

# Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement<sup>1</sup>

**Abstract**– Da die traditionellen Strommärkte („energy only markets“) nicht immer die Versorgungssicherheit gewährleisten können, haben sich in vielen Ländern sogenannte „Kapazitätsmärkte“ herausgebildet. Die Energiewende in Deutschland und Europa verlangt jedoch, dass wir über Kapazitätsmärkte hinaus denken müssen: Durch die immer höheren Anteile fluktuierender Energien (Sonne, Wind) brauchen wir *hochflexible* Ressourcen, die sehr schnell ihre Erzeugungsleistung bzw. ihre Nachfrage ändern können – je nachdem, ob der Wind weht und/oder die Sonne scheint. Ausgehend von diesen Anforderungen und damit verbundenen Erwägungen entwickeln wir eine Reihe von Grundregeln für die Ausgestaltung eines Marktdesigns, anhand derer Vorschläge zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bewertet werden können.

## I. EINFÜHRUNG<sup>2</sup>

Die Bereitstellung einer verlässlichen Stromversorgung für den Kunden war schon immer ein zentrales Anliegen des Marktdesigns. Um diese Versorgungssicherheit zu realisieren, haben Regierungen und Regulatoren in Europa und anderswo unterschiedliche Lösungen entwickelt. Die Vielfältigkeit der Ansätze spiegelt die unterschiedlichen Charakteristika der Stromsysteme wider, einschließlich der Ressourcenzusammensetzungen, die zur Stromerzeugung und zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage eingesetzt werden.

Deutschland hat im Rahmen der Beschlüsse zur Energiewende das Ziel formuliert, bis 2020 mindestens 35%, bis 2030 mindestens 50% und bis 2050 mindestens 80% der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien zu produzieren. Vergleichbares gilt für die jüngst veröffentlichten Analysen zur Energie-Roadmap 2050 der Europäischen Kommission [1]. Aufgrund der begrenzten Ressourcen bei Biomasse und Wasserkraft wird der größte Teil hiervon über fluktuierende erneuerbare Quellen wie Solar- und Windenergie produziert werden. Diese können aber nur bedingt gesteuert werden, da ihre Stromproduktion vom Wetter abhängt.

---

<sup>1</sup> Diese Publikation ist in wesentlichen Teilen eine Übersetzung des in den *Proceedings of the 90th International Conference on the European Energy Market* veröffentlichten Titels „Beyond Capacity Markets—Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System“ von Meg Gottstein und Simon Skillings © 2012 IEEE. Die Übersetzung und die Beispiele wurden in Zusammenarbeit mit der Agora Energiewende an den deutschen Kontext angepasst. Die Erstellung des Originaltextes wurde vom Regulatory Assistance Project finanziert, die Übersetzung ins Deutsche von der Agora Energiewende ([www.agora-energiwende.de](http://www.agora-energiwende.de)).

Meg Gottstein ist Principal beim Regulatory Assistance Project ([www.raponline.org](http://www.raponline.org)) in Berlin, (E-Mail: [mgottstein@raponline.org](mailto:mgottstein@raponline.org)). Simon Skillings ist Direktor von Trilemma UK und Senior Associate bei E3G ([www.e3g.org](http://www.e3g.org)) in London (E-Mail: [simon@trilemma-uk.co.uk](mailto:simon@trilemma-uk.co.uk)). In Ergänzung zu den Danksagungen in der englischen Fassung möchten sich die Autoren insbesondere bei Andreas Jahn (RAP) und Markus Steigenberger (Agora Energiewende) für den Input bei der Erstellung der deutschen Fassung bedanken.

Die private Verwendung dieses Materials ist gestattet. Für alle anderen Zwecke in bestehenden oder zukünftigen Medien muss jedoch eine Erlaubnis von IEEE eingeholt werden, einschließlich Nachdruck/Veröffentlichung dieses Materials für Werbezwecke, Erstellung neuer Gemeinschaftsarbeiten, Wiederverkauf oder Weiterverbreitung auf Servern oder durch Listen oder Verwertung jeglicher urheberrechtlich geschützter Bestandteile dieser Arbeit in anderen Arbeiten.

<sup>2</sup> Wichtige Fachbegriffsdefinitionen in der Nomenklatur im Anhang

Dieses Papier stellt die zukünftigen Herausforderungen an die Systemstabilität im Vergleich zur Vergangenheit dar und beschreibt die allgemeinen Ansätze, die seit dem Beginn der Energiemarktreformen zur Sicherung der Stromversorgung in Europa und anderswo angewandt wurden. Die Art der Herausforderungen an die Versorgungssicherheit im Zusammenhang mit der Energiewende legt nahe, dass sich diese Ansätze in Anbetracht der vor uns liegenden Aufgabe als ungeeignet erweisen und wirtschaftlich hocheffiziente Möglichkeiten, die Versorgung bei steigenden Anteilen von Erneuerbaren Energien am Strommix zu sichern, verhindern könnten. Neue marktbasierende Ansätze, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind erforderlich. Sie können aber nicht entwickelt werden, solange die Debatte nicht über die Einführung von traditionellen Kapazitätsmärkten hinausgeht. Die Gründe werden in diesem Papier dargestellt.

Um die Entwicklung derartiger neuer Ansätze zu unterstützen, skizzieren wir eine Reihe von Schlüsselprinzipien für die Ausgestaltung des Marktdesigns, die Entscheidungsträger als eine praxisnahe Checkliste bei der Vorauswahl und der Bewertung der Eignung verschiedener Designoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nutzen können.

## II. ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN: HERAUSFORDERUNGEN UND CHANCEN

### A. Herausforderungen

Integrierte Stromsysteme erfordern den kontinuierlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, um eine stabile Netzfrequenz und verlässliche Versorgung der Stromkunden aufrecht zu halten. Dieser kontinuierliche Ausgleich wird durch die Bereitstellung von ausreichenden Ressourcen des Versorgungssystems, die die Gesamtnachfrage abdecken (adäquate Bereitstellung der Ressourcen, im Folgenden „Ressourcenadäquanz“), sowie durch deren Leistungsanpassung an Nachfrageveränderungen in Echtzeit (*dispatch*) erreicht. Weitere Systemdienste müssen zur Erhaltung der Systemqualität angeboten werden, darunter die Bereitstellung einer Regelenergie und schnell verfügbare Reserven zur Bewältigung signifikanter Änderungen in Angebot und Nachfrage, die weder vorhergesehen noch gesteuert werden können (z.B. der Ausfall eines großen Kraftwerks).

Historisch gesehen wurden Stromsysteme unter der Voraussetzung betrieben, dass die Leistung von Erzeugungsanlagen gesteuert werden kann, um Veränderungen der Nachfrage zu folgen. Unter diesen Umständen ist, sofern ausreichende Kapazitäten seitens dieser Erzeuger zur Abdeckung der Lastspitzen zur Verfügung stehen, hinreichend gewährleistet, dass sie jederzeit mit einem zufriedenstellenden Zuverlässigkeitsniveau so betrieben bzw. geregelt (*dispatched*) werden können, dass sie den Gesamtbedarf abdecken. Die Ressourcenadäquanz wird somit durch das bereitgestellte Gesamtvolumen an gesicherter Kapazität erreicht, das ausreicht, um die nur wenige Jahresstunden anfallende Spitzenlast abzudecken. Kraftwerke, die in Grundlast, Mittellast oder Spitzenlast operieren und während dieser Spitzenlastzeiten gesicherte Kapazität bereitstellen können, werden daher aus traditioneller Sicht zur Sicherung der Ressourcenadäquanz als gleichwertig betrachtet.

Der wachsende Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung wird das System und die damit verbundenen Anforderungen an die Versorgungssicherheit in bedeutender Weise verändern. Die Hauptveränderung ist, dass die Verfügbarkeit eines bedeutenden Anteils der Erzeugungskapazität nicht mehr zu steuern ist. Gleichzeitig gehört dieser zu den kapitalintensivsten Anlagen mit den niedrigsten Betriebskosten im System. Sobald diese Anlagen errichtet sind, ist es kosteneffizient, die hier bereitgestellte Energie vollständig zu nutzen, bevor auf Stromerzeugung mit viel höheren Produktionskosten zurückgegriffen werden muss.

Die Anforderung an die steuerbare Erzeugung im System besteht also nicht mehr darin, sich der schwankenden Nachfrage anzupassen, sondern vielmehr darin, die *Residuallast*, also diejenige Last, die noch nicht von den verschiedenen Erneuerbaren Erzeugern abgedeckt wird, zu bedienen.

Das Ergebnis dieses Paradigmenwechsels wird durch eine Analyse der Agora Energiewende [22] veranschaulicht:

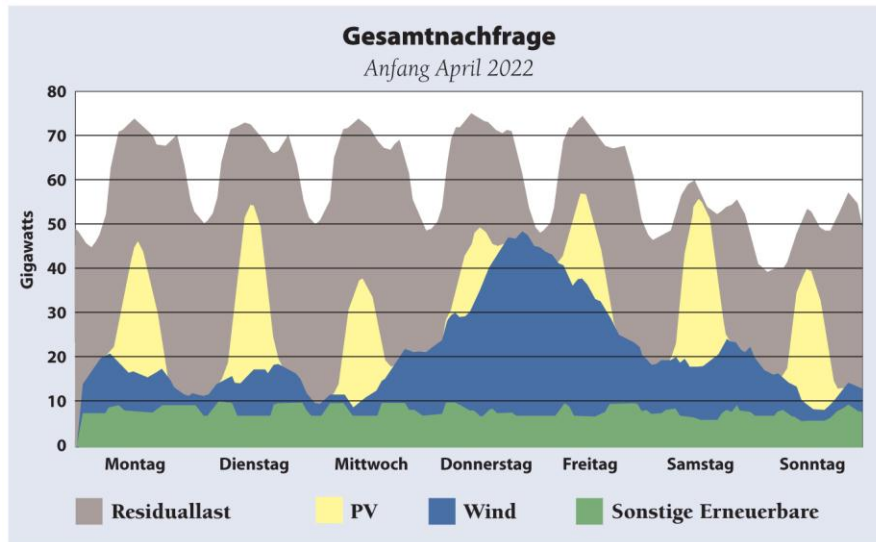


Abb. 1 Durchschnittlicher Erzeugungs- und Bedarfsverlauf einer Woche (Anfang April) des Jahres 2022 für Deutschland: Gesamtbedarf, volatile Erneuerbare Erzeugung und daraus resultierende Residuallast. Quelle: RAP Grafik—IWES Fraunhofer-Daten.

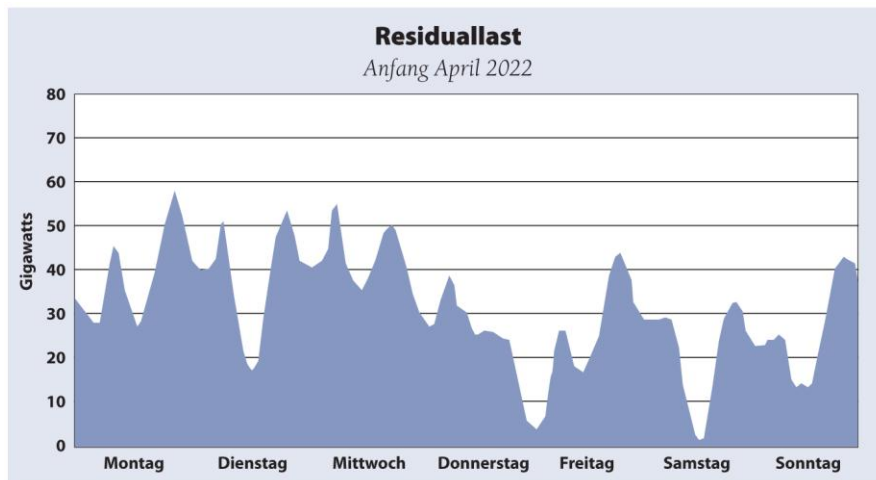


Abb. 2 Die Residuallast Anfang April 2022 aus Abb. 1 ist hier einzeln dargestellt. Im Vergleich zu heute lässt sich erkennen, dass die Residuallast wesentlich volatiler, d.h. durch häufige und steile Flanken charakterisiert ist und sich in keinem planbaren Muster zur Gesamtnachfrage verhält. Das Paradigma der Residuallast verlangt es insofern, dass sowohl die verbleibenden steuerbaren Erzeugungen - als auch in immer größerem Maße die Nachfrage selbst - die benötigten flexiblen Ressourcen bereitstellen. Quelle: RAP Grafik—IWES Fraunhofer-Daten.

Eine Analyse der Residuallast verdeutlicht, dass ausreichend gesicherte Kapazität zur Abdeckung der Spitzenlast zwar notwendig bleibt, sie aber nicht mehr ausreicht, um Systemstabilität kostenoptimiert zu gewährleisten. Daher stellt die Quantität der gesicherten Kapazität nicht mehr das alleinige Kriterium dar, nach dem die Ressourcenadäquanz beurteilt werden muss. Anders ausgedrückt, die größte

Herausforderung an die Versorgungssicherheit ist nicht mehr die Spitzenlast. Stattdessen ergibt sich die größte Herausforderung, wenn sich die Nachfrage und die Verfügbarkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien entgegengesetzt entwickeln, was – anders als Lastspitzen im Gesamtsystem – jederzeit auftreten kann: jeden Tag, zu jeder Tageszeit und sogar mehrmals täglich. Dieser Fall wird meistens in Situationen auftreten, in denen die Nachfrage entweder: (1) bis zur Spitzenlast ansteigt, während die Verfügbarkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien sich einem Minimum nähert, oder (2) auf ein Minimalniveau absinkt, während die Verfügbarkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien auf ein Maximum ansteigt.

Daran wird deutlich, dass die verfügbare Fähigkeit der Ressourcen, auf eine sich abrupt ändernde Residuallast zu reagieren, genauso wichtig ist, wie die Gesamtquantität der gesicherten Kapazität. Nach dem alten Paradigma der Versorgungssicherheit kommt jedem Megawatt aus der jeweiligen gesicherten Kapazität der Grund-, Mittel- und Spitzenlasterzeugung eine gleichwertige Bedeutung bei der Sicherstellung der Ressourcenadäquanz zu. Im neuen Paradigma stellen die Megawatt aus der Kapazität der unflexiblen Erzeugung dagegen eine immer stärkere Bedrohung der Ressourcenadäquanz dar. Das Stromsystem wird volatil und der Ausgleich kostspieliger sein, wenn der Erzeugungspark weiterhin von unflexiblen Kraftwerken dominiert wird.

### *B. Chancen*

Während der verstärkte Einsatz fluktuierender Erneuerbarer Energien die Herausforderungen an die Systemstabilität tendenziell vergrößert, sind andere Veränderungen absehbar, die diese Unsicherheiten ausgleichen werden. Zum Beispiel wird die zunehmende Anwendung von Kommunikationstechnologien ermöglichen, dass bedeutende Anteile der Nachfrageseite auf unterschiedliche Weise auf Preissignale reagieren. Dies kann sowohl über direkte Steuerungstechnologien als auch ‚smarte‘ Geräte erreicht werden. Andere technologische Entwicklungen könnten die Kosten der Speicherung reduzieren oder die Ausstattung von kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken mit signifikant höherer Flexibilität zu überschaubaren Zusatzkosten erlauben.

Die Treffsicherheit von Vorhersagen wird sich wahrscheinlich ebenfalls verbessern. Die Erfahrung mit dem Betrieb eines immer größer werdenden Anlagenparks von Erneuerbaren wird signifikante Fortschritte in der Genauigkeit der Vorhersage der Abgabeleistung der Erneuerbaren und damit auch der Residuallast bewirken. Tatsächlich sollten wir davon ausgehen, dass verbesserte Vorhersagefähigkeiten einer immer größeren Zahl von Marktteilnehmern offen stehen und nicht die alleinige Domäne des Systemadministrators bleiben werden.

Schließlich ist allgemein anerkannt, dass sich die Stabilitäts herausforderungen in einem immer stärker von Erneuerbaren geprägten Strommix reduzieren lassen, wenn das ausgleichende Gebiet durch physische Vernetzung erweitert wird (siehe Abschnitt IV.G. unten). Je mehr Netzverbindungen zwischen den Regionen geschaffen werden, desto stärker sinkt die Wahrscheinlichkeit von Extremereignissen und die Bandbreite der zum Ausgleich der Systemschwankungen fähigen Ressourcen erhöht sich.

Nach der Darstellung der zukünftigen Herausforderungen und Chancen eines stabilen Stromsystems beschreiben wir im Folgenden kurz, wie Versorgungssicherheit traditionell gesichert wurde und welche Rolle dabei dem Systemadministrator zukam.

### III. TRADITIONELLE ANSÄTZE ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

#### A. System-Dispatch und Bereitstellung von Qualitätsdienstleistungen

Die meisten Staaten haben verbindliche Anforderungen hinsichtlich der Qualität der Stromversorgung geschaffen. Für deren Einhaltung ist in der Regel eine einzelne Einrichtung verantwortlich. Diese Einrichtung ist verpflichtet, das Angebot (und den steuerbaren Teil der Nachfrage) in operationalen Zeitmaßstäben zu regeln (*dispatching*), um das energetische Gleichgewicht im System zu garantieren. Dabei muss auch die Fähigkeit gewährleistet werden, auf ungeplante Ausfälle im Angebot sowie unerwartete Veränderungen auf der Nachfrageseite reagieren zu können. Darüber hinaus haben Systemadministratoren traditionell die Regeln definiert, nach denen die Systemqualität gewährleistet wird, als auch gesetzliche Anforderungen umgesetzt, um die Bereitstellung der benötigten Ausgleichs- und anderer Systemqualitätsdienste zu sichern, sowie diese durch finanzielle Anreize gefördert.

Seit der Einführung der Strom-Großhandelsmärkte waren somit Systemadministratoren dafür verantwortlich, kurzfristig Entscheidungen zur Produktion einzelner Erzeugungseinheiten zu treffen und bestimmte Systemdienstleistungen bereitzustellen. Auch über die Möglichkeiten für die Marktteilnehmer, die angefragten Dienste auf vielfältige Weise anzubieten, haben sie Werte geschaffen. Quer durch viele Strommärkte, einschließlich der vollkommen liberalisierten, wurde dies durch eine Kombination von regulativem Mandat, direkter Beschaffung über Langzeitverträge oder Kurzfristmärkte erreicht – wobei letztere für gewöhnlich bei der Bereitstellung von Reserven und Regelenergie angewendet werden. Zweifelsohne ist der Regelmechanismus, bei dem der Systemadministrator zur Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts Energie in Echtzeit kauft und verkauft, zu einem kritischen Element im Strommarktdesign geworden. Dieser Mechanismus wird gewöhnlich angewendet, um den Wert von nicht vertraglich gebundener Produktion bzw. Verbrauch festzustellen, sowie Marktanreize für Termingeschäfte zu schaffen.

#### B. Adäquate Bereitstellung der Ressource (Ressourcenadäquanz)

Die Rolle der Systemadministratoren bei der Gewährleistung der Systemqualität war nie umstritten und wird sehr wahrscheinlich auch in Zukunft erhalten bleiben. Ihre Rolle hinsichtlich der Sicherstellung der Ressourcenadäquanz war hingegen Gegenstand zahlreicher Debatten. Bis heute zeichnet sich kein Konsens ab [3], [4]. Dementsprechend haben einige Länder bzw. Regionen neben den reinen ‚energy only‘ Märkten zusätzlich Kapazitätzahlungen eingeführt, andere haben das nicht getan. Eine detailliertere Untersuchung dieser Auseinandersetzung würde den Rahmen dieses Papiers sprengen. Es seien jedoch zwei wichtige Aspekte der Diskussion genannt, die besondere Beachtung verdienen:

1. Als Hauptgrund für die Einführung von administrierten Kapazitätzahlungen gilt das Problem, Erlöse aus Erzeugungsanlagen mit niedriger Auslastung schlecht prognostizieren zu können. Dies wird durch die wachsenden Anteile von fluktuierenden Erneuerbaren und die dadurch induzierte Schwankung der Residuallast nochmals deutlich erschwert, d.h. die Energiewende erhöht den Druck, einen neuen Mechanismus zur Stabilisierung der Erträge zu entwickeln.
2. Viele Regierungen haben Versorgungssicherheit als ‚öffentliches Gut‘ anerkannt und Standards für Ressourcenadäquanz geschaffen, die für die Gesellschaft als Ganzes annehmbar sind. Für diesen Zweck wurden parallel zu den ‚energy only‘ Märkten entsprechende Vergütungsmechanismen geschaffen, um die systemweite Einhaltung dieses Standards zu garantieren. Zudem läuft die Diskussion darauf hinaus, dass Fortschritte in der Vorhersage sowie bei Kommunikationstechnologien im Laufe der Zeit einen beträchtlichen Anteil der Nachfrageseite dazu befähigen und motivieren könnten, auf kurzfristige Preisänderungen zu reagieren.

Der vorhersehbare Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien hat die Diskussion über die Rolle der Systemadministration bei der Gewährleistung der Ressourcenadäquanz in jüngster Zeit wieder entfacht. Mehrere europäische Länder erwägen nun die Einführung von Kapazitäts-mechanismen. Es gibt zahlreiche Varianten von derartigen Kapazitätzahlungen. Ob man sie nun als Kapazitätsmärkte, Stabilitätsoptionszahlungen, strategische Reserve oder sonst wie bezeichnet, sie alle beinhalten administrative Festlegungen bezüglich Preis oder Quantität, die auf die Sicherung ausreichender Kapazität zu Spitzenlastzeiten abzielen [5].<sup>3</sup>

Wie oben erörtert, wird den neuen Anforderungen an die Versorgungssicherheit des Stromsystems nicht hinreichend entsprochen, wenn ausschließlich auf den Umfang der verfügbaren Kapazität abgezielt wird, nicht jedoch deren funktionsbereite/dynamische Flexibilität berücksichtigt wird. Diese Flexibilität der Ressourcen gewinnt zunehmend an Bedeutung. Es gibt tatsächlich bereits Beispiele für Stromversorgungssysteme, in denen Kapazitätsmärkte seit vielen Jahren mit großzügigen Margen zu Lastspitzen betrieben werden, bei denen dennoch ernsthafte Besorgnis hinsichtlich der Versorgungssicherheit besteht [6]. Darüber hinaus wird die klare Linie zwischen den für die Bereitstellung von Ressourcen erforderlichen Flexibilitäten und den Qualitätsdienstleistungen zusehend verwischt. Zumal letztere sich immer weniger darum kümmern, ausreichende Kapazität für Spitzenlastzeiten bereitzustellen, sondern zunehmend damit befassen, die Residuallast kosteneffizient zu bedienen; sei es in operativen oder investitionsrelevanten Zeitmaßstäben. So hat etwa die US-amerikanische Regulierungsbehörde für das Stromsystem kürzlich beschlossen, Ressourcen zusätzlich zu vergüten, wenn sie nicht nur Regelkapazität liefern, sondern darüber hinaus auch Regelflexibilität, d.h. reaktiv auf die Regelsignale eines Systembetreibers ihre Leistung schnell hoch- bzw. herunterfahren [7].

Die Diskussionen in Deutschland und Europa, ob (und wenn ja, wie) Zahlungen für Kapazitäten neben reinen ‚energy only‘ Märkten eingeführt werden sollen, müssen stärker auf neue, produktive Optionen und Vorschläge ausgerichtet werden. Zu diesem Zweck stellen wir im Folgenden eine Reihe von Marktdesignprinzipien dar, die über die klassische Idee von Kapazitätsmärkten hinausgehen. Wir wollen damit Entscheidungsträgern eine Checkliste an die Hand geben, mittels der sie entsprechende Konzepte und Vorschläge zur Sicherung der Versorgung bewerten können.

#### IV. ZUKÜNFTIGE MARKTDESIGNPRINZIPIEN

##### A. Übergreifendes Prinzip

Die Strommärkte mit ihrem wachsenden Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden die richtigen Arten von Flexibilitätsressourcen bereitstellen müssen – sei es auf der Angebots- oder Nachfrageseite, durch Speicher oder Netze –, um Nachfrage und Angebot derart abzustimmen, dass der Stromkunde auch in den kommenden Jahrzehnten ein vergleichbares Niveau an Versorgungssicherheit zu den niedrigsten Kosten genießen kann. Wie im Folgenden beschrieben, muss das Marktdesign eine Reihe von Anforderungen erfüllen, um diesem anspruchsvollen Prinzip gerecht zu werden.

##### B. Das Beste aus bestehenden Ressourcen machen, insbesondere bei der Nachfragesteuerung

Es ist anzunehmen, dass die dem Stromversorgungssystem innewohnende Flexibilität die traditionell von den Systemadministratoren beigebrachten Regelmechanismen bei Weitem übersteigt. Die

---

<sup>3</sup> Keine einzelne Referenz beschreibt die Designparameter für jeden einzelnen Kapazitätzahlungsmechanismus, der in der akademischen Literatur oder in der Praxis erforscht wurde. Eine Übersicht über einige Schlüsselansätze bei der Bezahlung für Kapazität, die aufzeigt, dass sie sich auf Spitzenlastpreise oder Volumenfestsetzung verlassen, wird in Referenz [5] vorgeführt.

Erfahrung legt nahe, dass die latente Reaktionsfähigkeit der Nachfrageseite im Vergleich zu flexiblen Alternativen auf der Angebotsseite kosteneffektiv und substantiell ist. Zum Beispiel berechneten unabhängige Marktbeobachter, dass eine jüngst im PJM-Markt<sup>4</sup> durchgeführte Kapazitätsauktion umfassende, nachfrageseitige – vorwiegend flexible – Ressourcen mobilisieren konnte und damit den Kunden in der Region 10-20% und in der Zone mit Stromengpässen 30% an Kosten erspart hat [8]. Diese Daten lassen Gesamteinsparungen für die Kunden von 1,2 Mrd. USD aufgrund von nachfrageseitiger Beteiligung an einer einzigen jährlichen Auktion vermuten [9]. Erfahrungen mit dem Kapazitäts-Terminhandel in den USA, wie dem von PJM implementierten, zeigen, dass eine konzertierte Anstrengung zur Konzipierung von Marktregeln, die Flexibilitäten auf Nachfrage- und Angebotsseite belohnt, eine ansehnliche Kundenbeteiligung bewirken kann [10].

Ein flexibilitätsbasiertes Marktdesign, das die Nachfrageseite einbezieht, hat zudem Großabnehmern ermöglicht, durch innovative Technologie und Kommunikationssysteme Angebote zur Frequenzerhaltung abzugeben.<sup>5</sup> In anderen Bereichen jedoch, in denen die Nachfrageseite zur Verbesserung der Systemqualität hätte beitragen können, gab es nur sehr begrenzte Fortschritte, dieses Potential durch ein entsprechend zugeschnittenes Marktdesign zu erschließen. Im Allgemeinen stellte es sich oft als schwierig heraus, flexible Ressourcen auf der Nachfrageseite anzusprechen, da die meisten Marktlösungen auf die Angebotsseite zugeschnitten wurden. Der Wert der Flexibilität muss deshalb für potenzielle Anbieter von Nachfragesteuerung unmittelbar zugänglich sein.

Zusätzlich kann die Flexibilität der angebotsseitigen Erzeugungsressourcen meistens durch Investitionen und eine veränderte operative Praxis verbessert werden. In Dänemark etwa wurde die Flexibilität von Blockheizkraftwerken, die zuvor als unflexibel betrachtet wurden, durch die Implementierung von Wärmespeichern erhöht [11]. Auch diese Maßnahme setzte voraus, dass der Wert von Flexibilität den Kraftwerksbetreibern klar vor Augen stehen muss. Umgekehrt sollte auch ein unflexibles oder nicht ausreichend flexibles Kraftwerk nicht genauso vergütet werden wie Anlagen, die die nötige Flexibilität bieten.

### *C. Sicherstellen, dass neue Ressourcen die richtigen Flexibilitäten haben*

Im Laufe der Zeit werden bestehende Kraftwerke unwirtschaftlich und daraufhin stillgelegt. Hinzu kommt eine ggf. wachsende Nachfrage, sodass neue Erzeugungskapazitäten benötigt werden, um die Stabilität des Systems zu gewährleisten. Traditionell wurden neue Mittel- und Grundlastkraftwerke in der Erwartung errichtet, dass diese für viele Jahre mit hohen Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Zudem wurden sie auf maximale Effizienz getrimmt – oft auf Kosten der operativen Flexibilität. In Zukunft wird das nicht mehr der Fall sein. Neue Ressourcen werden nach ihrer Inbetriebnahme von Beginn an mit einem hohen Grad an Flexibilität betrieben werden müssen.

Modellsimulationen aus einer aktuellen europäischen Studie veranschaulichen, wie dramatisch sich die betrieblichen Anforderungen des Kraftwerksparks verändern werden müssen, um die Residuallast im Jahr 2030 auszugleichen, wenn sich etwa 50% Erneuerbare im Strommix befinden, von denen der Großteil fluktuierend ist. [12]

---

<sup>4</sup> PJM ist der regionale Systembetreiber des größten wettbewerbsmäßigen Großhandels-Strommarkt in den USA. Er umfasst ganz oder teilweise die Staaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und den District of Columbia

<sup>5</sup> Ein Beispiel für derartige innovative Technologien und Kommunikationssysteme findet sich etwa unter <http://www.enbala.com/gridbalancedemo.html>.

Abb. 3 zeigt die Anzahl der An- und Abfahrten eines Mittellastkraftwerkparks im Jahr 2030 mit einer typischen durchschnittlichen Auslastung (58 %) über ein Jahr. Über 260 An- und Abfahrvorgänge liegen diesem Durchschnitt zu Grunde. Das stellt einen grundlegenden Wandel in der Flexibilitätsanforderung dar. Zum Vergleich: Im derzeitigen Betrieb müssen Blockheizkraftwerke in Mittellast typischerweise deutlich weniger als 50 Mal pro Jahr an- und abfahren. In Übereinstimmung mit diesen Daten sagte Siemens jüngst für das Jahr 2020 eine Residuallast vorher, die 75 bis 100 Prozent der verbleibenden fossilen Kraftwerken ein tägliches An- und Abfahren abverlangt [13].

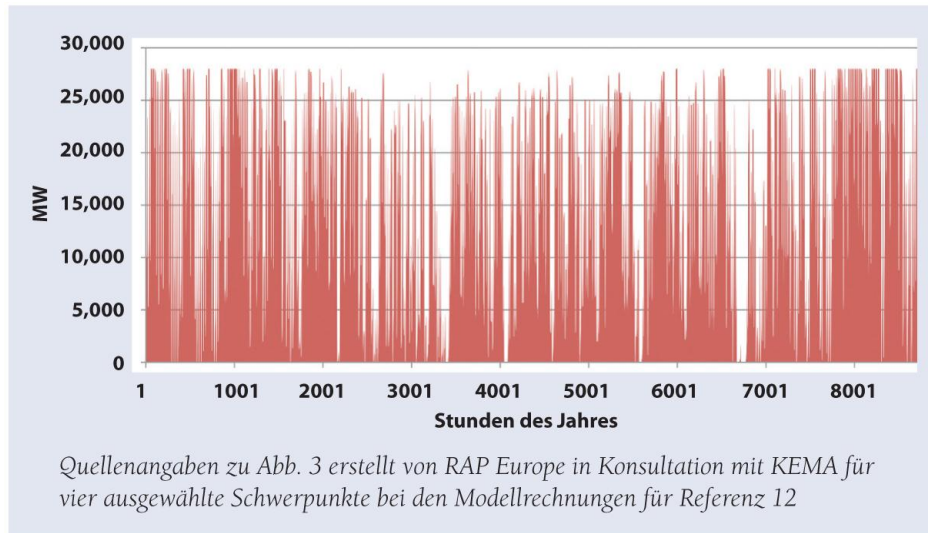


Abb- 3: Betriebsprofil eines Gas- und Dampfkraftwerks (CCGT) in Mittellast im Jahr 2030 in Südengland mit „typischer“ Auslastung (58%).

Um dem System neue Flexibilitätsressourcen zur Verfügung zu stellen, ist es daher von elementarer Bedeutung, dass die Eigenschaften und der Wert der erforderlichen Flexibilitäten für Investoren ersichtlich sind und bei der Abwägung von Investitionen rechtzeitig einbezogen werden können. Noch einmal: Es ist wichtig, dass Ressourcen, die nicht über die erforderliche Flexibilität verfügen, diesen Wert nicht erhalten können.

#### D. Übereinstimmung mit den Klimazielen

Es kann sein, dass Ressourcen, die Flexibilität am kostengünstigsten anbieten können, auch die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen (etwa Dieselgeneratoren oder bestehende, große ölbefeuerte Kraftwerke). Die Klimarelevanz der bereitstellenden flexiblen Ressourcen sollte in das Marktdesign so einbezogen werden, dass das Erreichen der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele nicht gefährdet wird. Obwohl dies kurzfristig höchstwahrscheinlich keine essentielle Einschränkung darstellt, könnte es in Anbetracht der erwarteten Entwicklung des Stromsektors in ein paar Jahrzehnten an Bedeutung gewinnen. Eine Fallstudie der Kapazitäts-Terminmärkte in den USA hat zum Beispiel untersucht, welche Arten von Anlagen die Kapazitätzahlungen in diesem Marktdesign erhielten. Das Ergebnis der Studie war, dass der Löwenanteil der Erträge an bestehende, fossil befeuerte Anlagen mit hohen Emissionen ging, von denen viele zwar lastabhängig geführt werden konnten, jedoch in Bezug auf die oben dargestellten Anforderungen der Zukunft als nicht flexibel genug erachtet wurden [10]. Die Schlussfolgerungen des Berichts wurden etwa ein Jahr später durch die Herausgabe der Daten für die letzten sechs von PJM veranstalteten jährlichen Auktionen bestätigt. Bestehende, fossil befeuerte Anlagen (Gas, Öl oder Kohle) erhielten im Rahmen dieser Auktionen 70% der Kapazitätzahlungenströme von 42 Mrd. USD [14].



### *E. Konsistenz mit Investitionen in Erneuerbare Energien*

Die mit der Beschaffung der nötigen Flexibilitäten verbundenen Kosten müssen irgendwie re-finanziert werden. Das kann durch die Überwälzung an Nichtvertragspartner, die proportionale Aufteilung der Kosten auf alle Marktteilnehmer oder eine bestimmte Kombination aus diesen beiden Ansätzen geschehen. Bei fluktuierenden Erneuerbaren ist es schwierig, die Leistung mehr als ein paar Stunden genau vorherzusagen und damit auch das vertraglich vereinbarte Gleichgewicht zu erreichen. Dieses Problem kann durch die begrenzte Liquidität der Intra-Day-Märkte verschärft werden. Historisch gesehen war es üblich, Erneuerbare Energien durch einen Förderungsmechanismus beim Einspeisetarif auch von den Ausgleichszahlungen für Ungleichgewichte (Kosten für Regelenergie) abzuschotten. Jedoch ist es angesichts des wachsenden Anteils der Erneuerbaren im System wahrscheinlich, dass Entscheidungsträger verstärkt darauf abzielen werden, die Herausforderungen durch kurzfristige Schwankungen zu minimieren. Das kann etwa durch Anreize für zuverlässige Leistungsvorhersagen geschehen oder durch einen Ausgleich mittels bilateraler Handelsgeschäfte. Wenn sich die Überwälzung der Regelenergiekosten für Erneuerbare Erzeuger in volatilen und schwer vorhersagbaren Preisen für den Ausgleich der Ungleichgewichte niederschlägt, dann könnte das ein ernstes Risiko für deren Erträge sein. Das kann sich wiederum auf die Finanzierungskosten auswirken und sogar auf den Zugang zu Investitionskapital. Es ist daher wichtig, dass der für die Sicherung der Stabilität gewählte Ansatz nicht zu unerwünschten negativen Auswirkungen auf Investitionen in Erneuerbare führt und Europa damit die Erreichung der gesetzten Klimaziele verfehlt.

### *F. Innovation und Wandel*

Eine zentrale Begründung für die Einführung eines Fördermechanismus für Erneuerbare Energien umfasst die Notwendigkeit, die Kosten von noch nicht marktreifen Technologien mit signifikantem Potenzial für Langzeitanwendung zu senken. Derselbe Grundsatz sollte auf jene Technologien angewendet werden, die erforderlich sind, um Erneuerbare Energien in die Stromsysteme zu integrieren. Bestimmte Wärme- und Stromspeichertechnologien könnten zukünftig signifikante Beiträge zur Systemflexibilität leisten. Soweit es angemessen ist, sollten deren Entwicklung und Implementierung gefördert werden, um zukünftige Kostensenkungen zu ermöglichen. Diese Logik kann auf andere vielversprechende Technologien ausgeweitet werden, wie etwa auf jene, die potenziell die Fähigkeit zum Lastmanagement erhöhen.

Grundsätzlich birgt die Zukunft, wie oben dargestellt, sowohl Chancen als auch Herausforderungen. Es ist wichtig, dass diejenigen Lösungen, die gewählt werden um den Herausforderungen zu begegnen, das Potenzial der individuellen Verbraucher, ihre persönlichen Präferenzen bezüglich Versorgungssicherheit zum Ausdruck zu bringen und entsprechend zu handeln, nicht untergraben. Denn neue Technologien und Kommunikationssysteme könnten neue Möglichkeiten bringen. Vorschläge sollten so konzipiert werden, dass sie diese Chancen wahrnehmen und nicht verhindern oder sogar Innovationsanreize abschaffen. Dies bedarf eines sorgfältigen Balanceakts und hängt von der Beurteilung der Dringlichkeit und des Ausmaßes der Herausforderungen sowie den Erwartungen an neue, noch unbekannte Lösungen ab.

### *G. Zukünftige Integration mit benachbarten Regelzonen*

Eine kostengünstige Dekarbonisierung erfordert eine verstärkte Vernetzung zwischen den Regionen und benachbarten Stromsystemen, um den immer häufiger erforderlichen Transfer von günstigem Strom von Gebieten mit Überschuss in andere Gebiete zu bewerkstelligen, in denen dadurch teurere Alternativen ersetzt werden können. Diese erhöhte Vernetzungskapazität bietet das Potenzial, Flexibilitätsressourcen gemeinsam zu nutzen, was die allgemeinen Anforderungen an alle

Erzeugungsanlagen mindert. Um diesen Effekt zu realisieren, muss das System innerhalb eines größeren Gebietes in Echtzeit ausgeregelt werden, um somit die Wahrscheinlichkeit von Extremereignissen zu vermindern und damit wiederum die Gesamtsystemanforderungen zu reduzieren. Das Marktdesign sollte daher darauf abzielen, diese Vorteile auszuschöpfen. Anstatt einen solchen Flexibilitätsmechanismus isoliert in nur einer Region zu implementieren, liegt es daher nahe, das Design über angrenzende Stromnetze und Regionen zumindest teilweise zu harmonisieren [15] – [17]. Von daher sind diejenigen Reformen, die auf die Versorgungssicherheit abzielen und potenziell für ein größeres, regionales Ausgleichsgebiet oder benachbarte Strommärkte skalierbar sind, besonders attraktiv. Trotz alledem werden in vorhersehbarer Zukunft Unterschiede im Strommarktdesign auf beiden Seiten von Grenzkuppelstellen bestehen bleiben. Dies spricht dafür, jede verfügbare Maßnahme zur Minimierung in die Zahlungsmechanismen für die Versorgungssicherheit einzubeziehen, um eine wirksame Koppelung mit angrenzenden Märkten in Übereinstimmung mit dem Zweck des europäischen Zielmodells für die Markt-integration zu gewährleisten [18].<sup>6</sup>

#### H. Checkliste Marktdesign

Das obige Set von Anforderungen kann in eine Checkliste für Entscheidungsträger übertragen werden. Diese Liste dient als Unterstützung für die Einführung von Mechanismen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, bzw. der Bewertung der zukünftigen Integrität von bestehenden regulatorischen Instrumenten:

1. Versucht der vorgeschlagene Mechanismus, die *gesamte* Bandbreite der *flexiblen* Ressourcen bereitzustellen, die das System braucht, um die Residuallast bei einem wachsenden Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu decken?
2. Maximiert der vorgeschlagene Mechanismus das Potenzial der *bestehenden* Anlagen zur Bereitstellung der notwendigen Flexibilität bevor teure neue Ressourcen angereizt werden?
3. Versucht der vorgeschlagene Mechanismus, die Dienste von *allen* potenziellen Ressourcen zu mobilisieren, insbesondere der Nachfrageseite?
4. Stellt der vorgeschlagene Mechanismus sicher, dass Anlagen, die nicht die notwendigen Flexibilität bieten können, nicht belohnt, bzw. geringer vergütet werden als jene Ressourcen, die darüber verfügen?
5. Berücksichtigt der vorgeschlagene Mechanismus die CO<sub>2</sub>-Belastung der bereitgestellten flexiblen Ressourcen?
6. Berechnet der vorgeschlagene Mechanismus die Kosten der Versorgungssicherheit, für Erneuerbare Energien so, dass Ertragsrisiken vermieden werden? Wenn dies nicht der Fall ist, geht der Vorschlag zumindest darauf ein, wie die potenziell negativen Folgen für den Einsatz von Erneuerbaren Energien auf andere Weise entschärft werden können?
7. Sichert der vorgeschlagene Mechanismus die Versorgungssicherheit in einer Weise, die zukünftige Kostensenkungen sowie Innovationen bei der Bereitstellung von flexiblen Ressourcen begünstigt und zukünftigen Anbietern den Marktzugang nicht verwehrt?
8. Schafft der vorgeschlagene Mechanismus ein potenziell skalierbares Design, einschließlich der zukünftigen Integration benachbarter Regelzonen und der gemeinsamen Nutzung von Flexibilitäten? Berücksichtigt er mögliche Auswirkungen auf Marktkoppelungen und verfügbare Maßnahmen zur Minimierung der Beeinträchtigung?

---

<sup>6</sup> Zur Erörterung des europäischen Marktkopplungsmodells und dieser potenziellen Ausgleichsmaßnahmen siehe Anhang 1 und 2 von Referenz 18.

Eine positive Antwort auf jede dieser Fragen legt nahe, dass ein vorgeschlagenes Marktdesign tragfähig ist, während eine negative Antwort auf eine der Fragen erhebliche Zweifel aufkommen lassen sollte.

#### V. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Es ist verführerisch für Marktdesigner, einfach einen der traditionellen Ansätze zur Sicherung der Versorgungssicherheit aus der Schublade zu ziehen. Die meisten derartigen Mechanismen wurden jedoch für die Bedürfnisse eines Marktes erstellt, der ganz anders ist als jener, der uns in den kommenden Jahren erwarten wird.

Wachsende Anteile von fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden in den kommenden Jahrzehnten ein Hauptkennzeichen der europäischen Strommärkte sein. Damit werden sich die wesentlichen Anforderungen an die Versorgungssicherheit verändern. Insbesondere wird es nicht mehr ausreichen, geschweige denn zweckdienlich sein, sich bei der Stromerzeugung ausschließlich an der Gesamtnachfrage zu orientieren. Stattdessen wird es nötig sein, sich auf die verbleibende Residuallast, nachdem die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien von der Gesamtnachfrage abgezogen worden ist, zu konzentrieren. Wobei diese volatil und weniger vorhersagbar sein wird als die Gesamtnachfrage. Man kann sich nicht länger darauf verlassen, dass ausreichende, gesicherte Kapazitäten auch die Versorgungssicherheit insgesamt gewährleisten. Stattdessen wird die Versorgungssicherheit immer mehr von Ressourcen abhängen, die eine Reihe von verschiedenartigen, flexiblen Leistungsmerkmalen aufweisen, einschließlich der Möglichkeit, das ganze Jahr über unmittelbar und wiederholt die Abgabeleistung bzw. die Nachfrage zu ändern.

Es müssen Märkte konzipiert werden, die im Kontext einer immer stärker werdenden Durchmischung mit Erneuerbaren Energien in ausreichendem Maß die geeigneten flexiblen Ressourcen bieten. Die traditionellen „Kapazitätsmärkte“ sind im Hinblick auf diese Anforderung ungeeignet. Es wird nötig sein, das Beste aus der Flexibilität der vorhandenen Ressourcen zu machen und dabei besonders die Nachfrageseite des Marktes zu berücksichtigen. Daneben ist sicherzustellen, dass neue Ressourcen über die benötigten flexiblen Leistungsmerkmale verfügen. Diese Ziele müssen auf eine Weise erreicht werden, die die übergreifenden Klimaziele und laufende Investitionen in dafür notwendige Erneuerbare Energien nicht untergräbt. Darüber hinaus muss der Ansatz gewährleisten, dass der Markt offen bleibt, um die Chancen zu nutzen, die durch technologische Entwicklungen und Innovationen im breiteren Marktumfeld entstehen. Aus diesen Überlegungen lässt sich eine Checkliste erstellen, anhand derer unterschiedliche Mechanismen auf ihre Eignung zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit bewertet werden können.

## NOMENKLATUR

**Dispatch:** Kurzfristige Entscheidung zur Produktion.

**Grundlast-, Mittellast-, Spitzenlast:** Betriebsart eines Kraftwerks, die sich aus einer Kombination von technischen und betriebswirtschaftlichen Faktoren ergibt (z.B. wie wirtschaftlich die Anlage bei verschiedenen Auslastungen betrieben werden kann). Unter Grundlasterzeugung versteht man die mehr oder weniger ununterbrochene Stromerzeugung („24/7“). Die kurzzeitige Stromerzeugung zur Deckung der Lastspitzen erfolgt im sogenannten Spitzenlastbetrieb. Dazwischen liegende Stromerzeugung dient dementsprechend der Deckung der Mittellast.

**Flexibilitätsressourcen:** Produkte und Dienstleistungen, die für eine klimaneutrale Stromversorgung bereitgestellt werden müssen, um sowohl kurzfristig als auch langfristig die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Diese Maßnahmen beinhalten geeignete Investitionen in den richtigen Mix aus Erzeugung, Nachfrage, Speicher und Netz, um bei einem weiter wachsenden Anteil an erneuerbarer Energie die nötige Flexibilität zu schaffen, damit Erzeugungsschwankungen kosteneffizient ausgeglichen werden können.

**Fluktuierende erneuerbare Energien:** Stromerzeugung in dargebotsabhängigen Anlagen (z.B. Solar- und Windkraft). Derartige Ressourcen können bei Bedarf gedrosselt werden, und die verfügbare Kapazität kann in variablem Ausmaß als Reserve vorgehalten werden; ihre Verfügbarkeit ist jedoch bedeutend schwerer zu steuern als konventionelle thermische Erzeugung.

**Gesicherte Leistung:** Die dem System zu jedem gegebenen Zeitpunkt als verfügbar zugesagte Leistung in Megawatt.

**Kapazitätsmärkte:** Umfassen alle Mechanismen zur Vergütung von Kapazitäten, die darauf ausgelegt sind, zu Zeiten von Lastspitzen Marktteilnehmern die Vorhaltung eines bestimmten Volumens an fester Kapazität zur Stromerzeugung bzw. zur Senkung der Nachfrage zu vergüten.

**Nachfrageressourcen:** Alle nachfrageseitigen Ressourcen (Endverbraucher-Energieeffizienz, steuerbare Last sowie Erzeugung beim Nachfrager selber), die den Energiebedarf zu verschiedenen Tages- und Jahreszeiten über einige Stunden hinweg – oder auch über längere Zeit – vermindern, bzw. verändern.

**Nachfragesteuerung:** Verbraucherlasten, die in Echtzeit nach oben oder unten angepasst werden können. Treiber hierfür können Großhandelspreise, aber auch Anforderungen an die Frequenz- oder Spannungshaltung sein. Abgerufen werden können diese Leistungen direkt durch den Systembetreiber oder durch eine dritte Partei.

**Regelenergie:** Zukäufe und Verkäufe von Energie bzw. Vorhaltung von Leistung durch den Systembetreiber (z.B. durch Ausschreibungen) nahe an der Echtzeit, die erforderlich sind, um gegenwärtige oder erwartete Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb jedes einzelnen Abrechnungszeitraumes auszugleichen. Diese treten in Echtzeit durch Abweichungen von den Prognosen auf, d.h. erst nach dem Schließen der Handelsmärkte.

**Residuallast:** Energienachfrage, die sich aus der gesamten Nachfrage, abzüglich des Beitrages aus erneuerbaren Energien ergibt.

**Ressourcenadäquenz/Adäquate Bereitstellung der Ressourcen:** Ausreichende Ressourcen der richtigen Art zur Abstimmung von Nachfrage und Angebot über zeitliche und geografische Dimensionen hinweg und zur Sicherung eines annehmbaren Niveaus an Versorgungssicherheit. Traditionell ein „volumenbezogener“ Standard, basierend auf der Abdeckung der **Systemspitzenlast** d.h. höchster Leistungsbedarf im Stromsystem über einen gegebenen Zeitraum (z.B. Tagesspitze, Saisonspitze, Jahresspitze) durch gesicherten Kapazität

**Systemadministrator(en):** Einrichtungen, die mit Planung, Betrieb oder investitionsbezogenen Funktionen im Strommarkt beauftragt sind (z.B. Systembetreiber, planende Behörden).

**Systemdienstleistungen:** Dienste, die zum kontinuierlichen Betrieb des Systems innerhalb festgelegter Parameter (z.B. Frequenz und Spannung) beitragen, einschließlich der Fähigkeit zur Wiederherstellung des energetischen Gleichgewichts nach erheblichen unvorhergesehenen Veränderungen in Angebot und Nachfrage.

**Systemqualität:** wird charakterisiert durch die kurzfristige Stabilisierung des Betriebs des Stromsystems bei der Lieferung von Strom von den Erzeugern zum Endkunden, einschließlich der Fähigkeit des Systems unvorhergesehenen Störungen oder Ungleichgewichten standzuhalten. Regelenergie und Systemdienstleistungen

tragen zur Systemqualität bei.

**Versorgungssicherheit:** Die Fähigkeit, die Bedürfnisse der Stromkunden über zu erfüllen, selbst wenn unvorhergesehene Ausfälle oder andere Faktoren das Angebot des verfügbaren Stroms reduzieren. In Übereinstimmung mit den aktuellen Geschäftspraktiken werden zwei Aspekte der 'Versorgungssicherheit' unterschieden – Ressourcenadäquenz und Systemqualität

### LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Europäische Kommission. (2011) Energy Roadmap 2050. COM (2011) 885/2. Verfügbar in: [http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com\\_2011\\_8852\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf)
- [2] D. Lew, D. Piwko, N. Miller, G. Jordan, K. Clark and L. Freeman, "How Do High Levels of Wind and Solar Impact the Grid? The Western Wind and Solar Integration Study," NREL/TP-5500-50057, Dezember 2010. Verfügbar in: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50057.pdf>
- [3] EURELECTRIC Task Force Market Design for RES Integration. (2011, Mai). "RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms Needed to Ensure Generation Adequacy?" Verfügbar in: <http://www.eurelectric.org/CatPub/Document.aspx?FolderID=1507&DocumentID=30399>
- [4] P. L. Joskow, "Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design," *Utility Policy*, Bd. 16(3), pp. 159-170, 2008. Verfügbar in: [http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/reprints/Reprint\\_190\\_WC.pdf](http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/reprints/Reprint_190_WC.pdf)
- [5] F. A. Roques, "Market Design for Generation Adequacy: Healing Causes Rather than Symptoms," *Utilities Policy*, Bd. 16(3), pp. 171-183, Sep. 2009. Verfügbar in: <http://ideas.repec.org/p/cam/camdae/0821.html>
- [6] G. van Welie, "Integrating Policy, Planning, and Electricity Markets in New England," Präsentation beim MA Restructuring Roundtable, Juni 10, 2011. Verfügbar in: <http://www.raabassociates.org/main/roundtable.asp?Sel=107>
- [7] Federal Energy Regulatory Commission. (2011). FERC sets new compensation method for regulation service [Press release]. Verfügbar in: <http://www.ferc.gov/media/news-releases/2011/2011-4/10-20-11-E-28.asp>
- [8] 2014/2015 RPM Base Residual Auction Results, PJM BRA Results Report Addendum, PJM DOCS #648604. Verfügbar in: PJM 2014/2015 Base Residual Auction Addendum, verfügbar in <http://www.pjm.com/markets-and-operations/rpm/~media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2014-2015-rpm-bra-results-report-addendum.ashx>
- [9] A. Dosunmu. (2011). Up in Smoke: Seven Gigawatts of Coal Retrenches from PJM. *Energy Central*. Verfügbar in: <http://www.energycentral.com/enduse/demandresponse/articles/2451/Up-in-Smoke-Seven-Gigawatts-of-Coal-Retrenches-from-PJM/>
- [10] M. Gottstein and L. Schwartz, "The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects," The Regulatory Assistance Project, Mai 2010. Verfügbar in: <http://www.raonline.org/document/download/id/91>
- [11] J. De Wit, "Heat Storages for CHP Optimisation," Präsentation bei der PowerGen Europe 2007 Conference, (ID-94), 2007. Verfügbar in: [http://www.dgc.eu/publications/pdf/jdw\\_pg07\\_HeatStorage.pdf](http://www.dgc.eu/publications/pdf/jdw_pg07_HeatStorage.pdf)
- [12] European Climate Foundation. Power Perspectives 2030: On the Road to a Decarbonised Power Sector. Verfügbar in: [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/PowerPerspectives2030\\_FullReport.pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/PowerPerspectives2030_FullReport.pdf)
- [13] L. Balling. "Eco- and Climate Friendly Power Plant Solutions: Sustainable, efficient and flexible," Siemens Energy, 2011. Verfügbar in: [http://www.life-needs-power.de/2011/F6\\_Balling.pdf](http://www.life-needs-power.de/2011/F6_Balling.pdf)
- [14] J. Bowring. (2011). PJM Market Review: January through November, 2010. [Power Point Slide 37]. Verfügbar in: [http://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2011/IMM\\_MC\\_SOM\\_Jan\\_thru\\_Nov\\_2010\\_20110127.pdf](http://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2011/IMM_MC_SOM_Jan_thru_Nov_2010_20110127.pdf)
- [15] North American Electric Reliability Council. Special Report: Ancillary Service and Balancing Authority Area Solutions to Integrate Variable Generation. März 2011.
- [16] H. Holttinen, B. Lemstrom, P. Meiborn, H. Bindner, A. Orths, F. von Hulle, C. Ensslin, A. Tiedemann, L. Hofman, W. Winter, A. Tuohy, M. O'Malley, P. Smith, J. Pierik, J.O. Tande, A. Estanqueiro, J. Ricardo, E. Gomez, L. Soder, G. Strbac, A. Shakoor, J.C. Smith, B. Parsons, M. Milligan, and Y-h. Wan, "Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power: State-of-the-art Report," IEA Wind Task 25, 2007.
- [17] M. Milligan, B. Kirby, J. King, and S. Beunig, "Benefit of Regional Energy Balancing Service on Wind Integration in the Western Interconnection of the United States," Präsentation beim 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Québec, Kanada, 2010.

[18] P. Baker, "Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation: Key Issues to Consider," The Regulatory Assistance Project, Februar 2012. Verfügbar in: <http://www.raonline.org/document/download/id/4809>

[19] Department of Energy and Climate Change (2011) *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*, [White Paper], Verfügbar in: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/EMR/2176-emr-white-paper.pdf>

[20] Department of Energy and Climate Change (2011) *Planning our electric future: technical update*. Verfügbar in: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/meeting-energy-demand/energy-markets/3884-planning-electric-future-technical-update.pdf>

[21] G. Owen, J. Ward and M. Pooley, "GB Electricity Demand - Context and 2010 Baseline Data," Sustainability First, Oktober 2011. Verfügbar in: <http://www.sustainabilityfirst.org.uk/docs/2011/Sustainability%20First%20-%20GB%20Electricity%20Demand%20-%20Paper%201%20-%20Context%20and%202010%20Baseline%20Data%20-%20October%202011.pdf>

[22] Agora Energiewende (2012: *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*, Juni 2012, verfügbar in: <http://www.agora-energiewende.de/download>

**Regulatory Assistance Project („RAP“)** bietet als globale Nichtregierungsorganisation technische und politische Unterstützung in den Bereichen Energie und Umwelt für Regierung und Behörden an. RAP wurde von verschiedenen Stiftungen und öffentlichen Institutionen gemeinschaftlich gegründet und wird ausschließlich von diesen finanziert. Die Leiter von RAP haben weitreichende Regulierungserfahrung aus früheren Tätigkeiten in Regierungen, Behörden und als Politikberatungen. RAP ist bereits in mehr als 20 Ländern und 50 Provinzen und Bundesstaaten aktiv. RAP's europäische Zentrale befindet sich in Brüssel, ein weiteres Büro in Berlin. ([www.raonline.org](http://www.raonline.org))

