mit dem Stromnetz so schnell wie möglich aufgeladen werden muss.

Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge gering, Ladeleistungen aber teilweise kritisch

Der jährliche Energiebedarf der zukünftigen Elektrofahrzeugflotten ist im Vergleich zur gesamten Stromnachfrage gering. Im Jahr 2020 erfordert die Elektromobilität je nach Ladestrategie nur ein bis zwei Promille der gesamten Stromnachfrage. Bis zum Jahr 2030 steigen diese Anteile auf 1,2 bis 1,6 Prozent beziehungsweise sieben bis neun Terawattstunden.¹⁵

Im Gegensatz zum gesamten Energieverbrauch der elektrischen Pkw können ihre stündlichen Ladeleistungen jedoch sehr hoch werden. Sie variieren erheblich zwischen einzelnen Stunden und unterscheiden sich stark zwischen dem nutzergetriebenen und dem kostengetriebenen Lademodus. Die rein nutzergetriebene Aufladung erfolgt überwiegend tagsüber und in den Abendstunden (Abbildung 3). Dies kann zu einer deutlichen Steigerung der Spitzenlast des Stromsystems führen, was schwerwiegende Konsequenzen für die Systemsicherheit nach sich ziehen kann. Bei einer vollständig nutzergetriebenen Aufladung gibt es sowohl im BAU- als auch im EM⁺-Szenario des Jahres 2030 mehrere Stunden, in denen die angenommenen, auf dem Netzentwicklungsplan basierenden Stromerzeugungskapazitäten vollständig ausgeschöpft werden.¹⁶

Im Gegensatz dazu verschiebt sich im kostengetriebenen Modus die abendliche Spitze des Aufladeprofiles in die Nacht, während der die Stromnachfrage gering ist,

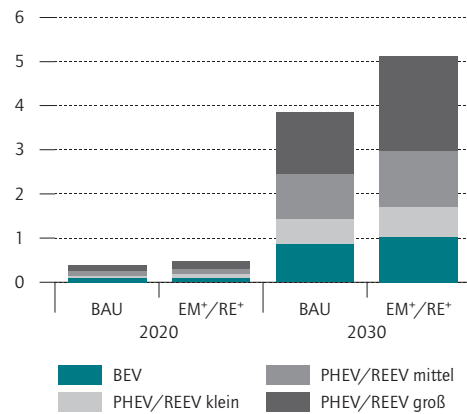
¹⁵ Im Vergleich dazu betrug der Endenergieverbrauch im elektrischen Bahnbetrieb in Deutschland im Jahr 2012 knapp neun Terawattstunden im Personenverkehr und zwischen drei und vier Terawattstunden im Güterverkehr. Vgl. IFEU (2014), a. a. O.

¹⁶ Die Lösbarkeit des Modells in diesen Spitzenstunden wird durch eine stilisierte, sehr teure Spitzenlasttechnologie gewährleistet. In der Wirklichkeit wären ein entsprechender Lastabwurf, die Vorhaltung einer Kapazitätsreserve oder der Import von Strom aus dem Ausland erforderlich.

Abbildung 1

Bestand elektrischer Pkw in den Szenarien

In Millionen Fahrzeugen



BEV: Rein batterieelektrische Fahrzeuge (Battery Electric Vehicles). PHEV/REEV: Plug-in-Hybridfahrzeuge und Fahrzeuge mit Reichweitenvergrößerer (Plug-in Hybrid Electric Vehicles, Range Extended Electric Vehicles).

Quelle: Kasten, P., Hacker, F. (2014), a. a. O.

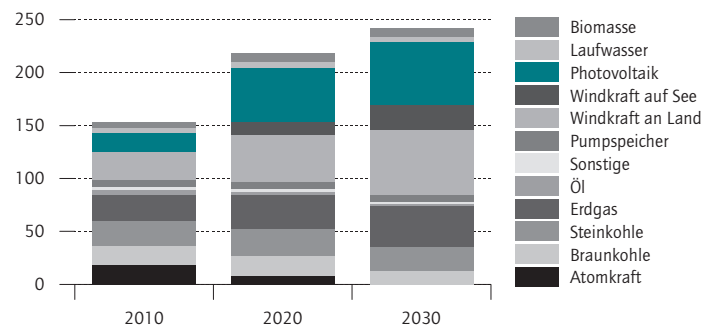
© DIW Berlin 2015

Plug-in-Hybride und Elektro-Pkw mit Reichweitenvergrößerer haben die größten Anteile.

Abbildung 2

Installierte Stromerzeugungsleistungen

In Gigawatt



Quelle: Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015), a. a. O., basierend auf 50Hertz et al. (2013), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

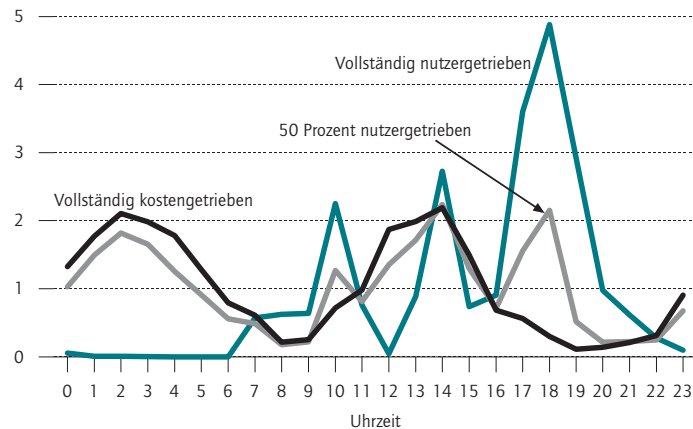
Die Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen steigt stark an.

sowie in die Mittagsstunden, in denen die Stromerzeugung der Photovoltaik hoch ist. Das durchschnittliche Ladeprofil ist bei kostenoptimierter Aufladung insgesamt wesentlich gleichmäßiger als im komplett nutzergetriebenen Modus, wodurch es auch zu einer deutlich geringeren Nachfragerhöhung in den Spitzenlastperioden kommt.

Abbildung 3

Durchschnittliche Ladeleistung über 24 Stunden im Jahr 2030

In Gigawatt



Dargestellt ist beispielhaft das Szenario EM*.
Quelle: Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Die vollständig nutzergetriebene Aufladung erfolgt vor allem in den Abendstunden.

Im Vergleich zur vollkommen ungesteuerten Aufladung kommt es bereits bei einer teiloptimierten Aufladung, bei der zum Beispiel nur die Hälfte der Batteriekapazität unmittelbar nach Herstellung der Netzverbindung so schnell wie möglich aufgeladen werden muss, zu einer deutlichen Glättung des durchschnittlichen Ladeprofils.

Stromerzeugung für Elektrofahrzeuge abhängig vom Lademodus

Die unterschiedlichen zeitlichen Aufladeprofile gehen mit entsprechenden Änderungen im Kraftwerkseinsatz einher. Elektrofahrzeuge können grundsätzlich sowohl die Auslastung von emissionsintensiven Erzeugungstechnologien wie Braun- und Steinkohle erhöhen als auch temporäre Überschüsse fluktuierender erneuerbarer Energien aufnehmen.

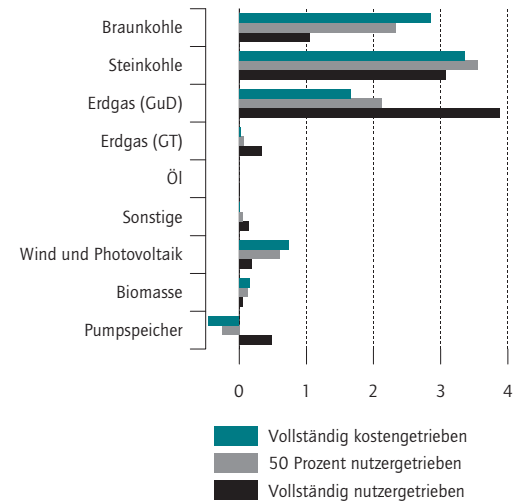
Im EM*-Szenario des Jahres 2030¹⁷ erhöht sich bei einer kostengetriebenen Ladestrategie vor allem die Auslastung von Stein- und Braunkohlekraftwerken deutlich gegenüber einem Szenario ohne Elektrofahrzeuge (Abbildung 4). Bei einer vollständig nutzergetriebenen Aufladung, die häufig in solchen Stunden stattfindet, in denen Braunkohlekraftwerke bereits voll ausgelastet sind, stammt die zusätzliche Stromerzeugung überwiegend aus erdgasbefeuerten Gas- und Dampfkraftwerken

¹⁷ In diesem Szenario sind die Effekte am deutlichsten. Im Szenario BAU 2030 sowie in den Szenarien des Jahres 2020 zeigen sich qualitativ ähnliche, aber weniger ausgeprägte Effekte.

Abbildung 4

Änderungen des Kraftwerkseinsatzes gegenüber einem Szenario ohne Elektrofahrzeuge im Jahr 2030

In Terawattstunden



Dargestellt ist exemplarisch das Szenario EM*.
GuD: Gas- und Dampfturbinen; GT: Offene Gasturbinen.
Quelle: Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Die kostenoptimierte Aufladung führt zu einer deutlichen Erhöhung der Kohleverstromung.

sowie Steinkohlekraftwerken und in deutlich geringem Umfang aus Braunkohlekraftwerken.

Die Integration erneuerbarer Energien verbessert sich in beiden Fällen nur leicht, da kaum Stromüberschüsse vorliegen; das heißt, die Stromerzeugung der in den Szenarien angenommenen Windkraft- und Photovoltaikanlagen kann bereits im Fall ohne Elektrofahrzeuge fast vollständig vom Stromsystem aufgenommen werden. Die kostenoptimierte Aufladung erlaubt dabei eine etwas größere Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energien, da die Aufladung teilweise in Stunden mit Stromüberschüssen aus Windkraft- oder Photovoltaikanlagen verschoben werden kann.

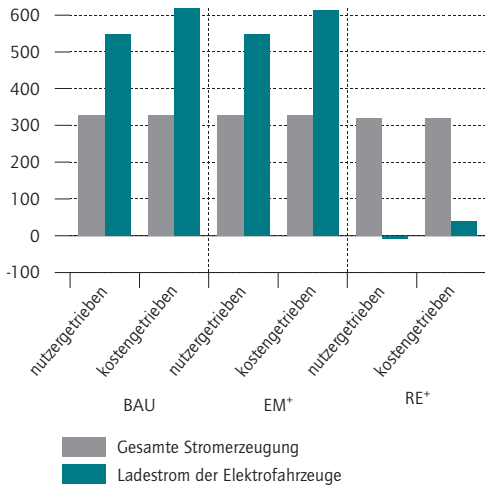
Treibhausgasemissionen des Ladestroms überdurchschnittlich hoch

Die spezifischen CO₂-Emissionen der zusätzlichen Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen hängen sowohl vom zugrunde liegenden Kraftwerkspark als auch von der Ladestrategie ab. Wenn Elektrofahrzeuge zu einer erhöhten Auslastung von emissionsintensiven Erzeugungstechnologien wie Braun- und Steinkohle führen, steigen die spezifischen CO₂-Emissionen; können Elektrofahrzeuge dagegen zusätzliche erneuerbare Energien nutzen, sinken sie. In den BAU- und EM*-Szenarien der

Abbildung 5

Spezifische CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2030

In Gramm pro Kilowattstunde



Quelle: Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Ohne einen zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien ist der Ladestrom überdurchschnittlich CO₂-intensiv.

Jahre 2020 und 2030 dominiert die zusätzliche Kohleverstromung; dies gilt insbesondere bei einer kostengetriebenen Ladestrategie. Die spezifischen Emissionen der durch die Elektrofahrzeuge verursachten zusätzlichen Stromnachfrage („Ladestrom“) sind daher – unabhängig vom Auflademodus – deutlich höher als die des gesamten Strommixes (Abbildung 5).¹⁸

In einem weiteren Szenario, genannt „Renewable Energy“ (RE+), wird die Einführung der Elektromobilität direkt mit einem zusätzlichen, über die aus dem Netzentwicklungsplan abgeleiteten Kapazitäten hinausgehenden Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten verknüpft. Diese zusätzlichen Kapazitäten sind so gewählt, dass ihre jährliche Gesamtstromerzeugung die Stromnachfrage der Elektrofahrzeugflotte bilanziell genau abdeckt. Wollte man den Strombedarf der Fahrzeuge beispielsweise ausschließlich durch zusätzliche Photovoltaikanlagen decken, wäre im Szenario 2030 (EM+) zusätzlich zu den annahmegemäß bereits bestehenden 59 Gigawatt ein Zubau von ungefähr 13 bis 14 Gigawatt erforderlich. In diesem Szenario liegen die

spezifischen Emissionen der Fahrzeugaufladung praktisch bei null.

Vorteilhafte Netto-CO₂-Bilanz der Elektromobilität bei zusätzlichem Ausbau erneuerbarer Energien

Die Einführung der Elektromobilität führt grundsätzlich zu einer Verlagerung der CO₂-Emissionen vom Verkehrsbereich in den Stromsektor. Die Elektromobilität weist dann eine vorteilhafte Netto-CO₂-Bilanz auf, wenn durch den Einsatz elektrisch angetriebener Pkw anstelle von verbrennungsmotorischen Fahrzeugen im Straßenverkehr mehr Emissionen eingespart werden können, als im Kraftwerksbereich durch die zusätzliche Stromproduktion neu entstehen.¹⁹ Eine Analyse mit dem Modell TEMPS (Kasten 2), in die die CO₂-Emissionen des Stromsektors einfließen, zeigt, dass die Nettobilanz stark von den getroffenen Annahmen abhängt.

Im BAU-Szenario des Jahres 2030 wird die durch Elektrofahrzeuge bedingte CO₂-Reduktion im Straßenverkehr durch Mehremissionen im Stromsektor überkompensiert. Insgesamt steigen die CO₂-Emissionen im Vergleich zu einem Szenario ohne Elektromobilität je nach Lademodus um 1,0 beziehungsweise 1,6 Millionen Tonnen (Abbildung 6). Dies entspricht rund einem Prozent der derzeitigen CO₂-Emissionen der Pkw in Deutschland.²⁰ Im EM+-Szenario dagegen wird eine Netto-CO₂-Einsparung erreicht; die Emissionen reduzieren sich um 1,3 beziehungsweise 2,1 Millionen Tonnen. Dies entspricht bis zu zwei Prozent der derzeitigen Pkw-bedingten CO₂-Emissionen. Allerdings wird diese Einsparung dadurch verursacht, dass im EM+-Szenario gegenüber dem Szenario ohne Elektrofahrzeuge (und auch gegenüber dem BAU-Szenario) annahmegemäß deutlich strengere CO₂-Grenzwerte für konventionelle Pkw gelten. In beiden Szenarien sind die spezifischen CO₂-Emissionen der durch die elektrischen Pkw verursachten zusätzlichen Stromnachfrage im Jahr 2030 höher als die der verbrennungsmotorischen Pkw. Dies bedeutet, dass die angenommenen Effizienzverbesserungen beziehungsweise Emissionsminderungen bei konventionellen Pkw größer sind als die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die CO₂-Emissionen des Ladestroms.

Dieser Befund gilt allerdings nicht mehr, wenn die Einführung der Elektromobilität mit zusätzlichen Kapazitäten erneuerbarer Stromerzeuger verknüpft

¹⁸ Die ermittelten Effekte hängen stark von der Struktur des Kraftwerksparks und der Relevanz der Abregelung erneuerbarer Energien ab. In Zukunft könnte sich die Emissionsbilanz der kostengetriebenen Aufladung deutlich verbessern, wenn emissionsintensive Kraftwerke das System verlassen und die Abregelung erneuerbarer Stromerzeuger an Bedeutung gewinnt.

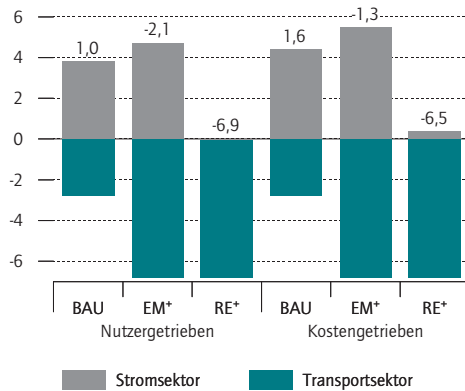
¹⁹ Mögliche Veränderungen der Fahrleistungen oder der Größenklassenstruktur des Fahrzeugbestands wurden hier nicht betrachtet. Somit wurde in allen Szenarien die gleiche Fahrleistung unterstellt.

²⁰ Die direkten CO₂-Emissionen der Pkw in Deutschland betragen im Jahr 2010 rund 110 Millionen Tonnen.

Abbildung 6

Netto-CO₂-Bilanz von Verkehrs- und Stromsektor im Jahr 2030

In Millionen Tonnen CO₂



Dargestellt sind die Ergebnisse der jeweiligen Szenarien im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne Elektromobilität und ohne zusätzliche erneuerbare Energien.
Quelle: Kasten, P., Hacker, F. (2014), a. a. O.

© DIW Berlin 2015

Emissionsminderungen im Verkehrssektor stehen gesteigerte Emissionen im Stromsektor gegenüber.

wird (RE⁺). Die elektrischen Pkw sind im Stromsektor in diesen Simulationsläufen im Jahr 2030 nahezu CO₂-neutral. Die Netto-CO₂-Bilanz weist dementsprechend eine Verringerung von 6,5 bis 6,9 Millionen Tonnen CO₂ gegenüber einem Szenario ohne Elektromobilität auf (gut sechs Prozent der derzeitigen Pkw-Emissionen in Deutschland). Damit wird das CO₂-Minderungspotential der Elektromobilität weitgehend ausgeschöpft.

Fazit und energiepolitische Schlussfolgerungen

Im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts wurden am DIW Berlin die Auswirkungen der Elektromobilität auf das deutsche Stromsystem und die CO₂-Bilanz von Elektrofahrzeugen untersucht. Auf Basis der Modellergebnisse lassen sich mehrere energiepolitische Schlussfolgerungen ableiten.

Erstens ist der Gesamtstromverbrauch künftiger Elektrofahrzeugflotten grundsätzlich als unproblematisch einzuschätzen, die möglichen Leistungsspitzen der Fahrzeugaufladung können aber beträchtlich sein. Zur Vermeidung problematischer Lastspitzen ist eine systemkostenoptimierte Fahrzeugaufladung einem ungesteuerten Lademodus, bei dem die Elektroautos nach der Verbindung mit dem Stromnetz so schnell wie möglich vollständig aufgeladen werden, klar vorzuziehen. Aufgrund begrenzter Stromerzeugungs-

kapazitäten könnte es künftig erforderlich werden, eine solche rein nutzergesteuerte Aufladung regulatorisch einzuschränken, spätestens wenn die Fahrzeugflotten so groß werden wie in den Szenarien des Jahres 2030 unterstellt. Bereits eine nur teilweise optimierte Ladestrategie könnte zu erheblichen Verbesserungen führen.

Zweitens verdeutlichen die Modellergebnisse, dass eine optimierte Fahrzeugaufladung die Systemintegration erneuerbarer Energien verbessern, jedoch auch die Auslastung von Stein- und Braunkohlekraftwerken erhöhen kann. Wird die Einführung der Elektromobilität politisch mit der Nutzung erneuerbarer Energien verknüpft, so muss sichergestellt werden, dass ein entsprechender – über bestehende Szenarien hinausgehender – zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt. Im Hinblick auf die CO₂-Emissionen ist dies besonders wichtig, solange noch erhebliche und zunehmend unterausgelastete Kapazitäten emissionsintensiver Stromerzeugungstechnologien am Netz sind. Dabei spielt es aus einer Systemperspektive keine Rolle, ob die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch eine passgenaue Ladestrategie vollständig von den Elektrofahrzeugen selbst aufgenommen wird, oder ob sie anteilig zur Deckung der sonstigen Stromnachfrage beiträgt.

Drittens kann eine kostenoptimierte Aufladung nur dann zu emissionsoptimalen Ergebnissen führen, wenn die externen Kosten der Emissionen adäquat im Großhandelspreis für Strom berücksichtigt sind. Andernfalls kann eine kostenoptimierte Aufladung zu überdurchschnittlich hohen spezifischen CO₂-Emissionen führen und sogar zu höheren Emissionen als eine ungesteuerte Aufladung. Falls es der Politik nicht gelingen sollte, CO₂-Emissionen hinreichend zu bepreisen, müssten andere, emissionsorientierte Ladestrategien verfolgt werden, die theoretisch denkbar wären, deren Implementierung in der Praxis aber äußerst unwahrscheinlich sein dürfte.

Die Einführung der Elektromobilität sollte jedoch nicht nur im Hinblick auf kurz- bis mittelfristige CO₂-Emissionseffekte bewertet werden. Elektrofahrzeuge können eine Reihe weiterer Vorteile mit sich bringen, beispielsweise geringere lokale Emissionen von anderen Luftschadstoffen und eine verminderte Abhängigkeit von Erdöl im Verkehrsbereich. Insbesondere sind sie eine mögliche Option zur Nutzung heimischer erneuerbarer Energien ohne den Umweg der Biokraftstoffe. In einer langfristigen Perspektive jenseits des Jahres 2030 eröffnen batterieelektrische Pkw neben weiteren alternativen Antriebskonzepten und Kraftstoffarten die Option eines weitgehend emissionsfreien und auf erneuerbaren Energien basierenden Straßenverkehrs.

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

Clemens Gerbaulet ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der TU Berlin und Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | cgerbaulet@diw.de

Peter Kasten ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Bereich Infrastruktur & Unternehmen am Öko-Institut | p.kasten@oeko.de

ELECTROMOBILITY IN GERMANY: CO₂ BALANCE DEPENDS ON CHARGING ELECTRICITY

Abstract: The German government plans to significantly increase deployment of electric vehicles. What impact would this have on the country's power system and carbon emissions? This question was addressed as part of a European research project analyzing various scenarios up to 2030. One of the key findings of the study is that total annual power consumption of the four to five million electric vehicles (depending on the scenario) would be small. However, recharging the vehicles, particularly in an uncontrolled charging mode, which involves the car being fully recharged as rapidly as possible after being connected to the electricity grid, would result in problematic peak loads in the power

system. The type of additional power generation required for electric vehicles also largely depends on the charging mode. For example, a charging mode that minimizes system costs would use a particularly high share of power from hard-coal- and lignite-fired plants, which, in turn, would result in an above-average level of specific carbon emissions of the charging electricity. If the electricity and transport sectors are both considered, it becomes evident that the introduction of electromobility would result in a significant net reduction in carbon emissions only if linked with an additional expansion of renewable energy sources compared to current plans.

JEL: Q42, R41, Q54

Keywords: Electric vehicles, power system modelling, carbon emissions



Prof. Dr. Alexander Kritikos ist Forschungsdirektor am DIW Berlin, Professor für Volkswirtschaftslehre an der Universität Potsdam und Research Fellow am IZA. Der Beitrag gibt die Meinung des Autors wieder.

Warum der Reformprozess in Griechenland unter Aufsicht der Troika gescheitert ist

Fünf Jahre sind vergangen, seitdem die griechische Regierung wissen ließ, sie könne ihre Staatsschulden nicht bedienen. Das primäre Ziel ihrer Gläubiger war es, unter Aufsicht der Troika den laufenden griechischen Staatshaushalt möglichst schnell auszugleichen. Der Fokus lag also auf dem Budget. Man fragt sich nur, ob es den vergangenen Regierungen und der Troika bewusst war, wie sehr Griechenland nicht nur in einer Staatsschulden-, sondern in einer strukturellen Wirtschaftskrise steckt?

Die Prognosen des IWF über das griechische Bruttoinlandsprodukts (BIP) lassen daran zweifeln. Denn zwischen erwartetem und tatsächlichem BIP klafft über fünf Jahre hinweg eine Lücke von jährlich fünf Prozent. Ein massiver Irrtum! Der Fokus auf die Staatsschulden hatte erhebliche Folgen, denn was beim Ansatz der Troika bis heute fehlt, ist der Wachstums- und Investitionsaspekt zur Lösung der griechischen Krise.

Was wurde erreicht in den vergangenen fünf Jahren? Renten, Sozialausgaben und Löhne wurden dramatisch gesenkt. Griechenlands Lohnstückkosten zählen heute zu den niedrigsten im Euroraum, vor der Krise waren sie die höchsten – allein, es gibt kaum etwas, was Griechenland nur deshalb viel besser exportieren kann. Tatsächlich konnte der Primärhaushalt Griechenlands im Jahr 2014 mit einigen Tricks ausgeglichen werden. Aber in Sachen Reformen hat sich zu wenig getan. Das Geschäftsklima in Griechenland hat sich kaum verbessert. Vor allem die bürokratischen Hürden für die Gründung, den Betrieb, aber auch die Schließung von Unternehmen sind hoch geblieben. Kein Wunder, dass in Griechenland kaum jemand investieren will.

Hier zeigt sich, dass der Reformprozess unter Aufsicht der Troika gescheitert ist, auch sie hat nicht ausreichend auf der Umsetzung dieser Reformen beharrt; diese hätten im ersten Jahr erfolgen müssen, parallel zu den Kostensenkungen. Und was noch viel schlimmer ist: Dass gerade die jungen, innovativen Unternehmen mit zukunftsfähigen Produkten substantielle Investitionen in Forschung und Entwicklung

benötigen, steht bis heute auf keiner Agenda. Dabei hätte Griechenland eine gute Basis an Forschern und Entrepreneuren, die das Land voran brächten, wenn man sie nur ließe.

Hinzu kamen von Anfang an atmosphärische Störungen: Der Umgang der Troika mit den griechischen Regierungen war alles andere als kooperativ. Statt mit den Griechen gemeinsame Ziele zu definieren, machten die Kontrolleure Vorgaben. Einzelne „Projekte“, wie die neue Immobiliensteuer, haben sich als substantielle Fehler erwiesen. Solche Bestandssteuern mögen leicht zu erheben sein, sie haben aber katastrophale Verteilungswirkungen. Für weniger Wohlhabende, deren Haus ihr ganzes Vermögen ist, bedeutet eine solche Steuer häufig die Pleite.

Aber auch der Umgang der griechischen Regierungen mit der Troika war schlecht. Versuche, die Vereinbarungen zwischen Gläubigern und Griechenland inhaltlich in irgendeiner Form zu verhandeln, gab es aus Athen nicht. Stattdessen wurde die Troika in der griechischen Öffentlichkeit als „Besatzer“ dargestellt. Die Vorschläge der Troika wurden nie als Chance begriffen, das Land zu modernisieren. Daher steht Griechenland da, wo es von einer populistischen Regierung übernommen wurde, die schlicht konstatiert: „Griechenland wurde kaputt gespart“. In einem hat sie recht: Die Ungleichverteilung in Griechenland ist nach den Sparmaßnahmen noch größer als vor fünf Jahren. Und das destabilisiert auch dieses Land.

Jetzt beginnt das Spiel also von vorne: eine neue Regierung, die wieder glaubt, Griechenland stecke nur in einer Staatsschuldenkrise. In jedem Fall braucht der weitere Reformprozess in Griechenland neue Spieler, etwa die OECD. Und eins ist auch klar, wenn die notwendigen Veränderungen – also Strukturreformen und Investitionen – zur Stärkung der privaten Wirtschaftskräfte nicht bald erfolgen, wird die Geduld der Europartner mit Griechenland irgendwann am Ende sein.