

# KONZEPT ZUR BESTIMMUNG DES MARKTPOTENZIALS VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM STROMMARKT

Hendrik Kondziella<sup>a,b</sup>, Thomas Bruckner<sup>a,b</sup>

<sup>a</sup> Fraunhofer MOEZ, Neumarkt 9-19, D-04109 Leipzig, <http://www.moez.fraunhofer.de>

<sup>b</sup> Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Grimmaische Str. 12, D-04109 Leipzig, +49 341 97 33518, [kondziella@wifa.uni-leipzig.de](mailto:kondziella@wifa.uni-leipzig.de), <http://www.wifa.uni-leipzig.de/iirm/energiemanagement.html>

**Kurzfassung:** Das Ziel einer weitestgehenden Umstellung der Stromversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien (EE) stellt erhöhte Anforderungen an die Flexibilität des Energiesystems, wenn die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden soll. Dies gilt insbesondere bei der Integration der regenerativen Erzeugung aus stark fluktuierenden Quellen wie Windkraft und Photovoltaik (PV). Das erforderliche bilanzielle Gleichgewicht des Elektrizitätssystems kann dabei grundsätzlich durch Maßnahmen auf der Erzeuger- und Verbraucherseite sowie im Übertragungs- und Verteilnetzbereich sichergestellt werden. Eine exakte Quantifizierung des erforderlichen Flexibilitätsbedarfs in einem regenerativen Energiesystems gestaltet sich jedoch äußerst schwierig. Sowohl in der Wissenschaft als auch in der energiewirtschaftlichen Praxis herrscht noch kein ausreichendes Verständnis über die verwendeten Begrifflichkeiten, noch existiert ein Konsens über die eingesetzten Methoden zur Bedarfsermittlung bzw. hinsichtlich einzelner technologischer Potenziale. Vor diesem Hintergrund soll in diesem Beitrag eine Einordnung der derzeitigen Methoden zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs vorgenommen werden. Zur Klassifikation eignen sich dabei die Begrifflichkeiten technisches, wirtschaftliches und marktbasierendes Potenzial, um eine Vergleichbarkeit der gewonnenen Forschungsergebnisse herzustellen. Zudem erfolgt die Bewertung der Ergebnisse aus der methodischen Blickrichtung, anhand dessen sich Forschungslücken identifizieren lassen. Aus diesem Verständnis heraus schlagen wir in diesem Beitrag ein integriertes Konzept zur Bestimmung des *marktbasierendes Potenzials* von Flexibilitätsinstrumenten vor, da es aus Sicht der Marktakteure ein relevantes Entscheidungskriterium darstellt. Entgegen den bisherigen Ansätzen umfasst das Marktpotenzial den Flexibilitätsbedarf auf allen Teilsegmenten des Strommarktes. Neben der Aggregation der jeweiligen Erlöspotenziale sind auch Konkurrenzeffekte auf Grund eines Kapazitätsausbaus zu berücksichtigen.

**Keywords:** Erneuerbare Energien, Flexibilitätsbedarf, Energiespeicher, Marktpotenzial

## 1 Einleitung

Das Ziel einer weitestgehenden Umstellung der Stromversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien (EE) stellt erhöhte Anforderungen an die Flexibilität des Energiesystems, wenn die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden soll. Eine kritische Diskrepanz zwischen Erzeugung und Stromnachfrage entsteht in regenerativen Energiesystemen häufig durch räumliche und zeitliche Abweichungen (Droste-Franke et al., 2012). Dies gilt insbesondere, wenn der Großteil der Versorgung aus zeitlich fluktuierenden Quellen wie Windkraft (onshore, offshore) und Solarenergie (PV) gedeckt werden soll. Das zur Aufrechterhaltung der Nennfrequenz erforderliche bilanzielle Gleichgewicht des Elektrizitätssystems kann grundsätzlich durch Maßnahmen auf der Erzeuger- und Verbraucherseite sowie der Netzebene sichergestellt werden (Bertsch, Growitsch, Lorenczik, & Nagl, 2012).

Im Allgemeinen sind dabei regelmäßig folgende Fragen von wissenschaftlichem Interesse:

- Welcher Bedarf an Flexibilität ergibt sich für das Stromversorgungssystem?
- Mit welchem Potenzial ist für bestimmte Technologien zu rechnen, die den gegebenen Flexibilitätsbedarf erfüllen?
- Wie verläuft der zeitliche Ausbaupfad des Flexibilitätsbedarfs?
- Wird ein bedarfsadäquater Ausbau der Flexibilitätsoptionen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten im derzeitigen Marktsystem erreicht?

Sowohl in der Wissenschaft als auch in der energiewirtschaftlichen Praxis herrscht jedoch weder ein ausreichendes Verständnis über die verwendeten Begrifflichkeiten und deren Bedeutung, noch existiert ein Konsens über die eingesetzten Methoden zur Beantwortung der aufgeworfenen Fragestellungen.

Vor diesem Hintergrund soll in diesem Beitrag eine Einordnung der derzeitigen Methoden zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs vorgenommen werden. Zur Klassifikation der Forschungsergebnisse eignen sich Definitionen des *technischen*, *wirtschaftlichen* und *marktbasierten* Potenzials, die bereits zur Abgrenzung des Ressourcenbestands von EE verwendet werden (Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, 2006). Zudem erfolgt die Bewertung der Ergebnisse aus einer methodischen Blickrichtung in einem zweiten Schritt.

Bei der Analyse des derzeitigen Forschungsstandes wird deutlich, dass in der Regel vornehmlich ein *technisches* Potenzial des Flexibilitätsbedarfs abgeleitet wird. Dazu wird häufig aus historischen Daten der regenerativen Stromeinspeisung auf künftig zu erwartende Ereignisse mit einer unausgeglichene Strombilanz geschlossen. Die Größenordnung der zumeist stündlich aufgelösten Abweichungen gibt dann Aufschluss über den erforderlichen Flexibilitätsbedarf. Dieser Wert wird regelmäßig mit einem Speicherbedarf gleichgesetzt, obgleich an dieser Stelle auch andere flexible Technologien zum Bilanzausgleich herangezogen werden können.

Für eine Bestimmung des *wirtschaftlichen* Potenzials kommen oft modellbasierte Methoden zum Einsatz. Die Modellansätze fokussieren sich in der Regel auf den Einsatz von bestimmten Flexibilitätsoptionen am Spotmarkt. Dadurch beschränkt sich das ermittelte Potenzial lediglich auf die modellierten Technologien. Zudem werden weitere Erlösquellen aus der Analyse ausgeblendet.

Das *Marktpotenzial* stellt für den Entscheidungsträger die relevante Zielgröße dar, vermittels derer die Attraktivität einer Investitionsmöglichkeit beurteilt werden kann. In der derzeitigen Forschung werden die Erlöse einer Technologie anhand eines optimierten Einsatzprofils am Spot- und/oder Regelleistungsmarkt bestimmt, wobei die Technologien als Preisnehmer betrachtet werden. Von dieser Annahme kann bei einem signifikanten Ausbau von Flexibilitätsoptionen im GW-Bereich jedoch nicht per se ausgegangen werden.

Aus diesem Verständnis heraus schlagen wir in diesem Beitrag ein integriertes Konzept zur Bestimmung des marktbasierten Potenzials vor. Dazu wird zunächst eine Abgrenzung der wesentlichen Begriffe vorgenommen (vgl. Kap. 2), um damit eine vergleichende Bewertung des gegenwärtigen Forschungsstandes zu gewährleisten (vgl. Kap. 3). Dabei werden Studien mit dem Fokus auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen und europäischen Energiesystem einbezogen. Durch die Analyse der Stärken und Schwächen der verwendeten Methoden können Rückschlüsse auf die Ausgestaltung eines konsistenten Modellkonzepts gezogen werden, mit dessen Hilfe die aufgeworfenen Fragestellungen beantwortet werden können (vgl. Kap. 4).

## 2 Abgrenzung der Begriffe: Potenzial, Flexibilität, Speicher

Die Auswertung der aktuellen Forschungsergebnisse bezüglich der „Speicherpotenziale“ in Energiesystemen mit hohen Anteilen von erneuerbaren Energien verdeutlicht, dass die Untersuchungen oft keinen einheitlichen Begriffsstandard verwenden und ihre Ergebnisse dadurch kaum vergleichbar sind. Zur Einordnung und Bewertung solcher Ergebnisse sollten daher vorab Kriterien für eine Klassifizierung definiert werden.

Der Bedarf einer Klassifizierung betrifft zum Ersten den Begriff des „Potenzials“. Zu diesem Zweck eignet sich eine Abgrenzung entsprechend der Methoden zur Quantifizierung einer Ressource, z. B. bei regenerativen Energiequellen (Wind, PV, Biomasse). Die Einteilung erfolgt regelmäßig anhand der folgenden Zielgrößen und ihren Einschränkungen:

- 1) Theoretisches Potenzial: Physikalische Grenzen, Energieinhalt einer Ressource.
- 2) Technisches Potenzial: Systemgrenzen, Topografie, Umwandlungseffizienzen und andere technologische Restriktionen.
- 3) Ökonomisches Potenzial: Technologie- und Brennstoffkosten, Wettbewerb mit konkurrierenden Technologien (auf Vollkostenbasis).
- 4) Marktpotenzial: Politische/Regulatorische Einflüsse (z.B. Förderung innovativer Technologien), Wettbewerb mit konkurrierenden Technologien (betriebswirtschaftliche Sichtweise der Investoren).<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Das Marktpotenzial wird in der Regel bezogen auf einen zukünftigen Zeitpunkt angegeben. Es gibt an, welcher Teil des ökonomischen Potenzials unter Berücksichtigung von Hemmnissen und Marktunvollkommenheiten im Zeitverlauf erschlossen werden kann. Erfolgt eine Förderung von Technologien, so kann das Marktpotenzial gerade in frühen Phasen der Marktdurchdringung auch über dem jeweils zu erwartenden ökonomischen Potenzial liegen, da die Technologie durch die Förderung für Investoren auch dann attraktiv sein kann, wenn die Anlagen auf Vollkostenbasis betrachtet noch nicht konkurrenzfähig sind.

Da die Einschränkungen des so definierten Potenzials durch zusätzliche Restriktionen von der ersten (theoretisch) bis zur vierten Stufe (marktbasiert) in der Regel zunehmen, wird die jeweilige Größenordnung im Allgemeinen abnehmen (Lopez, Roberts, Heimiller, Blair, & Porro, 2012, Kaltschmitt et al., 2006).

Zum Zweiten ist die Frage zu klären, welche Technologien im Fokus der Untersuchung stehen. Häufig werden Forschungsergebnisse mit einem „Speicherpotenzial“ deklariert, obgleich keine Festlegung auf eine bestimmte Technologie beim Design der Methodik erfolgt ist. In solchen Fällen wären die Ergebnisse eher mit einem Bedarf an „Flexibilität“ des Energiesystems auszuweisen. Diese Flexibilität erstreckt sich auf den zeitlicher bzw. räumlicher Ausgleich von Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Strombedarf) zu einem bestimmten Zeitpunkt. Ein solcher Ausgleich kann jedoch durch verschiedene Optionen auf der Angebots- oder Nachfrageseite zur Verfügung gestellt werden (vgl. (Krzikalla, Achner, & Brühl, 2013).

Ein Speicher i.e.S. wiederum kann angebots- und nachfrageseitig zum Einsatz kommen, um die benötigte Flexibilität sicherzustellen, so dass die Bildung einer eigenen Kategorie für diese Flexibilitätsoption sinnvoll erscheint. Hilfreich ist dies auch vor dem Hintergrund, dass der Begriff des „Speichers“ technologisch nicht eindeutig belegt ist. Im Zusammenhang mit Anwendungen zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Elektrizitätssystem sind häufig großskalige Speicheroptionen wie Pumpspeicher (PSW), Druckluftspeicher (CAES), „Power-to-Gas“ oder Batterien von Interesse. (Beaudin, Zareipour, Schellenberg, & Rosehart, 2010). In Bezug auf Batterien ist eine weitere Untergliederung in die verschiedenen Technologieoptionen und verwendeten chemischen Konfigurationen möglich (Blei, Lithium, Redox-flow, Natrium-Schwefel).

**Tabelle 1: Kriterien und mögliche Ausprägungen zur Bewertung von Methoden und Forschungsergebnissen im Hinblick auf den Flexibilitätsbedarf eines Energiesystems.**

<b>Bewertungskriterium</b>	<b>Mögliche Ausprägungen</b>
Potenzial	Theoretisch Technisch Ökonomisch Marktbasiert
Flexibilitätsoptionen (Auswahl)	Netzausbau Einspeisemanagement (Abregeln) Lastmanagement Flexible Kraftwerke Flexible Kraft-Wärme-Kopplung Pumpspeicher (PSW) Druckluftspeicher (CAES, AA-CAES) Batteriespeicher (Blei, Li-Ion, Redox, NaS) Power-to-Gas Power-to-Heat
Zeitliche Abgrenzung	2015, 2020, 2030, 2050
Räumliche Abgrenzung	Deutschland, Europa, USA, Asien

Neben der Festlegung der Kategorie des abgeleiteten Potenzials sowie den einbezogenen Flexibilitätsoptionen ist auch der räumliche und zeitliche Bezugsrahmen der Analyse von Bedeutung. Vielfach werden Szenarioanalysen durchgeführt, die bestimmten Annahmen über die zukünftige Entwicklung von Einflussfaktoren, wie etwa dem Ausbau der EE oder der Höhe der Stromnachfrage, unterliegen. Die Einflussfaktoren sind dann wiederum an den zeitlichen Bezugsrahmen geknüpft. Dagegen wird die räumliche Auflösung der Analyse durch die zumeist nationale Betrachtungsweise des Energiesystems vorab determiniert.

Tabelle 1 zeigt zusammenfassend den Kriterienkatalog, der zur Bewertung von Methoden und gegenwärtigen Forschungsergebnissen herangezogen wird.

### **3 Stand der Forschung**

Das folgende Kapitel beschreibt den gegenwärtigen Stand der wissenschaftlichen Diskussion zum Bedarf an zusätzlichen Flexibilitätsoptionen im Allgemeinen sowie Energiespeichern im Besonderen. Bei den dafür ausgewählten Studien sollen insbesondere die eingesetzten Methoden sowie die räumlichen und zeitlichen Rahmenbedingungen beleuchtet werden. Die ausgewählten Studien umfassen die europäische Stromversorgung sowie spezifische Analysen für Deutschland.

#### **3.1 Forschungsergebnisse zum Flexibilitätsbedarf**

##### **3.1.1 Technische und wirtschaftliche Potenziale im europäischen Kontext**

Die Studie von (Inage, 2009) schätzt die notwendige Speicherkapazität zum Ausgleich der kurzzeitigen Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage in Stromnetzen mit hohen Anteilen von EE ab. Da keine technologische Festlegung auf der Angebotsseite erfolgt, können die resultierenden Speicherkapazitäten allgemein als Flexibilitätsbedarf charakterisiert werden. Für die Studie wurde eine numerische Simulation entwickelt, um den „Speicherbedarf“ bei gegebener Einspeisung aus fluktuierenden EE mit einer zeitlichen Auflösung von 6 min zu bestimmen. Als Kriterium für die Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs wird die Anpassungsgeschwindigkeit von Mittellastkraftwerken an die residuale Lastkurve herangezogen<sup>2</sup>. Auf Basis dieser Methodik und in Abhängigkeit der Variationsbreite der prognostizierten Windeinspeisung führt die Simulation zum Ergebnis, dass für die Region Westeuropa eine Speicherleistung von 40-100 GW erforderlich wäre, um unzulässige Betriebszustände der Mittellastkraftwerke zu vermeiden. Derzeit beträgt die installierte Speicherleistung etwa 33 GW, vornehmlich in Form von Pumpspeicherkraftwerken, sodass eine zusätzliche Speicherleistung in Westeuropa von 7-67 GW bis 2050 benötigt würde.

In (Steinke, Wolfrum, & Hoffmann, 2013) wird ein Szenario analysiert, in dem Wind- und Sonnenenergie den Elektrizitätsbedarf in Europa im Jahresdurchschnitt zu 100 % zu decken vermögen. Mit einem vereinfachten Speichermodell, das das Dargebot an EE und der Stromnachfrage in stündlicher Auflösung bilanziert, wird der Bedarf an Reserveenergie bestimmt. Ohne zusätzliche Speicher/Flexibilität wäre danach in einer lokalen Netzregion

---

<sup>2</sup> Die residuale Last wird in der genannten Studie aus der originären Stromnachfrage abzüglich der Einspeisung aus EE und der Grundlast bestimmt.

(Radius 25 km) eine Reserveenergie von 40 % des jährlichen Strombedarfs (in TWh) vorzuhalten. Durch eine maximale Erweiterung der Netzregion (Radius 3000 km), die einem europaweit ausgebauten Netz entspräche, kann die erforderliche Reserveenergie auf 20 % reduziert werden. Verglichen mit dem jährlichen Strombedarf in Europa von etwa 3200 TWh (in 2007) wäre eine Strommenge von mindestens 640 TWh zum Ausgleich des schwankenden Dargebots an EE nötig. Nur Langzeitspeicher, mit einer Kapazität bis zu 90 Tagen, sind in der Lage sind, den Bedarf an Reserveenergie vollständig zu vermeiden. Werden darüberhinaus Kombinationen der betrachteten Flexibilitätsoptionen (Netzausbau, Speicher) hinsichtlich der jeweils erforderlichen Reserveenergie untersucht, wird nochmals deutlich, dass ein alleiniger Ausbau der Übertragungsnetze im europaweiten Maßstab nicht ausreicht, um eine Vollversorgung mit EE zu erreichen. Kann ein adäquater Netzausbau nur im nationalen Maßstab erreicht werden (Radius 100-500 km), wären Speicherkapazitäten von 7-30 Tagen notwendig, um den Anteil der EE auf über 90 % heben.

Gegenüber den beiden vorgenannten Arbeiten untersucht (Gatzen, 2008) die Möglichkeiten der profitablen Anwendung von verschiedenen Speichertechnologien in europäischen Strommärkten. Für die Beantwortung der Forschungsfragen werden Strommarktmodelle zur Optimierung von Ausbau (Investition) und Einsatz (Dispatch) von konventionellen Kraftwerken und Speichersystemen herangezogen. Der Zeitraum der modellbasierten Analyse umfasst die Jahre 2015-2030. Dazu werden zunächst historische Preise für Spot- und Regelleistungsmärkte herangezogen, um die Kapitalwerte von verschiedenen Speicheroptionen (PSW, CAES, AA-CAES, Gasturbine, Redox-flow-Batterie, H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle) in diesen Märkten zu ermitteln. Im zweiten Schritt werden dann modellierte Preiszeitreihen für den Zeitraum 2015-2030 verwendet, um die zukünftigen Marktwerte der Speicheroptionen abzuschätzen. Die modellbasierte Analyse mit historischen Preiszeitreihen identifiziert die Niederlande als besten Standort für den Einsatz von großskaligen Speichern, insbesondere in Form von adiabaten Druckluftspeichern (AA-CAES)<sup>3</sup>. Deutschland, Spanien, aber auch Frankreich erreichen ebenfalls positive Verzinsungen bei einem optimierten Speicherbetrieb. Die modellierten Preiszeitreihen bieten Einsatzmöglichkeiten für Anlagen mit hohem Wirkungsgrad (PSW, AA-CAES und Redox-flow-Batterien), wobei die Zielgrößen für einen profitablen Einsatz bei 700-800 €/kW bei einem Zykluswirkungsgrad von 70-80 % liegen.

### 3.1.2 Technische und wirtschaftliche Potenziale im deutschen Strommarkt

Die Untersuchung von (Kuhn, 2011) liefert einen Ansatz zur Ableitung des ökonomischen Speicherpotenzials im deutschen Strommarkt<sup>4</sup> bis zum Jahr 2050. Als flexible Technologien stehen PSW, AA-CAES und Wasserstoffelektrolyse zur Verfügung. Im Rahmen der

---

<sup>3</sup> Ein Vergleich der Modellergebnisse von technologisch ähnlichen Speichersystemen (AA-CAES und CAES) verdeutlicht, dass AA-CAES-Kraftwerke zwar höhere Anfangsinvestitionen verlangen (750 zu 600 €/kW), die jährliche Auslastung der Anlage wegen der höheren Effizienz und den geringen variablen Kosten jedoch besser abschneidet. Insofern können effizientere Anlagen auch von kleineren Preisdifferenzen profitieren. Im Einzelfall ist entscheidend, ob die Ausnutzung der Preisdifferenzen ausreicht, um die fixen Kosten der Anlagen zu erwirtschaften. Auch die etablierten Wettbewerber wie Pumpspeicher und Gasturbinen können im Rahmen der Anwendung von historischen Preisen positive Verzinsungen erreichen.

<sup>4</sup> In dem Modell wird nur der deutsche Spotmarkt abgebildet, d.h. Im- und Exporte in angrenzende Strommärkte sowie die Bereitstellung von Regelleistung werden nicht berücksichtigt.

Kostenoptimierung erwächst der Mehrwert der Speicheroptionen gegenüber konventioneller Kraftwerksleistung aus den Einsatzmöglichkeiten zum Lastausgleich sowie der Integration von Überschussstrom aus EE oder KWK-Anlagen. Im Szenario "Standard" wird ein Abschlag von 50 % auf die annuitätischen Investitionskosten der Speicher unterstellt, wodurch mögliche Einnahmen aus der Vermarktung von Regelleistung abgedeckt werden sollen. Weiterhin ist das zusätzliche Potenzial für PSW aufgrund der geografischen Restriktionen in Deutschland auf 10 GW und 40 GWh beschränkt worden<sup>5</sup>.

Die Modellergebnisse zeigen, dass im Zeitraum von 2022-2032 Pumpspeicher im zulässigen Bereich von 3 GW/ 40 GWh zugebaut werden. Ab 2033 beginnt die zusätzliche Nutzung von AA-CAES mit bis zu 16 GW in 2050. Den größten Beitrag liefern Langzeitspeicher (H<sub>2</sub>). Der Zubau beginnt ab 2034 und erreicht rund 34 GW Ladeleistung in 2050. Insgesamt beträgt die installierte Ladeleistung etwa 53 GW in 2050. Demgegenüber werden im Modell nur 20 GW an Speicherleistung, insbesondere für Langzeitspeicher, für die Entladung benötigt<sup>6</sup>.

In (VDE, 2012) werden die Anforderungen zum Ausgleich der Fluktuationen durch EE-Einspeisung bei Anteilen an der Stromnachfrage von 40 %, 80 % und 100 % untersucht. Die Studie abstrahiert zunächst von konkreten Speichertechnologien. Vielmehr wird eine allgemeine Unterteilung in Kurzzeitspeicher (hoher Wirkungsgrad, geringe Speicherkapazität) und Langzeitspeicher (geringer Wirkungsgrad, hohe Speicherkapazität) vorgenommen. Zu diesem Zweck wird ein Strommarktmodell für Deutschland eingesetzt, das den Einsatz eines gegebenen Speicher- und Kraftwerksparks kostenoptimal festlegt. Der durch die Einsatzoptimierung stattfindende Nutzungsgrad des Speicherparks wird gemäß der Studie als ökonomisches Potenzial interpretiert. Danach werden Kurzzeitspeicher im Umfang der vorgegebenen Kapazität vollständig genutzt (40 % EE: 16 GW/80 GWh, 80 % EE: 28 GW/ 140 GWh). Dagegen können Langzeitspeicher das zur Verfügung stehende Potenzial nicht voll ausschöpfen<sup>7</sup>, wobei die erreichten Kapazitäten die heutigen Speichervolumina (z. B. PSW) um ein Vielfaches übersteigen (40 % EE: 23 GW/2100 GWh, 80 % EE: 36 GW/ 8000 GWh).

In (Schill, 2013) werden die Auswirkungen eines Ausbaus der EE gemäß den Planungen des Netzentwicklungsplans (NEP) auf den Bedarf an Flexibilität zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage untersucht. Demgemäß wird für 2032 eine negative residuale Stromnachfrage (EE-Überschuss) in 5 % der Stunden des Jahres erwartet, wenn sich der thermische Kraftwerkspark (incl. Biomasse) vollständig flexibel an den Strombedarf anpassen kann. Wird dagegen ein konstanter Bedarf an netzgekoppelter Kraftwerkskapazität (*Must-run*) in Höhe von 20 GW unterstellt, erhöht sich dieser Anteil auf 40 % der Stunden des Jahres. Mit

---

<sup>5</sup> Bei den anderen Technologien werden die Restriktionen eher deklaratorisch mit 200 GW/ 6600 GWh (AA-CAES) und 200 GW/ 500000 GWh (H<sub>2</sub>) in der Optimierung berücksichtigt.

<sup>6</sup> Die Analyse der im Szenario „Standard“ benötigten Speicherkapazität in 2050 zeigt, dass ein erhebliches Potenzial für AA-CAES (mit 500 GWh) und H<sub>2</sub>-Elektrolyse (11.000 GWh) unter den gegebenen Annahmen wirtschaftlich genutzt werden kann. Trotzdem müssen weiterhin Überschussmengen an EE im Umfang von etwa 14 TWh p.a. ab 2034 abgegelt werden.

<sup>7</sup> Durch den höheren Wirkungsgrad werden die Kurzzeitspeicher in der Einsatzreihenfolge bevorzugt und werden auch als Wochenspeicher genutzt. Allerdings können Langzeitspeicher den Bedarf an konventionellen Kraftwerken, insbesondere Gasturbinen, entscheidend reduzieren und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Hilfe eines linearen Modellansatzes wird ein kostenoptimaler Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage analysiert. Als Flexibilitätsoptionen stehen neben der Möglichkeit EE-Anlagen abzuregeln und konventionelle Kraftwerkskapazitäten einzusetzen auch Stunden-, Tages- und Saisonspeicher zur Verfügung. Die Ergebnisse zeigen, dass keine zusätzlichen Speicher zum Systemausgleich erforderlich sind, solange eine (kostenlose) Abregelung möglich ist. Dagegen wären für eine vollständige Integration der EE in 2032 zusätzliche Speicheroptionen bis zu 41 GW notwendig. Sind Must-run Kapazitäten zu berücksichtigen, so steigt insbesondere der Bedarf an Saisonspeichern stark an.

### **3.2 Bewertung der Forschungsergebnisse**

Die bisher betrachteten Studien verfolgen die Zielsetzung, das erforderliche Niveau von Speichervolumen und -leistung zu ermitteln, das für einen vollständigen Ausgleich von Erzeugung und Stromnachfrage benötigt wird. Dabei wird implizit die Hypothese vertreten, dass der Bedarf an Speichern und an anderen Flexibilitätsoptionen vom Anteil der fluktuierenden Energieeinspeisung ins jeweilige System determiniert wird. In der Zusammenfassung der Forschungsergebnisse in Tabelle 2 wird gezeigt, wie sich die Anwendung der zuvor aufgestellten Bewertungskriterien (vgl. Kap. 2) auf die Einordnung der Studien auswirkt.

Die Analysen zum technischen Potenzial fokussieren sich auf die Anforderungen des stündlichen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im jeweiligen räumlichen Bezugsrahmen (Deutschland, Europa). Dabei bleiben jedoch weitere technische Aspekte einer stark fluktuierenden Residuallast bei einer höheren zeitlichen Auflösung unberücksichtigt. Insofern sind die Ergebnisse der Studien zum „Speicherbedarf“ nur in Bezug auf die verwendete Maßzahl (Residuallast) valide. In den hier betrachteten Studien speist sich das wirtschaftliche Potenzial zumeist aus den vermiedenen Kapital- und Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken. Die Ergebnisse sind somit sehr stark von den Annahmen über die zukünftigen Gesteungskosten der thermischen Kraftwerke sowie der Speichertechnologien bestimmt. Wird die Gewährleistung der Versorgungssicherheit modellseitig integriert, können auch saisonale Speicher wirtschaftliche Vorteile erzielen (Kuhn, 2011).

Beim Vergleich der jeweiligen Potenzialkategorie wird deutlich, dass eine marktbasiertere Abschätzung des Speicherbedarfs von einer Studie durchgeführt wird (Gatzen, 2008). Die ist insbesondere vor dem Hintergrund beachtlich, dass derzeit bereits etwa 100 GW Speicherkapazität weltweit in Stromversorgungssystemen installiert sind (Chen et al., 2009). Wenn diese Speicher sich schon heute in liberalisierten Strommärkten bewähren, sollte sich gemäß der vertretenen Hypothese, das Marktpotenzial bei einem weiteren Ausbau der EE entsprechend vergrößern. Dementsprechend werden in (Gatzen, 2008) die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten von Speichern modellbasiert untersucht, ohne jedoch auf die Konkurrenzeffekte auf Preise und Wettbewerber einzugehen, die bei einem Ausbau der gesamten Speicherkapazität im Markt zu erwarten ist (Kondziella & Bruckner, 2012).

Tabelle 2: Zusammenfassung und Bewertung der aktuellen Forschung

Autor	Potenzial			Flexibilitäts- optionen	Abgrenzung		Stärken	Schwächen	Ergebnisse
	Techn.	Ökon.	Markt		Zeitlich	Lokal			
(Inage, 2009)	x			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technologisch nicht spezifiziert</li> <li>• Bedarf an kurzzeitiger Flexibilität</li> </ul>	2010-2050	West-europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simulation auf Skala von 0,1 h</li> <li>• Global abgestimmtes Szenario („Blue Map“)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine realen Zeitreihen für Wind- und PV-Erzeugung</li> <li>• Keine regionale Auflösung des Erzeugungsmix</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flexibilitätsbedarf in Abhängigkeit der Windkraftanteils</li> <li>• Zusätzlicher Bedarf in 2050 von 7-67 GW</li> </ul>
(Steinke et al., 2013)	x	x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reserveenergie, Netzausbau, Pumpspeicher, Batterien, Wasserstoff</li> <li>• Kurzfristiger und saisonaler Ausgleich</li> </ul>	2050	Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simulation auf Skala von 1 h</li> <li>• Regionale Wetterdaten von 2000-08</li> <li>• Einfluss von Netzausbau auf Speicherbedarf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kein Bezug zu nationalen Kraftwerkparks</li> <li>• Keine Abregelung von EE bewertet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bedarf an Flexibilität abhängig von Netzausbau und zulässigem Einsatz von (konv.) Reserveenergie</li> <li>• Optimale Systemkosten zwischen 110-140 €/MWh für national ausgebaute Netze in Verbindung mit Kurzzeitspeichern</li> </ul>
(Gatzen , 2008)		x	x	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PSW, (AA-) CAES, Redox-flow, Brennstoffzelle, Gasturbine</li> </ul>	2015-2030	Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kapazitätsplanung und Einsatz-optimierung von konv. Kraftwerken und Speichern</li> <li>• Berücksichtigung der europ. Strommärkte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konservatives Szenario für EE-Ausbau, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise</li> <li>• Keine Konkurrenz-effekte bei Speichern untersucht</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirtschaftlichkeit von Speichern (PSW, (AA-) CAES), insbesondere bei Einsatz auf Spot- und Regelleistungsmärkten</li> <li>• Zielgrößen für profitablen Speicherbetrieb im Strommarkt bei Investitionskosten von 700-800 €/kW sowie ein Gesamtwirkungsgrad von 70-80 %</li> </ul>

Autor	Potenzial			Flexibilitäts- optionen	Abgrenzung		Stärken	Schwächen	Ergebnisse
	Techn.	Ökon.	Markt		Zeitlich	Lokal			
(Kuhn, 2011)		x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• PWS, (AA-) CAES, H<sub>2</sub>-Elektrolyse</li> <li>• Kurzzeit- und Langzeitspeicher bedarf</li> </ul>	2010-2050	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kapazitätsplanung und Einsatzoptimierung von konv. Kraftwerken und Speichern</li> <li>• Teilmodell für Versorgungssicherheit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kein Import/Export</li> <li>• Keine Bestimmung der Wirtschaftlichkeit der Speicher anhand von Preisen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Steigender Flexibilitätsbedarf ab 2034</li> <li>• Ladeleistung verteilt sich auf Kurzzeit- (19 GW) und Langzeitspeicher (34 GW) in 2050</li> <li>• Wirtschaftlichkeit der Speicher abhängig von zusätzlichen Erlösmöglichkeiten</li> </ul>
(VDE, 2012)	x	x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kurzzeit- und Langzeitspeicher bedarf</li> </ul>	2010-2050	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einsatzoptimierung von Speichern und konv. Kraftwerken</li> <li>• Szenarioanalyse für EE-Anteile von 40, 80 und 100 %</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Speicherzubau wird exogen bestimmt</li> <li>• Keine Kopplung mit europ. Strommärkten</li> <li>• Ökon. Potenzial aus Einsatzfahrplan zum stündlichen Ausgleich bestimmt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bis 40 % EE sind flexible Kraftwerke und eine geringe Abregelung zur Integration der EE nötig</li> <li>• Bei 80 % EE: genutzte Speicherkapazität steigt auf 28 GW/ 140 GWh (Kurzzeit) sowie 36 GW/ 8 TWh (Langzeit) an</li> <li>• Systemkosten bei Speicherausbau max. 1 ct/kWh über Referenzfall</li> </ul>
(Schill, 2013)	x	x		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Li-ion, PSW, Power-to-gas, Abregelung von EE</li> <li>• Stunden-, Tages- und Saisonspeicher</li> </ul>	2022-2050	Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Variation der zulässigen EE-Abregelung</li> <li>• Variation der Wetterjahre für EE-Einspeisung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Netzrestriktionen</li> <li>• Perfekte Flexibilität von konv. Kraftwerken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kein Speicher erforderlich bei zulässiger Abregelung</li> <li>• Bis zu 41 GW in 2032 zu vollst. Integration der EE</li> <li>• Höherer Bedarf bei unterstellter <i>Must-run</i>-Kapazität</li> </ul>

## 4 Modellkonzept zur Bestimmung des Marktpotenzials

Die Bewertung der aktuellen Forschung zeigt, dass eine Reihe von wissenschaftlichen Methoden zur Potenzialbestimmung von Flexibilitätsoptionen zur Verfügung steht. Derzeit sind jedoch häufig noch technische sowie (volks-)wirtschaftliche Betrachtungsweisen vorherrschend. Insbesondere die Ableitung eines Marktpotenzials von bestimmten Technologien stellt eine große Herausforderung bei der methodischen Abgrenzung dar. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die bisher verwendeten Methoden vorgestellt. Die hierbei erkannten Defizite sollen durch die Aufstellung eines eigenen Modellkonzeptes zur Bestimmung des Marktpotenzials kompensiert werden.

### 4.1 Methoden der aktuellen Forschung: Status quo

Die im Kontext der Energiewende in Deutschland sowie des global stattfindenden Ausbaus der EE durchgeführten Studien zum Speicher- bzw. Flexibilitätsbedarfs können anhand der o. g. Kriterien bewertet und eingeordnet werden (vgl. Tabelle 2). Beim Vergleich der eingesetzten Methoden wird im Folgenden eine Differenzierung anhand der jeweiligen Potenzialkategorie vorgenommen.

#### 4.1.1 Technisches Potenzial

Die Ableitung des technischen Potenzials von Flexibilitätsinstrumenten in zukünftigen Energiesystemen bildet häufig den Ausgangspunkt der wissenschaftlichen Analyse (VDE, 2012) (Schill, 2013) (Steinke et al., 2013). Dazu werden Szenarien für den Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazität (Wind, PV, Biomasse) innerhalb eines festgelegten Zeithorizonts herangezogen, um daraus die dargebotsabhängige Einspeisung in hoher zeitlicher Auflösung (z. B. 8760 h/a) zu bestimmen. Das charakteristische Profil der Erzeugung aus EE basiert auf historischen Wetterjahren (Schill, 2013) (Steinke et al., 2013) oder numerischen Simulationen (Inage, 2009). Diese Zeitreihe der EE-Einspeisung (Angebot) wird der räumlich äquivalenten Stromnachfrage<sup>8</sup> (regionale, nationale, europäische Ebene) gegenübergestellt, um daraus die residuale Stromnachfrage zu ermitteln. Diese sogenannte Residuallast wird im Allgemeinen von regelbaren Stromerzeugern ausgeglichen. Aus der Analyse der (stündlich aufgelösten) Residuallast für zukünftige Analysejahre (z. B. 2020, 2030, 2050) lassen sich insbesondere die folgenden Kennzahlen ableiten:

- Maximale Residuallast: Notwendige Leistung der Reservekraftwerke bzw. positive Flexibilität (Ausspeicherung, Lastreduktion u. ä.),
- Minimale Residuallast: Negative Werte bedeuten Stromüberschüsse aus EE. Notwendige Leistung an negativer Flexibilität (Einspeicherung, Lasterhöhung, Abregelung u. ä.),
- Überschussmengen: Aggregation der zusammenhängenden Stunden mit Stromüberschüssen. Bedarf an maximaler Speicherkapazität.

---

<sup>8</sup> Die Stromnachfrage kann bei Netzbetreibern in hoher zeitlicher Auflösung (z. B. 8760 h/a) abgerufen werden.

Die aus der Zeitreihe für die Residuallast bestimmten Kennzahlen können als technisches Potenzial für den Flexibilitätsbedarf interpretiert werden. Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse einer solchen Residuallastanalyse leidet an den unterschiedlichen Annahmen zum Ausbau der EE, der verwendeten Wetterjahre sowie der angenommenen Entwicklung der Stromnachfrage (konstant, steigend, fallend). Zudem wird in einigen Arbeiten eine bestimmte konventionelle Kraftwerksleistung zur Gewährleistung der Systemsicherheit vorgesehen, die sich erhöhend auf das ermittelte technische Potenzial auswirkt (Schill, 2013), (Krzikalla et al., 2013), (Consentec, FGH, & IAEW, 2012). Eine detaillierte Untersuchung der zeitlichen Verteilung der Überschussmengen lässt auch eine Differenzierung des technischen Potenzials in kurzzeitige und saisonale Flexibilität zu (VDE, 2012).

#### 4.1.2 Wirtschaftliches Potenzial

Für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit<sup>9</sup> einer Technologie sind zumindest deren Kosten sowie die eines Referenzsystems zu bestimmen. Diese setzen sich regelmäßig aus den Kapital- und Betriebskosten zusammen und bilden die Grundlage für die Kapazitätsplanung des Entscheiders. Da die spezifischen Kosten (je MWh) von der Auslastung der jeweiligen Anlage abhängig sind, wird die Investitionsauswahl auch durch die (optimale) Betriebsführung der Technologien beeinflusst. Durch die große Anzahl an Variablen und Systemzuständen werden im Allgemeinen modellbasierte Optimierungsverfahren eingesetzt. Diese können den gesamten Zeitraum vom heutigen Systemzustand bis zum Zieljahr abbilden (Kuhn, 2011), (VDE, 2012) oder einen bestimmten Systemzustand in der Zukunft untersuchen (Steinke et al., 2013). Im Hinblick auf das wirtschaftliche Potenzial wird ein kostenoptimaler Ausgleich der (stündlichen) Residuallast angestrebt. Weitere Effekte und Nutzungspfade, die die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus Systemsicht beeinflussen könnten, bleiben zumeist unberücksichtigt.

In (Kuhn, 2011) wird ein integriertes Modell zur Investitionsplanung und Betriebsoptimierung eingesetzt. Als Technologieoptionen stehen neben dem derzeitigen konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland typisierte Neubauprojekte sowie eine Auswahl an Speichertechnologien als Flexibilitätsoption zur Verfügung. Der optimale Ausbaupfad der Speicher reagiert sehr sensitiv auf Veränderungen der Kostenstruktur. Um die daraus resultierenden Unsicherheiten zu umgehen, wird in (VDE, 2012) die Investitionsentscheidung mit Hilfe der Szenariotechnik getroffen. Danach werden typisierte Speicheroptionen (Kurzzeit, Langzeit) zunächst in Höhe des ermittelten technischen Potenzials in einem Einsatzplanungsmodell berücksichtigt. Aus der im Optimierungsverfahren tatsächlich genutzten Speicherkapazität wird auf das wirtschaftliche Potenzial geschlossen, obwohl die Vollkosten eines Energiesystems mit Speichern je nach Ausbauszenario oberhalb der Referenzvariante liegen<sup>10</sup>. (Schill, 2013) verwendet ein vereinfachtes Modell zur Fahrplanoptimierung der konventionellen Kraftwerke sowie drei Speicheroptionen.

---

<sup>9</sup> Wir gehen hier von einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise aus, d. h. die Vorteilhaftigkeit einer Technologie berücksichtigt keine individuellen Anreizsysteme der relevanten Akteure.

<sup>10</sup> Positiv formuliert kann man auch davon sprechen, dass die Kosten für einen vollständigen Ausbau von Kurzzeit- und Langzeitspeichern im vertretbaren Rahmen von etwa 0,5-1 ct/KWh ggü. dem Referenzsystem ansteigen. Gleichzeitig werden umfassende Abregelungen der EE-Erzeugung vermieden, so dass EE-Anteile in der Stromerzeugung oberhalb von 70 % zu erreichen sind.

Als zusätzliches Instrument wird modellseitig die Möglichkeit der (kostenlosen) Abregelung von EE-Anlagen eingeräumt. Dabei orientiert sich die exogen vorgegebene Entwicklung des Kraftwerkparcs an den Erwartungen der Netzbetreiber im Netzentwicklungsplan (NEP) ohne Rückkopplungen durch eine Evolution des Speicherparcs explizit zu berücksichtigen.

#### **4.1.3 Marktpotenzial**

Bisherige Untersuchungen zum Marktpotenzial von Flexibilitätsoptionen betrachten vorwiegend isolierte Anwendungsfälle. Auf der zentralen Ebene eines Energiesystems bestehen Ansatzpunkte für Analysen zum Speichereinsatz unter institutionalisierten und regulierten Rahmenbedingungen, wie etwa Spot-, *Intraday*- und Regelleistungsmärkten (Loisel, Mercier, Gatzon, Elms, & Petric, 2010), (Gatzon, 2008), (Krog Ekman & Højgaard Jensen, 2010). Dazu werden historische oder modellbasierte Zeitreihen der Marktpreise verwendet, um den optimalen Einsatzfahrplan der Flexibilitätsoption und die daraus resultierenden Erlöse zu bestimmen. Gerade bei modellbasierten Methoden, die Preisprognosen über einen Horizont von 10-20 Jahren vornehmen, besteht die Schwierigkeit, in sich konsistente Gleichgewichte auf allen Märkten abzubilden. Auf dezentraler Ebene erfolgen Marktabschätzungen durch Analysen der Wirtschaftlichkeit der Technologieoptionen aus Sicht eines Investors, ohne jedoch die Rückkopplungen durch das hochskalieren des betrachteten Anwendungsfalles auf das Gesamtsystem zu betrachten (Marnay et al., 2009), (Siddiqui, Marnay, Firestone, & Zhou, 2005). Hier spielen oft subjektive Annahmen über den zukünftigen Verlauf der Endkundenpreise eine große Rolle bei der Beurteilung von Investitionsentscheidungen, die nicht zwingend an Szenarien für die Gesamtentwicklung des Energiesystems gekoppelt sind. Darüber hinaus sind Anwendungsfälle von Flexibilitätsinstrumenten denkbar, die weder über einen Marktmechanismus noch eine sonstige Erlösmöglichkeit kompensiert werden, z. B. vermiedene Netzerweiterungen, Angebot von gesicherter Leistung sowie bestimmte Systemdienstleistungen.

#### **4.2 Modellkonzept zur Bestimmung des Marktpotenzials**

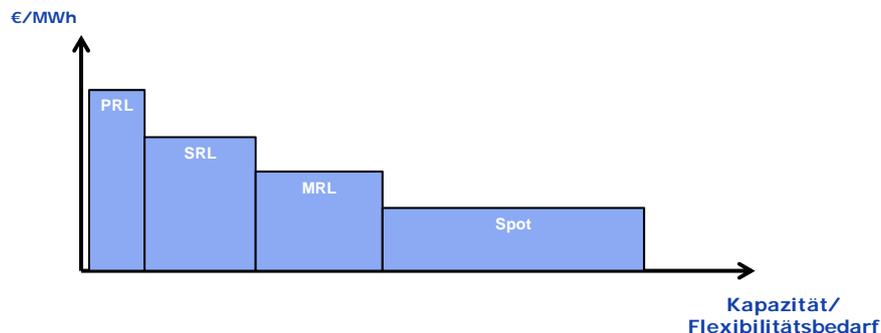
Aus dem Verständnis für die verwendeten Methoden in bisherigen Forschungsarbeiten und deren Defiziten in Bezug auf die Beantwortung der Forschungsfragen heraus wird in diesem Beitrag ein integriertes Konzept zur Bestimmung des marktbasieren Potenzials vorgeschlagen. Dieses Konzept soll insbesondere dazu geeignet sein, den gesamten Flexibilitätsbedarf eines Energiesystems in Abhängigkeit der Grenzerlöse darzustellen. Folgerichtig sind auch die Konkurrenzeffekte auf Preise und Wettbewerber bei einem Kapazitätsausbau von Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen.

Das Modellkonzept wird von zwei grundsätzlichen Prämissen geleitet:

- Umfassende Aggregation von Erlösoptionen je Einsatzfeld (Marktperspektive).
- Vollständige Integration der relevanten Technologien in die Marktanalyse (Technologieperspektive).

Die Aggregation der Erlöse aus einer Nutzung von Flexibilitätsoptionen in liberalisierten Energiemärkten erscheint insbesondere vor dem Hintergrund erforderlich, als dass eine isolierte Anwendung auf nur einem Teilmarkt aus heutiger Sicht nicht profitabel erscheint (Gatzon, 2008), (Loisel et al., 2010).

Gerade Speichertechnologien sind in der Lage, sowohl den reinen Energiehandel (Arbitrage-Geschäfte am Spotmarkt) als auch leistungsbezogene Dienstleistungen (positive und negative Regelleistung) simultan anzubieten.



**Abbildung 1: Marktpotenzial von Flexibilitätsoptionen. Die Nachfragekurve setzt sich aus der Aggregation von Erläsoptionen zusammen. Dabei werden Konkurrenzeffekte durch einen steigenden Wettbewerb einbezogen. (PRL=Primärregelleistung, SRL=Sekundärregelleistung, MRL=Minutenreserveleistung).**

Die grafische Darstellung verdeutlicht, dass das Marktpotenzial, interpretiert als Nachfragekurve, Teilbereiche mit hohen spezifischen Erlösen (€/MW/h) aber geringem Kapazitätsbedarf, z. B. Primärregelleistung, aufweist (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Demgegenüber sind höhere Kapazitätsbedarfe bei fallenden spezifischen Erlösen am Spotmarkt denkbar. Zu beachten ist jedoch, dass eine Ausweitung der Kapazität von Flexibilitätsoptionen in einem Marktsegment zu Rückkopplungen auf anderen Teilmärkten führt. So kann bspw. gezeigt werden, dass mit einem erhöhten Regelleistungsbedarf durch den weiteren Ausbau der EE zu rechnen ist (Ziegenhagen, 2013). Werden jedoch parallel dazu Flexibilitätsinstrumente im Spotmarkt eingesetzt, die einen glättenden Einfluss auf die Fluktuationen der Residuallast ausüben, könnte der Anstieg des Bedarfs an Regelleistung abgemildert werden.

Hinzu kommt, dass ein Anstieg der Marktdurchdringung von Flexibilitätsoptionen in den Teilmärkten zu Preisreaktionen führt (Kondziella & Bruckner, 2012). Insbesondere die Preisdifferenzen am Spotmarkt, die auf eine hohe Fluktuation der Residuallast schließen lassen, werden im Extremfall egalisiert. In dieser Situation würde der Grenzanbieter keinen Deckungsbeitrag mehr generieren<sup>11</sup>. Zudem wird aus den bisherigen Überlegungen zur Dynamik des Kapazitätsausbaus deutlich, dass die Marktperspektive auch um einen zeitlichen Skalenfaktor ergänzt werden muss, der den Stichtag der Analyse widerspiegelt (z. B. 2020, 2030, 2050).

Die zweite Prämisse ist erforderlich, wenn über allgemeine Aussagen zum Flexibilitätsbedarf (Nachfragekurve) hinaus, die effiziente Deckung desselben im Rahmen einer Technologieanalyse (Angebotskurve) angestrebt wird. Dazu sind sowohl angebots- (flexible Kraftwerke, KWK, Erzeugungsmanagement) als auch nachfrageseitige (Lastmanagement, Power-to-Heat) Flexibilitätsinstrumente vollständig zu erfassen, um die Wettbewerbssituation

---

<sup>11</sup> Diese Situation ist mit dem Merit-order-Effekt der EE vergleichbar. Der „Marktwert“ der Flexibilitätsoptionen sinkt bei steigender Marktdurchdringung (auch wenn positive Effekte für das Gesamtsystem erzielt werden).

der Technologien bestmöglich abzubilden. Auch im Hinblick auf Speicheranwendungen ist ein Detailgrad zu gewährleisten, der alle relevanten Technologieoptionen einbezieht.

Ein Kernbestandteil der Technologieanalyse stellt die vollständige Erfassung der Kosten dar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Gestehungskosten einer Technologie auch vom Nutzungsgrad (Auslastung) bestimmt werden und somit einen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit ausüben (Kondziella, Brod, Bruckner, Olbert, & Mes, 2013). Im Zusammenspiel der Nachfrage (Flexibilitätsbedarf) mit einer solchen Merit-order der Flexibilitätsoptionen kann die effiziente Kapazität bestimmt werden.

Dieses Modellkonzept, als Forschungsprogramm verstanden, ermöglicht eine Fokussierung auf das Marktpotenzial und bietet damit eine verbesserte Vergleichbarkeit von Forschungsarbeiten auf diesem Gebiet. Zugleich bieten sich Marktakteuren fundierte Analysen hinsichtlich der Bewertung von neuen Geschäftsmodellen.

## **5 Fazit**

Mit wachsenden Anteilen von EE in einem Energiesystem werden Effekte sichtbar, die auf einen erhöhten Bedarf an Flexibilität hindeuten. Hierzu zählen insbesondere räumliche und zeitliche Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage. In diesem Zusammenhang ist in den letzten Jahren eine große Anzahl von Untersuchungen entstanden, die den Flexibilitätsbedarf im Allgemeinen sowie Energiespeichern im Besonderen beleuchten soll. Die Auswertung der gegenwärtigen Forschung hat gezeigt, dass zur Bewertung der Ergebnisse ein Instrumentarium an Begriffsdefinitionen notwendig ist. Insbesondere die Einteilung in Kategorien wie technisches, wirtschaftliches und marktbasierendes Potenzial erlaubt ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit der abgeleiteten Flexibilitätsbedarfe.

Trotz der umfassenden Analyse des technischen Potenzials von Flexibilitätsoptionen, das oft anhand der maximalen Variation der residualen Stromnachfrage identifiziert wird, bleibt die Frage unbeantwortet, ob bspw. Speicher aus Sicht der Systemstabilität technisch zwingend erforderlich sind. Im Gegensatz dazu könnte ein naiver Ansatz darin bestehen, durch einfache Abregelung der EE sowie regelbare Erzeugungsanlagen (z. B. Gasturbinen) den Ausgleich der Systembilanz in jedem Zeitpunkt sicherzustellen. Damit wären allerdings Einbußen bei der Erreichung der angestrebten EE-Ausbauziele von 80 % und mehr verbunden (VDE, 2012). Insofern sollten weitergehenden Analysen zum wirtschaftlichen Potenzial die Abregelung von EE mit entsprechenden Kosten zu belegen, um dadurch Anreize für eine Marktlösung bei der Integration von Flexibilitätsoptionen zu bieten.

Ungeachtet dessen zeigen jedoch die Studien, dass Potenziale für flexible Technologien anhand von technischen und wirtschaftlichen Überlegungen bestehen. Offen bleibt jedoch, warum sich nur wenige Arbeiten mit dem Marktpotenzial auseinandersetzen. Häufig wird der Fokus auf bestimmte Speichertechnologien beschränkt, die aufgrund der derzeitigen Kostenstruktur noch nicht wettbewerbsfähig erscheinen. Die Erfahrungen bei der Einführung von EE mit Hilfe von Fördermechanismen zeigen jedoch, dass enorme Lernkurveneffekte in kurzer Zeit möglich sind. Statische Ansätze führen daher häufig zu einem vorzeitigen Abbruchkriterium. Im Ergebnis bleibt die umfassende Suche nach einer effizienten Struktur der Angebotsfunktion von Flexibilitätsmaßnahmen dabei außer acht. Hinzu kommt, dass flexible Technologien auf Spot- und Regelleistungsmärkten agieren können und somit eine vollständige Aggregation der Erlösbestandteile zur Beurteilung des Marktpotenzials

erforderlich ist. Davon sind auch weitere Anwendungsmöglichkeiten betroffen, die bisher noch nicht über Marktmechanismen abgegolten werden.

Darüberhinaus sind die Konkurrenzeffekte bei einer steigenden Marktdurchdringung von flexiblen Technologien noch nicht ausreichend in aktuellen Studien integriert. Im Bezug auf die Kostenstruktur dieser Technologien überwiegen die Kapitalkosten gegenüber den Betriebskosten. Daraus folgt, dass diese Technologien mit sehr geringen Grenzkosten im (Spot-)Markt agieren können. Ähnlich wie bei den EE (*Merit-order*-Effekt) führt ein hohes Angebot jedoch zu einem geringen „Marktwert“, von dem im Ergebnis alle Anbieter von Flexibilität betroffen sind (Einheitspreis). Demzufolge wären Fragen zum Marktdesign im Zuge der weiteren Forschung zum Flexibilitätsbedarf ebenfalls zu adressieren.

## 6 Literaturverzeichnis

- Beaudin, M., Zareipour, H., Schellenberglabe, A., & Rosehart, W. (2010). Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. *Energy for Sustainable Development*, 14(4), 302–314. doi:10.1016/j.esd.2010.09.007
- Bertsch, J., Growitsch, C., Lorenczik, S., & Nagl, S. (2012). *Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios Study on behalf of the International Energy Agency (IEA)* (p. 108). Köln.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., & Ding, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3), 291–312. doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014
- Consentec, FGH, & IAEW. (2012). *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien* (pp. 1–56). Mannheim, Aachen. Retrieved from [http://www.50hertz.com/de/file/4TSO\\_Mindesterzeugung\\_final.pdf](http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf)
- Droste-Franke, B., Paal, B. P., Rehtanz, C., Sauer, D. U., Schneider, J.-P., Schreurs, M., & Ziesemer, T. (2012). *Balancing Renewable Electricity. Energy Storage, Demand Side Management and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective*. (C. F. Gethmann, Ed.) (Ethics of ., pp. 1–253). Heidelberg, Dordrecht, London, New York: Springer. Retrieved from <http://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25157-3>
- Gatzen, C. (2008). *The Economics of Power Storage - Theory and Empirical Analysis for Central Europe*. (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Ed.) (Band 63., pp. 1–230). München: Oldenbourg Industrieverlag.
- Inage, S.-I. (2009). *Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids*. Paris. Retrieved from [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy\\_storage.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy_storage.pdf)
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., & Wiese, A. (2006). *Erneuerbare Energien*. (M. Kaltschmitt, W. Streicher, & A. Wiese, Eds.). Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag. doi:10.1007/3-540-28205-X

- Kondziella, H., Brod, K., Bruckner, T., Olbert, S., & Mes, F. (2013). Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37(4), 249–260. doi:10.1007/s12398-013-0115-7
- Kondziella, H., & Bruckner, T. (2012). Economic analysis of electricity storage applications in the German spot market for 2020 and 2030. In *7th Conference on Energy Economics and Technology* (pp. 1–13). Dresden.
- Krog Ekman, C., & Højgaard Jensen, S. (2010). Prospects for large scale electricity storage in Denmark. *Energy Conversion and Management*, 51(6), 1140–1147. doi:10.1016/j.enconman.2009.12.023
- Krzikalla, N., Achner, S., & Brühl, S. (2013). *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien* (pp. 1–100). Aachen. Retrieved from [http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/studien/2013/130327\\_BET\\_Studie\\_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf)
- Kuhn, P. (2011). *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*. TU München. Retrieved from <http://d-nb.info/1031075666/34>
- Loisel, R., Mercier, A., Gatzert, C., Elms, N., & Petric, H. (2010). Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. *Energy Policy*, 38(11), 7323–7337. doi:10.1016/j.enpol.2010.08.007
- Lopez, A., Roberts, B., Heimiller, D., Blair, N., & Porro, G. (2012). *U . S . Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis* (p. 40). Denver.
- Marnay, C., Stadler, M., Cardoso, G., Mégel, O., Lai, J., & Siddiqui, A. (2009). The Added Economic and Environmental Value of Solar Thermal Systems in Microgrids with Combined Heat and Power. In *3rd International Conference on Solar Air-Conditioning* (p. 13). University Palermo, Sicily, Italy.
- Schill, W.-P. (2013). *Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany*. Berlin.
- Siddiqui, A., Marnay, C., Firestone, R., & Zhou, N. (2005). *Distributed Generation with Heat Recovery and Storage*. Berkeley, California.
- Steinke, F., Wolfrum, P., & Hoffmann, C. (2013). Grid vs. storage in a 100% renewable Europe. *Renewable Energy*, 50, 826–832. doi:10.1016/j.renene.2012.07.044
- VDE. (2012). *Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050* (pp. 1–148). Frankfurt a.M.
- Ziegenhagen, I. (2013). *Impact of Increasing Wind and PV Penetration Rates on Control Power Capacity Requirements in Germany*. Masterarbeit am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Universität Leipzig.