

# Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse

Von Wolf-Peter Schill

Die Umsetzung der Energiewende erfordert einen weiteren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in Deutschland. Die Stromerzeugungsmöglichkeiten beider Technologien schwanken stark je nach Wetterlage, Tages- und Jahreszeit. So kann es dazu kommen, dass temporär mehr Strom produziert wird, als zu diesem Zeitpunkt verbraucht werden kann. Das DIW Berlin hat anhand ausgewählter Zukunftsszenarien untersucht, wie groß diese Überschüsse sein werden, und wie mit ihnen umgegangen werden sollte.

Die Simulationen zeigen, dass eine Flexibilisierung des Stromsystems die Entstehung von Überschüssen deutlich verringert. Derzeit bleiben viele Kraftwerke aus technischen, ökonomischen und systembedingten Gründen auch in Schwachlastphasen am Netz. Durch die Abschaffung dieses *Must-Run*-Sockels und eine flexible Biomasseverstromung könnte der Stromüberschuss aus Wind- und Solarenergie im Jahr 2032 von über 18 Prozent auf unter zwei Prozent der möglichen Jahreserzeugung gesenkt werden. Die Flexibilisierung des Kraftwerksbetriebs sollte daher ein wichtiges Ziel der deutschen Energiepolitik sein. Darüber hinaus ließe sich das System durch den Export von Stromüberschüssen und andere Maßnahmen weiter flexibilisieren. Eine Aufnahme der gesamten verbleibenden Überschüsse durch zusätzliche Speicher ist jedoch ökonomisch nicht sinnvoll. Stattdessen können die größten Erzeugungsspitzen *abgeregelt* werden. Die Mengen wären in einem flexiblen System relativ gering: Im Jahr 2032 müssten nicht einmal zwei Prozent der potenziellen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie verworfen werden.

Mittel- und langfristig werden verschiedene Energiespeicher nicht nur zur Aufnahme von Überschüssen, sondern auch zur Spitzenlastdeckung, zur Flexibilisierung der thermischen Stromerzeugung und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen benötigt. Dazu gehören nicht nur Stromspeicher, sondern auch Wärme- und Gasspeicher. Aus energiepolitischer Sicht ist daher die weitere Förderung von Forschung und Entwicklung in diesen Bereichen geboten.

Im Jahr 2012 lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bei knapp 23 Prozent des Bruttostromverbrauchs. Dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 zufolge soll dieser Anteil bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 Prozent steigen. Danach soll er bis 2030 auf 50 Prozent und bis 2050 auf 80 Prozent anwachsen.<sup>1</sup> Aufgrund begrenzter technisch-ökonomischer Ausbaupotentiale für Wasserkraft und Biomasse in Deutschland muss zur Erreichung dieser Ziele insbesondere die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik (PV) weiter ausgebaut werden.

Wind- und Sonnenkraft unterscheiden sich von konventionellen Kraftwerken in Hinblick auf die Regelbarkeit ihrer Stromerzeugung, da ihre Produktionsmöglichkeiten starken wetterbedingten sowie tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen.<sup>2</sup> Während die Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung (auch Einspeisemanagement genannt) grundsätzlich immer möglich ist, kann ihre maximale Produktion nicht über das zum jeweiligen Zeitpunkt gegebene natürliche Wind- beziehungsweise Sonnenenergieangebot hinaus ausgeweitet werden. So werden bei einem weiteren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik zunehmend Ausgleichsmaßnahmen beziehungsweise Flexibilitätsoptionen im Stromsystem erforderlich, damit Stromerzeugung und Nachfrage jederzeit in Einklang gebracht werden können.

Einerseits muss sichergestellt werden, dass die Last auch im Fall geringer Einspeisung aus erneuerbaren

<sup>1</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28. September 2010. Das Energiekonzept wurde ergänzt durch die Beschlüsse des Energiepakets vom 6. Juni 2011 zum vollständigen Ausstieg aus der Atomkraft bis 2022.

<sup>2</sup> Weitere Merkmale der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sind regelmäßige Abweichungen der tatsächlichen Stromerzeugung von Prognosen und eine geographische Verteilung der Stromerzeuger, die nur teilweise der historisch gewachsenen Netzstruktur entspricht.

Energien jederzeit gedeckt werden kann;<sup>3</sup> andererseits sollten temporäre Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien soweit möglich vermieden oder sinnvoll genutzt werden. Zur Vermeidung von Überschüssen trägt insbesondere die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken bei.<sup>4</sup> Derzeit besteht in Deutschland eine systemweite Mindesterzeugung (sogenannter Must-Run) konventioneller Kraftwerke in der Größenordnung von 20 GW. Dieser Must-Run ist einerseits auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zurückzuführen. Dazu gehört insbesondere die Vorhaltung von Regelleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz im Fall ungeplanter Erzeugungs- oder Nachfrageschwankungen. Andererseits können bei wärmegeführter Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung gewisse Mindesterzeugungsniveaus erforderlich sein. Darüber hinaus können Betreiber unflexibler Kraftwerksblöcke aufgrund hoher anfahrbedingter Kosten in Verbindung mit technischen Mindestlasten ökonomische Anreize zur überhöhten Stromerzeugung in Schwachlastphasen haben. Neben einer Verringerung dieses technischen oder ökonomischen Must-Runs konventioneller Kraftwerke kann auch eine Flexibilisierung der Biomasseverstromung zu einer Verringerung der Stromüberschüsse führen. In der Vergangenheit wurden die meisten Biogas- und Biomasseanlagen mit dem Ziel einer möglichst hohen Auslastung geplant und betrieben. Anreize zur bedarfsgerechten Stromerzeugung solcher Anlagen ergeben sich erst seit kurzem durch die sogenannte Flexibilitätsprämie und durch die Direktvermarktung im Rahmen der jüngsten Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Weitere Flexibilitätsoptionen sind der weiträumige Übertragungsnetzausbau, der die Nutzung der Überschüsse in anderen Regionen erlaubt, in denen zum jeweiligen Zeitpunkt beispielsweise ein geringeres Windangebot herrscht, sowie nachfrageseitige Maßnahmen insbesondere im Wärmebereich, beispielsweise durch Wärmepumpen.<sup>5</sup> Die verbleibenden Überschüsse kön-

nen durch verschiedene Arten von Stromspeichern<sup>6</sup> aufgenommen und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden (Kasten 1).

Als weitere Option verbleibt die temporäre Abregelung erneuerbarer Überschusserzeugung. Sie kann aus Systemkostensicht optimal sein, wenn keine ökonomisch sinnvollen Möglichkeiten zur Nutzung des Stroms bestehen. Aus umweltpolitischen oder gesellschaftlichen Gründen kann die Abregelung erneuerbarer Stromerzeuger aber problematisch sein. So kann das Verwerfen CO<sub>2</sub>-freier Elektrizität aus klimapolitischer Perspektive kritisiert werden, insbesondere wenn zur gleichen Zeit noch Strom durch Kohlekraftwerke erzeugt wird. Zudem können zukünftige Abregelungen die Rentabilität erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen verringern. Unsicherheit über die mögliche Größenordnung der Abregelungen würde die Finanzierungskosten erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen erhöhen, sofern die Einnahmeausfälle nicht kompensiert werden. Umgekehrt sind Kompensationszahlungen für die Nicht-Produktion politisch schwer vermittelbar. In Deutschland wird die abgeregelte Energie im Rahmen des EEG derzeit grundsätzlich kompensiert.<sup>7</sup>

### Simulationen zeigen: Stromüberschüsse insgesamt gering

Im Rahmen eines Forschungsprojekts hat das DIW Berlin für ausgewählte Zukunftsszenarien eine Simulation der Residuallast vorgenommen.<sup>8</sup> Dazu wurde von der stündlichen Stromnachfrage die durch Solar- und Windenergie erzeugte Strommenge abgezogen. Je nach Szenario wurden auch die Must-Run-Erzeugung konventioneller Kraftwerke sowie unflexible Biomasseverstromung berücksichtigt. Somit verbleibt die Residuallast als die Strommenge, die durch andere, regelbare Stromerzeuger gedeckt werden muss.

Es zeigt sich, dass die Leistung, die Häufigkeit und die Gesamtenergie der zu erwartenden temporären Strom-

**3** Im Folgenden liegt der Fokus der Betrachtung auf den Überschussituationen, da in den hier untersuchten Szenarien keine Spitzenlastdeckungsprobleme auftreten. Zur Debatte um die Vorhaltung ausreichender gesicherter Erzeugungskapazitäten vergleiche EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, März 2012; sowie Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft und Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin, 8. Oktober 2012.

**4** Vgl. VDE (2012): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. ETG-Task Force Flexibilisierung des Kraftwerksparks, Frankfurt.

**5** Vgl. VDE (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. ETG-Task Force Demand Side Management, Frankfurt.

**6** Vgl. VDE (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. ETG-Task Force Energiespeicherung, Frankfurt; sowie BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Bochum, April 2013.

**7** Vgl. auch Jacobsen, H.K., Schröder, S.T. (2012): Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. Energy Policy 49, 663–675.

**8** Die Arbeiten wurden im Rahmen eines vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Forschungsprojekts durchgeführt: Stromspeicher als zentrales Element der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien (StoRES – Storage for Renewable Energy Sources), FKZ 0325314. Vgl. Schill, W.-P. (2013): Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany. DIW Discussion Paper Nr. 1316, Berlin, im Erscheinen. Die Studie enthält weitere methodische Details und Sensitivitätsanalysen.

Kasten 1

**Energiespeicher für die Systemintegration erneuerbarer Energien**

Energiespeicher können unter anderem nach der Energieform ihrer Ein- und Ausspeicherung, ihrem Einsatzzweck und nach ihrer Leistungs- und Energiedimensionierung kategorisiert werden.<sup>1</sup> In Hinblick auf die ein- und ausgespeicherte Energieform können Stromspeicher im eigentlichen Sinne definiert werden als Anlagen, die Elektrizität vom Netz oder direkt von einem Stromerzeuger aufnehmen und sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben. In einer weiteren Definition umfassen Energiespeicher auch solche Technologien, die Elektrizität aufnehmen, in eine andere Energieform umwandeln und diese für eine spätere Verwendung speichern, ohne dass eine Rückverstromung erfolgt. Dazu gehören beispielsweise Wärmespeicher (Power-to-Heat) oder die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse mit möglicher nachgeschalteter Methanisierung (Power-to-Gas).<sup>2</sup> Zu den für die Systemintegration erneuerbarer Energien relevanten Energiespeichern gehören außerdem Wärmespeicher, die der Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung dienen, sowie Biogasspeicher, die eine bedarfsgerechte Verstromung von Biogas ermöglichen.<sup>3</sup>

Die Einsatzzwecke von Speichern sind vielfältig; dazu gehören die Sicherung der Systemstabilität,<sup>4</sup> klassische Arbitragegeschäfte zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen, die eine Verringerung der Gesamtkosten des Kraftwerkseinsatzes bewirken können, die Sicherung der Spitzenlastdeckung und nicht zuletzt die Systemintegration großer Anteile variabler erneuerbarer Energien.<sup>5</sup> Je nach Einsatzzweck können vielfältige Speichertechnologien zum Einsatz kommen, die allerdings unterschiedlich ausgereift sind. So haben sich beispielsweise Pumpspeicher jahrzehntelang bewährt, während sich adiabate Druckluftspeicher, verschiedene Batteriespeicherkonzepte und chemische Speicher teilweise noch in der Entwicklung befinden.

In Hinblick auf die Leistungs- und Energiedimensionierung von Speichern wird oftmals zwischen Kurzzeitspeichern, Tagespeichern und Saisonspeichern unterschieden. Hierfür ist ihre maximale Entladedauer beziehungsweise das Verhältnis von Energieinhalt des Speichers (beispielsweise in Megawattstunden) und Entladeleistung (in Megawatt) relevant.<sup>6</sup>

1 Vgl. Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., Sauer, D.U. (2012): Technology Overview on Electricity Storage: Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. Juni 2012.  
 2 Vgl. Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Dissertation, Universität Kassel.  
 3 Vgl. Østergaard, P.A. (2012): Comparing electricity, heat and biogas storages' impacts on renewable energy integration. Energy 37(1), 255-262.

4 Vgl. efzn (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. FA 43/12, Abschlussbericht, Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar, 8. März 2013.  
 5 Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., Milligan, M. R. (2010): The role of energy storage with renewable electricity generation. Tech. Rep. NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory; sowie Eyer, J. M., Corey, G. (2010): Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide. Sandia National Laboratories.  
 6 Vgl. Fuchs, G. et al. (2012), a.a.O.

überschüsse aus erneuerbaren Energien in allen Szenarien relativ gering ist, wenn keine Must-Run-Erzeugung konventioneller Kraftwerke erforderlich ist und Biomasse bedarfsgerecht verstromt werden kann.

Außerdem wurde der Speicherbedarf zur Aufnahme dieser Überschüsse simuliert unter der Annahme, dass Stromüberschüsse entweder gespeichert oder in unterschiedlichem Maße abgeregelt werden können. Die hier vorgenommenen Simulationen basieren auf den Stromerzeugungskapazitäten definierter Szenarien. In allen verwendeten Szenarien sind ausreichende Investitionen in Erzeugungskapazitäten vorgesehen, sodass die Nachfrage jederzeit gedeckt werden kann. Im Modell wird nicht gefordert, dass alle Stromerzeugungskapazitäten ihre langfristigen Grenzkosten decken müssen. Somit treten keine Knappheitspreise auf, und Stromspeicher können keine Zusatzerlöse aus der Bereitstellung gesicherter Leistung generieren. Auch werden mögliche Zusatzerlöse aus der Bereitstellung von Regelleistung nicht berücksichtigt. In einem optimierten Gesamtsystem

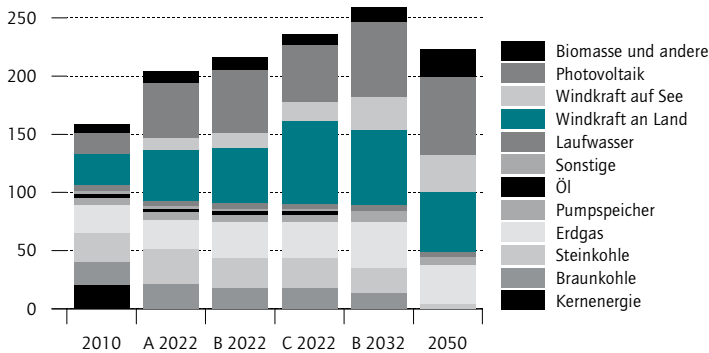
würde der Zubau von Stromspeichern so erfolgen, dass ihr Gesamtwert für das System über alle Teilbereiche (Arbitrage, Leistungsvorhaltung, Systemdienstleistungen) maximiert würde. Dabei dürfte es gegenüber den Szenarioannahmen auch zu einem Rückbau beziehungsweise reduzierten Ausbau von konventionellen Erzeugungskapazitäten kommen. Vor diesem Hintergrund können die Simulationsergebnisse nicht interpretiert werden als ideale Speicherkapazitäten in einem optimierten Gesamtsystem. Jedoch ermöglicht der Ansatz eine Fokussierung auf die Rolle von Speichern zur Aufnahme von Produktionsüberschüssen, auf die sich die Untersuchung im Folgenden konzentriert.

**Eingangsparameter:  
Szenarien für die Jahre 2022, 2032 und 2050**

Die zugrundeliegenden Szenarien orientieren sich stark am Netzentwicklungsplan Strom 2012 (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der in das Bundes-

Abbildung 1

**Stromerzeugungskapazitäten in verschiedenen Szenarien<sup>1</sup>**  
 Installierte Nettoleistungen in Gigawatt



<sup>1</sup> Die Szenarien für die Jahre 2022 und 2032 sind dem Netzentwicklungsplan Strom entnommen. Das Szenario für 2050 ist an die Leitstudie 2011 angelehnt (Szenario Leit 2011 A). Die Pumpspeicherleistung bleibt unverändert auf dem Stand von 2010, da der Zubau simuliert wird.

Quellen: 50 Hertz et al. (2012), a. a. O.; DLR et al. (2012), a. a. O.

© DIW Berlin 2013

Die Leistung von Windkraft und Photovoltaik steigt in allen Szenarien deutlich.

bedarfsplangesetz 2013 einging.<sup>9</sup> Für das Jahr 2022 werden im NEP die drei Szenarien A, B und C entworfen. Szenario A setzt die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung um; Szenario B berücksichtigt höhere Erzeugungsleistungen von erneuerbaren Energien sowie von Gaskraftwerken; Szenario C sieht noch höhere Anteile erneuerbarer Energien vor. Szenario B, das im NEP als Leitszenario gilt, wird bis zum Jahr 2032 fortgeschrieben.

Zudem wird ein langfristiger Ausblick auf das Jahr 2050 gegeben. Dazu wird das Szenario Leit 2011 A der aktuellen Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit herangezogen.<sup>10</sup> Diese Studie entwirft einen mit den Beschlüssen der Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende langfristig konsistenten Entwicklungspfad. Im Jahr 2050 wird demnach ein Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung von ungefähr 85 Prozent erreicht.

Für die NEP-Szenarien wird in allen Simulationen eine Nachfrage in der Höhe des Jahres 2010 angenom-

<sup>9</sup> 50Hertz et al. (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. 15. August 2012. Vgl. auch Gerbaulet, C., Kunz, F., von Hirschhausen, C., Zerrahn, A. (2013): Netzsituation in Deutschland bleibt stabil. DIW Wochenbericht Nr. 20+21/2013.

<sup>10</sup> Vgl. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. 29. März 2012. Die Studie wird oft auch als „Leitstudie 2011“ bezeichnet.

men.<sup>11</sup> Der jährliche Nettostromverbrauch zuzüglich Netzverlusten liegt bei 562 TWh mit einer Spitzenlast von 92 GW. Das Szenario 2050 sieht unter der Annahme langfristig deutlicher Einsparerfolge eine geringere Nachfrage von lediglich 413 TWh vor. Die Spitzenlast beträgt in diesem Fall 67 GW.

**Stromerzeugungskapazitäten wachsen in allen Szenarien**

Abbildung 1 zeigt die installierten Erzeugungskapazitäten aller Szenarien. Kernenergie ist entsprechend der gültigen Gesetzeslage in keinem der Szenarien mehr berücksichtigt. Die Gesamtleistung der konventionellen Gas- und Kohlekraftwerke ist in allen NEP-Szenarien ähnlich. Im Szenario 2050 ist die konventionelle Kraftwerksleistung aufgrund der hohen Anteile erneuerbarer Energien und der niedrigeren Gesamtnachfrage deutlich geringer und besteht fast nur noch aus Gaskraftwerken. Als Startwert für die Leistung der Pumpspeicherkraftwerke geht in allen Szenarien der Wert des Jahres 2010 in das Modell ein; der darüber hinausgehende Zubau an Speichern wird dann im Modell bestimmt.

Die erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten steigen aufgrund ihrer relativ geringen Auslastung in allen Szenarien deutlich stärker als die konventionellen Kapazitäten zurückgehen. Damit steigt die installierte Gesamtleistung in allen Szenarien, trotz der in den NEP-Szenarien gleichbleibenden und im Szenario 2050 sinkenden Stromnachfrage.

In den Simulationen wird die Flexibilität der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken (fossil oder mit Biomasse befeuert) variiert, indem von unterschiedlichen Mindesterzeugungsniveaus thermischer Kraftwerke ausgegangen wird. Systemdienstleistungen könnten künftig zunehmend von erneuerbaren Energien oder anderen Technologien<sup>12</sup> erbracht werden, auch die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung könnte flexibilisiert werden; somit dürfte es möglich sein, den Must-Run-Sockel mittel- und langfristig abzusichern (Kasten 2).

**Einspeisung erneuerbarer Energien hochgerechnet aus historischen Daten**

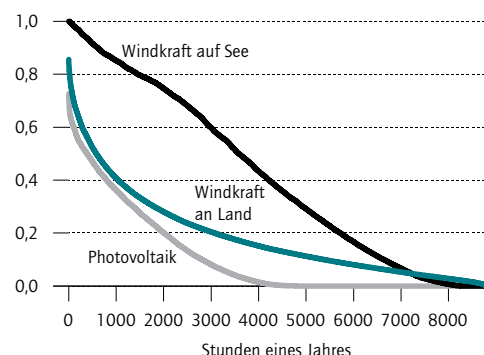
Zur Simulation der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in den Zukunftsszenarien wird auf

<sup>11</sup> Damit wird zur Verbesserung der Vergleichbarkeit von den – nur eingeschränkt nachvollziehbaren – Annahmen des NEP abgewichen. Eine stagnierende Nachfrage erscheint angesichts der mäßigen Erfolge im Bereich Energieeffizienz und der zunehmenden Elektrifizierung unterschiedlicher Anwendungen im Wärme- und Verkehrsbereich nicht unplausibel. Schill, W.-P. (2013), a. a. O. enthält zusätzlich Sensitivitätsanalysen für die NEP-Szenarien, in denen die Nachfrage um 10 oder 20 Prozent zurückgeht.

<sup>12</sup> Hier können auch Energiespeicher eine Rolle spielen, vgl. efzn (2013), a. a. O.

Abbildung 2

**Verfügbarkeitsfaktoren<sup>1</sup> für Windkraft und Photovoltaik**



<sup>1</sup> Dargestellt sind Mittelwerte für alle verfügbaren Wind- und PV-Zeitreihen.  
 Quellen: Daten der Übertragungsnetzbetreiber; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Windkraft an Land und Photovoltaik weisen hohe Leistungsspitzen aber relativ geringe Volllaststunden auf.

stündliche historische Einspeisedaten zurückgegriffen, die von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt werden. Dabei werden alle verfügbaren Daten genutzt. Für die Windkraft an Land liegen komplette Zeitreihen der Jahre 2006 bis 2012 vor; für die Windkraft auf See existieren lediglich Daten für die Jahre 2010 bis 2012.<sup>13</sup> Für die Photovoltaik liegen Daten für die Jahre 2011 und 2012 vor.

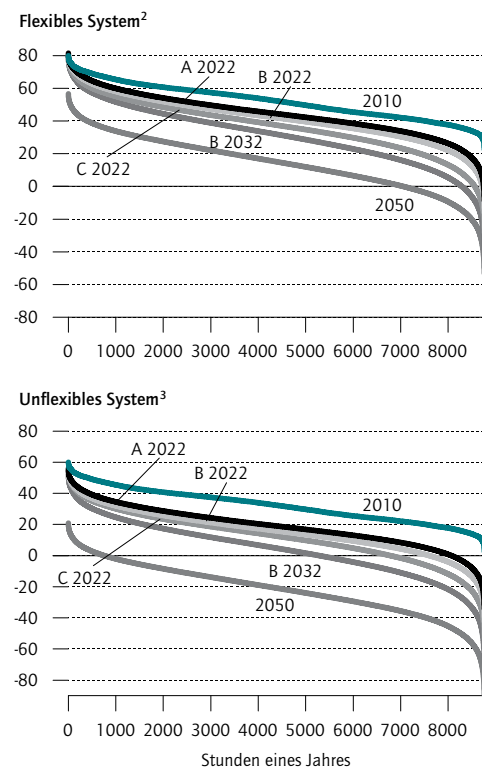
Die stündlichen ÜNB-Daten werden zunächst mit der tatsächlichen jährlichen technologiespezifischen Gesamtzeugung korrigiert.<sup>14</sup> Danach werden mit Hilfe einer linearen Interpolation der am jeweiligen Jahresende installierten Gesamtkapazitäten stündliche Verfügbarkeitsfaktoren für Windkraft an Land und auf See sowie Photovoltaik berechnet (Abbildung 2). Die durchschnittliche Auslastung für Windkraft an Land war im Jahr 2010 mit 16 Prozent am niedrigsten und 2007 mit 21 Prozent am höchsten. Windkraft auf See erreichte 2011 und 2012 deutlich höhere Auslastungen von ungefähr 43 Prozent. Dabei zeigt sich eine deutlich gleichmäßigere Stromproduktion als bei der Windkraft an Land. Die Photovoltaik kam in den Jahren 2011 und 2012 auf wesentlich niedrigere Auslastungen zwischen zehn und elf Prozent, die durch nächtliche und winterliche Produktionsunterbrechungen erklärt werden können.

**13** Die Qualität der Offshore-Einspeisezeitreihe ist deutlich schlechter einzuschätzen als die der Windkraft an Land. Im Jahr 2010 beinhalten die Einspeisedaten größtenteils nur den kleinen Demonstrationswindpark alpha ventus in der Nordsee, ab Ende 2010 zusätzlich den – sukzessive angeschlossenen – größeren Windpark Bard Offshore I.

**14** Hierzu werden die Publikationen Erneuerbare Energien in Zahlen des BMU verwendet.

Abbildung 3

**Residuallast in verschiedenen Szenarien<sup>1</sup>**  
 In Gigawatt



<sup>1</sup> Ergebnisse basieren auf Mittelwerten für alle verfügbaren Wind- und PV-Zeitreihen.

<sup>2</sup> Kein Must-run, bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse.

<sup>3</sup> 20 GW Must-run, konstante Stromerzeugung aus Biomasse.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die residuale Schwachlast nimmt stark ab, während sich die Spitzenlast kaum verändert. In einem unflexiblen System ist die Residuallast häufiger negativ.

**Ergebnis der Simulation:  
 Flexibler Systembetrieb reduziert Wind- und Solarüberschuss**

Die Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen und Photovoltaik bewirkt eine Verringerung der residualen Last. Aufgrund der Variabilität von Wind- und Sonnenstrom und aufgrund ihrer begrenzten Korrelation mit dem stündlichen Verlauf der Nachfrage sinkt die Residuallast aber nicht in allen Stunden des Jahres gleichmäßig ab. Vielmehr ist ein besonders starker Effekt in den Schwachlaststunden zu beobachten. Am rechten Rand der Last-Dauer-Kurve verschiebt sich die Residuallast in allen betrachteten Szenarien in den negativen Bereich (Abbildung 3). Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Nachfrage in diesen Stunden übersteigt. Je höher die installierte Windkraft- und PV-Leistung, desto weiter verschiebt



Kasten 2

**Methodik der Simulation**

Der Speicherbedarf zur Aufnahme der Überschüsse wird mit einem linearen Optimierungsmodell bestimmt.<sup>1</sup> Dabei handelt es sich um ein vereinfachtes, kostenminimierendes Kraftwerks- und Speichereinsatzmodell. Entscheidungsvariablen der Optimierung sind stündliche Erzeugungsniveaus von sechs thermischen Kraftwerkstypen, die Nutzung bestehender Pumpspeicher sowie der Zubau und die Nutzung dreier stilisierter Speichertechnologien (Tabelle 1). Dabei handelt es sich um echte Stromspeicher, die Elektrizität aus dem Netz beziehen und auch wieder in das Netz zurückspeisen.<sup>2</sup> Die Parametrisierung der Kurzzeitspeicher bildet eine Lithium-Ionen-Batterie ab, Tagesspeicher repräsentieren neue Pumpspeicherkraftwerke und Saisonspeicher orientieren sich an der sogenannten Power-to-Gas-Technologie mit Rückverstromung. Da es sich um stilisierte Speichertypen handelt, werden in der Optimierung keine Ausbaubeschränkungen für die einzelnen Technologien vorgesehen. Somit ergibt sich in Bezug auf Stromüberschüsse eine Entscheidung zwischen Abregelung und Speicherezubau. Es wird unterstellt, dass eine Abregelung ohne zusätzliche Investitions- oder Betriebskosten möglich ist.<sup>3</sup> Im Fall flexibler Biomasseverstromung stellt die Strom-

erzeugung dieser Technologie im Rahmen einer stündlichen Kapazitäts- und einer jährlichen Energierestriktion ebenfalls eine endogene Variable dar.

Ein wichtiger exogener Parameter für das Modell ist die stündliche Last. Maßgebende Größe ist dabei der Nettostromverbrauch zuzüglich Netzverlusten. Die Nachfrage wird auf Basis historischer stündlicher Nachfragedaten des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) hergeleitet, die entsprechend der Methodik des NEP 2012 um einen nicht beobachteten Anteil korrigiert werden.<sup>4</sup> Daneben gehen die Stromerzeugungskapazitäten der verschiedenen Szenarien sowie Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, die an Projektionen der internationalen Energieagentur angelehnt sind, als Parameter in das Modell ein (Tabelle 2). Die Stromerzeugung unterliegt grundsätzlich keinen Anfahr- oder Laständerungsrestriktionen. Diese systemweite Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke wird vereinfacht durch eine aggregierte Must-run-Bedingung abgebildet. Das deutsche Stromsystem wird isoliert von den Nachbarländern betrachtet. Von Netzengpässen innerhalb Deutschlands wird abstrahiert; dies entspricht der Annahme, dass ein hinreichender Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze erfolgt.

- 1 Eine ausführliche Modellbeschreibung bietet Schill, W.-P. (2013), a. a. O.
- 2 Die mögliche Nutzung anderer Energiespeicherformen wird implizit berücksichtigt: Die Annahme eines langfristig entfallenden Must-run-Sockels sowie einer flexibilisierten Biomasseverstromung könnte beispielsweise plausibilisiert werden durch die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und aus Biogasanlagen durch Wärme- oder Biogasspeicher sowie durch die zumindest teilweise Erbringung von Systemdienstleistungen durch unterschiedliche Energiespeichertechnologien.
- 3 Diese Annahme weicht von der gegenwärtigen Gesetzeslage ab, wonach Betreiber von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen für abregelungsbedingte Erlösausfälle kompensiert werden.

Die vereinfachte, lineare Optimierung ermöglicht die Erstellung umfangreicher Sensitivitätsanalysen. Variiert werden

- 4 Vergleiche 50Hertz et al. (2012), a. a. O., 38 ff. Im ebenfalls von den ÜNB erstellten Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, Stand 28. September 2012, wird eine abweichende Methodik verwendet, die nicht konsistent zum im NEP beschriebenen Vorgehen ist, und zu einer anderen Spitzenlast führt.

Tabelle 1

**Stilisierte Speichertechnologien<sup>1</sup>**

	Verhältnis Energie/Leistung in Stunden	Wirkungsgrad	Spezifische Investitionen in Euro/kW	Lebensdauer	Annuität <sup>2</sup> in Euro/kW
Kurzzeitspeicher (Lithium-Ionen-Batterie)	2	0,89	665	15	78
Tagesspeicher (Pumpspeicher)	8	0,79	850	30	76
Saisonspeicher (Power-to-Gas) <sup>3</sup>	500	0,35	1 500	20	153

1 Die Parameter stellen Mittelwerte für den Zeitraum zwischen heute und 2030 dar.  
 2 Angenommener Zinssatz von 8 Prozent.  
 3 Power-to-Gas inklusive Rückverstromung.

Quelle: Fuchs, G. et al. (2012), a. a. O.; Berechnungen des DIW Berlin.

- die installierten Kapazitäten konventioneller und erneuerbarer Stromerzeuger entsprechend den Szenarien;
- die auf historischen Daten beruhenden jährlichen Einspeisezeitreihen erneuerbarer Energien: Windkraft an Land 2006–2012, Windkraft auf See 2010–2012, Photovoltaik 2011–2012. Im Vergleich zu anderen Studien<sup>5</sup> werden somit alle verfügbaren historischen Einspeisezeitreihen für Windkraft und Photovoltaik in Deutschland verwendet. Es zeigt sich, dass unterschiedliche Wind- und PV-Jahre einen großen Einfluss auf die zu erwartenden Überschüsse haben können;
- der Must-run thermischer Kraftwerke: 20, 10 oder 0 GW;
- die zulässige Abregelung erneuerbarer Energien in Höhe von 100, 1, 0,1 oder 0 Prozent der maximal möglichen Jahresarbeit von Windkraft an Land und auf See, Photovoltaik und Laufwasser;
- die Flexibilität der Biomasseverstromung, entweder als konstante Durchschnittserzeugung oder als freie Variable im Rahmen der genannten Restriktionen.

Unter Annahme, dass die Korrelation der onshore- und offshore-Windjahre sowie der PV-Jahre vernachlässigbar ist, ergeben sich bei sonst gleichen Annahmen allein in Bezug auf die Einspeisung erneuerbarer Energien 42 mögliche Kombinationen. In der Langfassung wird für die NEP-Szenarien zusätzlich die Höhe der Last variiert (100, 90 oder 80 Prozent des Jahres 2010). Somit ergeben sich für jedes NEP-Szenario über 3 000 unterschiedliche Modellläufe, für das Szenario 2050 zusätzlich über 1 000 weitere.

*Einfluss wichtiger Modellannahmen auf die Ergebnisse*

Die für die Simulation getroffenen Annahmen verzerren die ermittelten Überschüsse und den Speicherbedarf in unterschiedliche Richtungen. Tendenziell unterschätzt werden die Überschüsse aufgrund der Vernachlässigung von Anfahr- und Laständerungsrestriktionen konventioneller Kraftwerke sowie aufgrund der Nichtberücksichtigung lokaler oder regionaler Netzengpässe. Bereits im Jahr 2010 kam es durch solche Engpässe zu einer Ausfallarbeit der Windkraft von 74 GWh; in den Jahren 2011 und 2012 wuchs dieser Wert auf 126 GWh

<sup>5</sup> Vergleiche beispielsweise Agora Energiewende (2012): Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022. Analyse, Berlin, Juni 2012.

Tabelle 2

**Annahmen zu variablen Stromerzeugungskosten<sup>1</sup>**

	Brennstoffpreise in Euro/MWh <sub>thermisch</sub>			Variable Kosten in Euro/MWh <sub>elektrisch</sub>		
	2022	2032	2050 <sup>3</sup>	2022	2032	2050 <sup>3</sup>
Braunkohle	2	2	–	20	26	–
Steinkohle	12	13	32	44	47	136
Erdgas <sup>2</sup>	25	25	54	68	72	131
Öl	53	62	–	166	202	–
Sonstige	7	7	–	33	37	–

<sup>1</sup> Berechnung der variablen Kosten unter Berücksichtigung durchschnittlicher Wirkungsgrade und unter Annahme von CO<sub>2</sub>-Preisen von 20 Euro/Tonne 2022, 30 Euro/Tonne 2032 und 75 Euro/Tonne 2050.  
<sup>2</sup> Mittelwert für offene Gasturbinen, Dampfturbinen und kombinierte Gas- und Dampfturbinen.  
<sup>3</sup> Keine Stromerzeugung aus Braunkohle, Öl oder Sonstigen.

Quelle: DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

beziehungsweise 421 GWh.<sup>6</sup> Unterschätzt wird der optimale Speicherezubau weiterhin dadurch, dass der Systemnutzen von Speichern in Hinblick auf die Bereitstellung von gesicherter Leistung und Systemdienstleistungen nicht berücksichtigt wird.

Tendenziell überschätzt wird dagegen die Entstehung von Überschüssen durch die lineare Skalierung der historischen Wind- und PV-Einspeiseprofile, die künftige Änderungen der Standortwahl erneuerbarer Stromerzeuger oder der Anlagenkonfigurationen nicht berücksichtigt, die zu einer bedarfsgerechteren Stromerzeugung führen könnten. Außerdem würde der Bedarf zur Speicherung oder Abregelung weiter sinken, wenn die Austauschmöglichkeiten mit dem europäischen Ausland<sup>7</sup> sowie weitere Flexibilitätsoptionen berücksichtigt würden. Dazu gehören die Nutzung von Stromüberschüssen im Wärmesektor (Power-to-Heat), die Lastverschiebung in verschiedenen Industrieprozessen und langfristig möglicherweise auch die Elektromobilität durch zumindest temporär mit dem Stromnetz verbundene Elektrofahrzeuge.

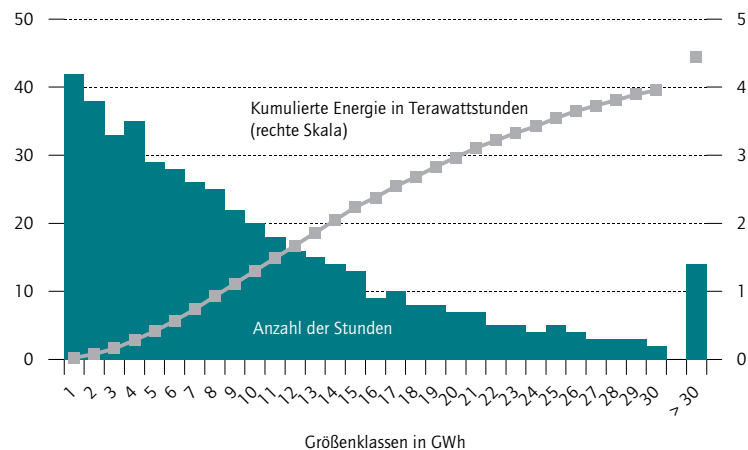
<sup>6</sup> Bundesnetzagentur (2012): Monitoringbericht 2011. Bonn; sowie Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2012. Stand: 5. Februar 2013, Bonn.

<sup>7</sup> Die durch Net Transfer Capacities approximierte gleichzeitige Exportkapazität von Deutschland in die Niederlande, Frankreich und die Schweiz lag nach Angaben von ENTSO-E im Jahr 2010 im Mittel bei 8,5 GW. Der in einzelnen Stunden tatsächlich für den Handel nutzbare Wert kann jedoch deutlich abweichen.

Abbildung 4

### Häufigkeitsverteilung der Überschussenergie (Einzelstunden)

Exemplarisch dargestellt für Szenario B 2032<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Dargestellt sind Durchschnittswerte der Überschussenergien der Einzelstunden unter Nutzung aller verfügbarer Wind- und PV-Zeitreihen und unter Annahme eines flexiblen Systems.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Überschüsse einzelner Stunden liegen meist im Bereich weniger GWh.

sich die Residuallast nach unten. Im Jahr 2032 kommt es in der Spitze zu einer Überschussleistung von rund 41 GW. Im Gegensatz dazu verändert sich die Spitzenlast (linke Seite der Kurve) nur wenig. Dies veranschaulicht, dass variable erneuerbare Energien über das Jahr betrachtet zwar erhebliche Mengen Strom erzeugen, aber vergleichsweise wenig zur Deckung der Spitzenlast beitragen können.

Die Abbildung zeigt auch den Unterschied zwischen einem flexiblen und einem unflexiblen Stromsystem, hier simuliert durch unterschiedliche Annahmen zur thermischen Mindestlast (0 oder 20 GW) und zur Stromerzeugung aus Biomasse (flexibel oder unflexibel). Bei Annahme unflexibler Stromerzeuger würde sich die Residuallast in allen Szenarien deutlich in den negativen Bereich verschieben.<sup>15</sup> Besonders extrem ist dieser Befund beim 2050-Szenario; allerdings erscheint die Annahme eines derart unflexiblen Systems im Jahr 2050 unplausibel.

Durch den Ausbau variabler erneuerbarer Energien steigen außerdem die sogenannten Gradienten der Residuallast stark an. Diese beschreiben die positive oder ne-

<sup>15</sup> Der gleiche Effekt tritt auf, wenn unter ansonsten gleichen Annahmen die Stromnachfrage sinkt. Vergleiche Schill, W.-P. (2013), a. a. O.

gative Änderung der residualen Last von einer Stunde zur nächsten. Die maximalen positiven Gradienten steigen von +11,4 GW im Jahr 2010 auf +21,9 GW im Szenario B 2032, während die minimalen negativen Gradienten von -7,2 GW auf -26,5 GW sinken. Dies bedeutet, dass der Bedarf an Flexibilität im konventionellen Kraftwerksbereich stark steigt.

### Überschussenergie in den meisten Szenarien gering

Abbildung 4 zeigt, in wie vielen Stunden verschieden große Überschussenergien durchschnittlich pro Jahr auftreten (Häufigkeitsverteilung). Exemplarisch sind die Simulationsergebnisse für alle Wind- und PV-Zeitreihen des Szenarios B 2032 dargestellt unter Annahme eines flexiblen Systems. In 471 von 8760 Stunden des Jahres treten Überschüsse auf, wobei sich ein Großteil im Bereich von wenigen Gigawattstunden bewegt. In nur 14 Stunden tritt ein Überschuss von mehr als 30 GWh auf, diese machen aber rund zehn Prozent der gesamten Überschussenergie aus. Insgesamt ergibt sich ein Überschuss von 4,4 TWh. Dies entspricht weniger als zwei Prozent der maximal möglichen jährlichen Gesamterzeugung aus Wind- und Solarenergie. Wenn allerdings die Flexibilisierungsoptionen im Stromsystem nicht umgesetzt werden, dann steigt die gesamte Überschussenergie im Jahr 2032 auf 18 Prozent der Jahreserzeugung aus Wind- und Sonnenenergie. In den NEP-Szenarien für das Jahr 2022 ergeben sich kleinere Überschüsse als in der Abbildung gezeigt, im Szenario 2050 dagegen größere.

In Hinblick auf die mögliche Nutzung der Überschussenergie durch Stromspeicher, aber auch durch Nachfragemanagement oder im Wärmebereich (Power-to-Heat), ist von Interesse, welches Gesamtvolumen an Überschussenergie sich in aufeinanderfolgenden Stunden ansammelt. Dazu wurde in Abbildung 5 die Energie zusammenhängender Stunden mit negativer Residuallast summiert und wieder in Größenklassen sortiert.<sup>16</sup> Insgesamt gibt es im Durchschnitt aller zugrunde gelegten Wind- und PV-Einspeisezeitreihen 71 zusammenhängende Überschusssituationen im Szenario B 2032. Es zeigt sich eine große Häufung von relativ kleinen Überschüssen, während große Überschussenergien nur sehr selten auftreten. Die meisten zusammenhängenden Überschüsse sind kleiner als 40 GWh und liegen

<sup>16</sup> Falls zwischen zwei Überschussperioden eine oder mehrere positive Residuallaststunden liegen, wird überprüft, ob die kumulierte positive Residualenergie am Ende der positiven Periode größer ist als die vorherige Überschussenergie. Ist dies nicht der Fall, wird auch die Energie der positiven Residuallastphase sowie der danach folgenden Überschussphase mit betrachtet. Dieses Verfahren vermeidet eine potenzielle Unterschätzung der zusammenhängenden Überschussenergie und passt daher gut zur folgenden Analyse des Speicherbedarfs für temporäre Überschüsse.



damit unterhalb der Größenordnung der existierenden deutschen Pumpspeicherkapazitäten. Größere Überschüsse sind selten, machen jedoch den Hauptteil der gesamten Überschussenergie aus. Demnach müssten die Speicherkapazitäten sehr groß dimensioniert sein, wenn sie auch den sehr selten auftretenden, maximalen zusammenhängenden Überschuss aufnehmen sollen. In einem unflexiblen System würden die Energien zusammenhängender Überschüsse erheblich ansteigen. Im Durchschnitt aller Wind- und PV-Zeitreihen für das Szenario B 2032 wären ungefähr zehn Prozent aller Überschüsse größer als 1000 GWh beziehungsweise eine TWh.

### Speicherbedarf zur Aufnahme von Überschüssen

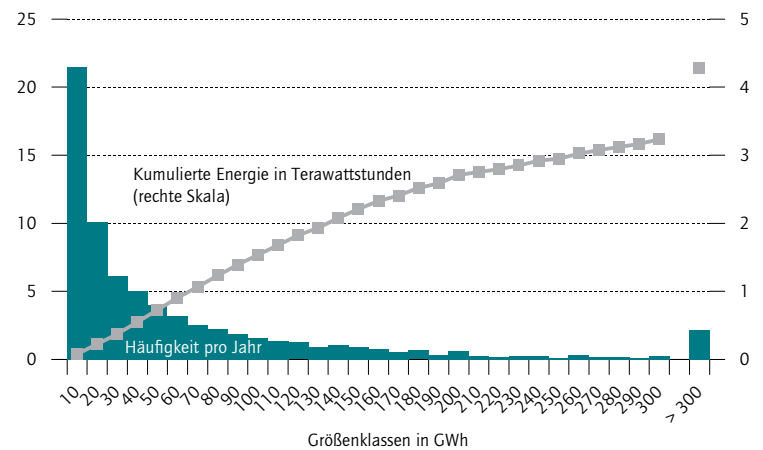
Schon die Simulationen der Residuallast zeigen, dass die Überschusserzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Szenarien relativ selten, aber in der Spitze mit hoher Leistung auftritt. Dementsprechend können spezifische Maßnahmen, die zur Integration dieser Überschüsse ergriffen werden, nur auf geringe Volllaststunden kommen. Sind diese Maßnahmen mit hohen Investitionen verbunden, könnte eine Abregelung der Stromerzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien aus Systemkostensicht gegebenenfalls die kostengünstigere Alternative darstellen. Die Simulationsergebnisse legen nahe, dass dieser Befund grundsätzlich auch für Stromspeicher gilt, obwohl diese nicht nur zur Aufnahme von Überschüssen eingesetzt werden können, sondern auch für Ausgleichszwecke zwischen sonstigen Stark- und Schwachlastphasen, wann immer die Kostenersparnis der Arbitrage den Energieverlust des Speichers übersteigt. Im Modell wird allerdings der Wert von Stromspeichern für das Gesamtsystem unterschätzt, da ihr potenzieller Beitrag zur Bereitstellung von gesicherter Erzeugungsleistung und von Systemdienstleistungen nicht honoriert wird. In einem optimierten Gesamtsystem dürfte der Speicherzubaу somit tendenziell höher liegen als hier ermittelt.

### Volle Überschussintegration durch zusätzliche Speicher nicht optimal

Unter der Annahme eines auch künftig unflexiblen Stromsystems (20 GW Must-Run, unflexible Biomasseverstromung) ergibt sich ohne Abregelung und bei Abwesenheit anderer Flexibilitätsoptionen ein erheblicher Speicherbedarf. In den NEP-Szenarien für 2022 und 2032 müssten 32 bis 74 GW zugebaut werden. Für das Jahr 2050 ergibt sich ein extrem hoher Speicherzubaу von 93 GW, wenn alle Überschüsse durch Speicher integriert werden müssen. Aufgrund der großen

Abbildung 5

### Häufigkeitsverteilung der zusammenhängenden Überschussenergie Exemplarisch dargestellt für Szenario B 2032<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Dargestellt sind Durchschnittswerte der zusammenhängenden Überschussenergien unter Nutzung aller verfügbarer Wind- und PV-Zeitreihen und unter Annahme eines flexiblen Systems.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

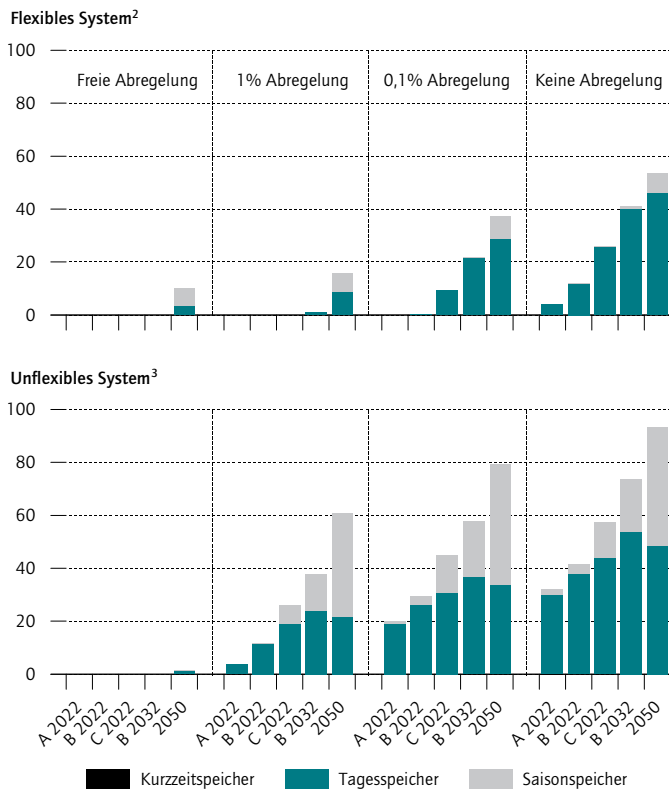
Sehr große zusammenhängende Überschüsse sind selten, haben aber einen hohen Anteil an der gesamten Überschussenergie.

zusammenhängenden Überschussenergien werden dabei auch in nennenswertem Umfang Saisonspeicher benötigt. Wird die Abregelung von Erzeugungsspitzen zugelassen, sinkt der Speicherbedarf deutlich. Wird nur ein Prozent der möglichen Jahresarbeit von Wind und PV abgeregelt, sinkt der Speicherbedarf in den NEP-Szenarien auf vier (A 2022) bis 38 GW (B 2032) und im Jahr 2050 auf 61 GW. Bei unbeschränkter Abregelung werden praktisch gar keine Speicher mehr zugebaut. In diesem Fall würden allerdings erhebliche Mengen erneuerbaren Stroms abgeregelt. Im Szenario B 2032 wären es 15 Prozent der möglichen Jahreserzeugung von Wind- und Solarenergie. Es erscheint aus heutiger Sicht unplausibel, dass ein von variablen erneuerbaren Stromerzeugern dominiertes System derart unflexible Stromerzeuger aufweisen würde; dennoch veranschaulicht die Simulation, wie wichtig die Flexibilisierung des Stromsektors beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist.

Unter der Annahme eines flexiblen Systems (kein Must-Run, flexible Biomasseverstromung) ergibt sich ein deutlich geringerer Speicherbedarf. Er liegt für den Fall, dass alle Überschüsse durch Speicher aufgenommen werden müssen, in den NEP-Szenarien zwischen vier (A 2022) und 41 GW (B 2032), im Jahr 2050 bei knapp 54 GW. Die Abregelung erneuerbarer Einspei-

Abbildung 6

**Investitionen in Stromspeicher<sup>1</sup>**  
In Gigawatt



1 Dargestellt sind Mittelwerte für alle simulierten Wind- und PV-Zeitreihen. Berücksichtigt wurde nicht der Beitrag von Speichern zur Spitzenlastdeckung, zur Flexibilisierung der thermischen Stromerzeugung und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

2 Kein Must-run, bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse.

3 20 GW Must-run, konstante Stromerzeugung aus Biomasse.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Je geringer die mögliche Abregelung, desto höher ist der erforderliche Speicherzubaу. In einem unflexiblen System steigt der Speicherbedarf stark an.

sespitzen senkt den Speicherzubaу noch stärker als in einem unflexiblen System. Selbst im Fall, dass nur ein Prozent der möglichen Jahreserzeugung verworfen werden darf, wird in den NEP-Szenarien praktisch kein zusätzlicher Speicher benötigt. Im Szenario 2050 verbleibt bei einer solchen Abregelung ein Speicherbedarf von 16 GW, im Fall freier Abregelung sinkt er weiter auf zehn GW.<sup>17</sup> In einem flexiblen System werden aufgrund der geringeren Überschussenergien fast ausschließlich Tagesspeicher mit einem Energie-Leistungs-

17 Weitere Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass die zusätzlichen Speicherkapazitäten auch hier nicht erforderlich für die Spitzenlastdeckung sind; die Gesamtkosten eines Systems ohne zusätzliche Speicher wären jedoch höher.

Verhältnis von acht Stunden zugebaut. Kurzspeicher spielen in keinem Szenario eine nennenswerte Rolle.<sup>18</sup>

Während Abbildung 6 aus illustrativen Gründen nur Mittelwerte über alle Wind- und PV-Jahre zeigt, gibt es zwischen einzelnen Simulationsläufen starke Variationen des optimalen Speicherzubaу. Der Unterschied zwischen dem größten und dem kleinsten Speicherzubaу beträgt unter Annahme eines flexiblen Systems bis zu 27 GW (B 2032), in einem unflexiblen System sogar bis zu 40 GW (C 2022). Dies zeigt, dass Analysen zum zukünftigen Speicherbedarf nicht auf Einspeise- beziehungsweise Wetterdaten einzelner Jahre basieren sollten.

**Hohe Kosten der vollständigen Überschussintegration durch Speicher**

Den Modellergebnissen zufolge werden in den NEP-Szenarien keine Speicher zugebaut, sofern die Abregelung erneuerbarer Stromerzeuger nicht eingeschränkt wird. Dies bedeutet, dass die Systemkosten ohne Speicherzubaу am niedrigsten liegen, obwohl erneuerbarer Strom mit Grenzkosten von Null Euro pro Megawattstunde verworfen wird. Die Investitionskosten eines Speichers können also nicht gerechtfertigt werden durch die eingesparten Kosten der alternativen Stromerzeugung in denjenigen Perioden, in denen der Speicher entladen würde.<sup>19</sup> Dies zeigt sich deutlich, wenn man die Kosten des Speicherzubaу auf die – durch diese zusätzlichen Speicher – vermiedene Energieabregelung bezieht. In den flexiblen NEP-Szenarien, in denen durch Abregelungsverbot der Speicherausbau forciert wird, stellen sich bei voller Überschussintegration durch Speicher je nach Szenario spezifische Speicherinvestitionen von hunderten bis tausenden Euro pro MWh vermiedener Abregelung ein; dieser Wert liegt deutlich über dem durchschnittlichen Marktwert des Stroms und auch über der durchschnittlichen EEG-Vergütung von Windstrom. In einem unflexiblen System, in dem Überschussituationen deutlich häufiger auftreten und Speicher demnach stärker ausgelastet sind, sinkt dieser Wert; in den NEP-Szenarien ergeben sich aber durchweg immer noch spezifische Investitionen von über hundert Euro pro MWh vermiedener Abregelung. Im

18 Dies dürfte daran liegen, dass viele Überschüsse länger als zwei Stunden andauern und dass die Annuität des Kurzspeichers etwas höher liegt als die des Tagesspeichers; dieser komparative Nachteil kann durch den höheren Wirkungsgrad des Kurzspeichers nicht ausgeglichen werden. Kurzspeicher dürften für die Bereitstellung kurzfristiger Systemdienstleistungen eine deutlich höhere Relevanz haben als für die mengenmäßige Verschiebung erneuerbarer Stromerzeugung.

19 Einschränkend wird allerdings noch einmal darauf hingewiesen, dass der mögliche weitere Nutzen von Stromspeichern in einem optimierten Gesamtsystem in Hinblick auf die Bereitstellung von gesicherter Leistung oder von Systemdienstleistungen hier nicht berücksichtigt wird.

2050-Szenario liegen die Werte etwas niedriger, da die Speicher noch häufiger genutzt werden.

### Auswirkungen auf Anteile erneuerbarer Energien in flexiblem System gering

In Bezug auf die Anteile erneuerbarer Energien am Stromverbrauch<sup>20</sup> zeigen sich in den Szenarien mit flexiblem Kraftwerkspark nur geringe Änderungen zwischen Abregelung und Speicherung, da die jährliche Überschussenergie in der Regel klein ist. Unter den NEP-Szenarien sind die Effekte im Szenario 2032 am größten. Aber selbst hier steigt der Erneuerbaren-Anteil bei maximalem Speicherzubau im Vergleich zur Abregelung nur um ein Prozent; in einem unflexiblen System kann der Anteil im Jahr 2032 dagegen durch Stromspeicher um sieben Prozent gesteigert werden. Im 2050-Szenario sind die speicherbedingten Steigerungsmöglichkeiten des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch größer, da hier höhere Überschüsse auftreten. Vergleichsmaßstab ist hier jedoch nicht die volle Abregelung der Überschüsse, sondern der in der Optimierung bestimmte Speicherzubau, der selbst bei freier Abregelung aufgrund von Arbitragemöglichkeiten zustande kommen würde. In einem flexiblen System ist im Jahr 2050 durch einen gegenüber dieser Referenz forcierten Speicherzubau eine Steigerung um gut ein Prozent möglich, in einem unflexiblen System dagegen um über 40 Prozent. Anders ausgedrückt: Ohne Systemflexibilisierung und den Einsatz von Stromspeichern lassen sich langfristig sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien nicht erreichen.

### Fazit und energiepolitische Schlussfolgerungen

Um die Energiewende in Deutschland zu verwirklichen, muss die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik weiter deutlich ausgebaut werden. Aufgrund ihrer variablen Erzeugungsmöglichkeiten verändert sich bei steigenden Anteilen dieser Technologien die von den übrigen Stromerzeugern zu deckende Residuallast in Deutschland deutlich, wobei verstärkt Überschusssituationen auftreten können. Die szenariobasierte Analyse des DIW Berlin zeigt, dass die erneuerbare Überschusserzeugung stark sinkt, wenn die Must-Run-Erzeugung konventioneller Kraftwerke vermindert und die Biomasseverstromung flexibilisiert wird. Dann treten im Jahr 2032 in 471 Stunden Überschüsse auf, deren Energie meist im Bereich weniger Gigawattstunden liegt. In der Spitze kommt es

aber zu sehr hohen Überschussleistungen von rund 41 GW. Insgesamt beträgt der Überschuss im Jahr 2032 bei einem flexiblen System weniger als zwei Prozent der maximal möglichen jährlichen Gesamterzeugung aus Wind- und Solarenergie. Ohne eine Flexibilisierung der thermischen Stromerzeugung steigt dieser Anteil jedoch auf 18 Prozent.

Die Analyse zeigt, dass eine volle Speicherung aller erneuerbaren Stromüberschüsse in Deutschland grundsätzlich nicht optimal sein dürfte, da die resultierende Auslastung der Speicher sehr gering wäre. In Bezug auf die gesamte mögliche Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energien kann schon durch sehr kleine temporäre Abregelungen von Leistungsspitzen der notwendige Zubau von Speichern deutlich reduziert werden. Wenn auch nur ein Prozent der Energie abgeregelt werden kann, reduziert sich der Speicherbedarf zur Aufnahme der Überschussenergie im Jahr 2032 von 74 auf 38 GW in einem unflexiblen System und von 41 GW auf praktisch Null in einem flexiblen System. Würde der Beitrag berücksichtigt, den Speicher zur Abdeckung der Spitzenlast und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen leisten können, steigt das Volumen der optimalen Speicherinvestitionen. Die genaue Höhe der künftig optimalen Abregelung lässt sich aus heutiger Sicht kaum bestimmen, da sie von der relativen Kostenentwicklung unterschiedlicher Technologien und der Umsetzung verschiedener Flexibilitätsoptionen abhängt. In Hinblick auf die geringen Gesamtüberschüsse in einem flexiblen System ist aber davon auszugehen, dass die Kosten einer Weiterführung der gegenwärtigen Praxis, abregelungsbedingte Einnahmeausfälle zu kompensieren, auch künftig überschaubar bleiben dürften, insbesondere dann, wenn das Stromsystem flexibel ist. Kompensationszahlungen können sich positiv auf die Finanzierungsmöglichkeiten von Investoren erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen auswirken, da Unsicherheiten über das Volumen möglicher Abregelungen vermieden werden.

Der Bedarf an Stromspeichern sinkt, wenn weitere Flexibilitätsoptionen in die Betrachtung einbezogen werden, die teilweise deutlich geringere Kapitalkosten als Stromspeicher aufweisen. Vor allem der Export temporärer Erzeugungsspitzen sowie die Nutzung von Strom im Wärmesektor erscheinen als geeignete und vergleichsweise kostengünstige Optionen zur sinnvollen Verwendung großer Teile künftiger Überschussenergien in Deutschland. Somit dürfte es sich beim – ohnehin geringen – Niveau der Abregelung in der vorliegenden Analyse um eine obere Grenze handeln. Die Bestimmung eines optimalen Mixes verschiedener Flexibilitätsoptionen bleibt Gegenstand der Forschung.

<sup>20</sup> Hier bezogen auf den Nettostromverbrauch zuzüglich Netzverlusten.

Da die Flexibilität der thermischen Stromerzeugung einen großen Einfluss auf die Entstehung temporärer Überschüsse und damit auch auf den Bedarf an Integrationsmaßnahmen hat, sollte ihre Steigerung höchste energiepolitische Priorität bekommen. Hierbei können neben anderen Maßnahmen auch unterschiedliche Energiespeichertechnologien eine Rolle spielen, beispielsweise bei der Verringerung des Must-Run-Sockels durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Stromspeicher), bei der Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (Wärmespeicher) sowie bei der Flexibilisierung der Biomasseverstromung (Biogasspeicher).

WolfPeter Schill ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [wschill@diw.de](mailto:wschill@diw.de)

In Hinblick auf die derzeit diskutierte Notwendigkeit der Förderung von Energiespeichern ist die Energiepolitik aufgerufen, die in der Vergangenheit vernachlässigte Technologieentwicklung weiter zu unterstützen, damit die mittel- und langfristig für verschiedene Anwendungszwecke erforderlichen Speicher auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Die von den Bundesministerien für Bildung und Forschung, Wirtschaft und Technologie sowie Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ins Leben gerufene Förderinitiative Energiespeicher ist mit einem Fördervolumen von 200 Millionen Euro ein guter Ansatz, der ausgebaut und verstetigt werden sollte.

---

### INTEGRATION OF WIND AND SOLAR ENERGY: FLEXIBLE ENERGY SYSTEM REDUCES SURPLUSES

---

**Abstract:** The implementation of the energy transition in Germany requires the further expansion of wind and solar power. With both of these technologies, electricity generation is subject to strong seasonal and weather-related variations. In consequence, temporary situations may arise where more power is generated than can be consumed at that point in time. In the present study, DIW Berlin uses selected future scenarios to estimate the potential scale of these surpluses and to examine how they should be tackled.

The aforementioned simulations indicate that increasing the flexibility of the energy system can drastically reduce the occurrence of surpluses. Currently, many power plants remain producing even in situations of low demand due to technical, economic and systemic reasons. If this must run requirement of conventional power plants is abandoned, and if power generated by biomass is tailored to demand, it would be possible to reduce the forecast power surplus from wind and solar energy for 2032 from over 18 percent to less than two percent of their potential annual production. The more flexible operation of Germany's fleet of power stations should, therefore, be an important aim for

the country's energy policy. Exporting power surpluses or using them in heating or demand-side measures will further increase system flexibility. Power storage devices can absorb some of the remaining surplus. Storage of all surplus power might not be economically viable. If storage capacity is merely constructed to capture such surplus, then it would be more cost efficient to curtail some of the peak renewable energy production. The size of the surplus that would need to be curtailed is in fact relatively small: based on a flexible system, in 2032, only less than two percent of potential power generated by wind and solar energy would need to be discarded.

In the medium and long term, various forms of energy storage will be required, not only to absorb surpluses, but also to cover peak load periods, to improve the flexibility of thermal electricity production, and to supply frequency control and other ancillary services. Apart from electricity storage devices, these can also comprise thermal energy and gas storage systems. From an energy policy perspective, therefore, it is advisable to continue support for research and development in these areas.

JEL: Q40; Q42; Q48

**Keywords:** renewable energy; residual load; power storage; Germany



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e.V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
[www.diw.de](http://www.diw.de)  
80. Jahrgang

#### Herausgeber

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

#### Chefredaktion

Sabine Fiedler  
Dr. Kurt Geppert

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Sebastian Kollmann  
Dr. Richard Ochmann  
Dr. WolfPeter Schill

#### Lektorat

Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Dr. Vanessa von Schlippenbach

#### Textdokumentation

Lana Stille

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49-30-89789-249  
[presse@diw.de](mailto:presse@diw.de)

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74, 77649 Offenburg  
[leserservice@diw.de](mailto: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](mailto:kundenservice@diw.de)) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.