

## **Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem**

Studie für die  
Umweltstiftung WWF Deutschland

Berlin, 8. Oktober 2012

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)  
Ben Schlemmermeier (LBD Beratungsgesellschaft)  
Carsten Diermann (LBD Beratungsgesellschaft)  
Hauke Hermann (Öko-Institut)  
Christian von Hammerstein (RAUE LLP)

**Öko-Institut e.V.**  
Büro Berlin  
Schicklerstraße 5-7  
D-10179 Berlin  
Tel.: +49 -30 - 280 486-80  
Fax: +49 - 30 - 280 486-88

[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

**LBD-Beratungsgesellschaft mbH**  
Stralauer Platz 34  
EnergieForum  
D-10243 Berlin  
Tel.: +49 - 30 - 617 85 310  
Fax: +49 - 30 - 617 85 330

[www.lbd.de](http://www.lbd.de)

RAUE LLP  
Potsdamer Platz 1  
D-10785 Berlin  
Tel.: +49 - 30 - 818 550-330  
Fax: +49 - 30 - 818 550-107

[www.raue.com](http://www.raue.com)



## Zusammenfassung

Die Stromversorgungssysteme in Deutschland und Europa stehen vor umfassenden Veränderungen. Mit den energiepolitischen Entscheidungen der Jahre 2010 und 2011 hat Deutschland sich das Ziel gesetzt, die Stromerzeugung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts nahezu vollständig von Treibhausgasemissionen frei zu machen, weitgehend auf erneuerbare Energien umzustellen und dabei die Nutzung der Kernenergie bis 2022 auslaufen zu lassen. Gleichzeitig neigt sich die Übergangsphase der wettbewerblichen Öffnung der Strommärkte ihrem Ende zu. In der letzten Dekade wurde die von den erneuerbaren Energien nicht abgedeckte Stromnachfrage vor allem durch Kraftwerke gewährleistet, die vor der Strommarktliberalisierung errichtet und im Rahmen der bis 1998 existierenden Strommarktmonopole refinanziert wurden. Diese komfortable Situation ändert sich in den nächsten Jahren drastisch. Kernkraftwerke werden abgeschaltet, die Entwicklungen auf den Erdgas-, Steinkohle- und CO<sub>2</sub>-Märkten, sowie der zunehmende Wettbewerbsdruck gefährden bestehende Kraftwerkskapazitäten und lassen die Investitionen in flexible Neubaukraftwerke nicht zu. Diese Situation ist primär eine Folge der Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt, da die wettbewerbliche Öffnung des Marktes auf der Basis eines zu Monopolzeiten errichteten, kapitalintensiven und weitgehend abgeschriebenen Kraftwerksparks mit vergleichsweise niedrigen Betriebskosten erfolgte. Der massive Ausbau erneuerbarer Energien sowie die aktuelle Preiskrise des europäischen Emissionshandelssystems verschärfen diesen Trend jedoch nochmals erheblich.

Neben dem Abgang von über 20.000 Megawatt Kernkraftwerken sind über 10.000 Megawatt Bestandskraftwerke akut von Stilllegungen gefährdet. Zusätzlich muss die Errichtung von etwa 5.000 Megawatt Neubaukraftwerken bis 2020 und von mindestens weiteren 10.000 Megawatt bis 2030 gesichert werden, um als die Versorgungssicherheit gewährleistenden Residuallastkraftwerke den geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien zu flankieren. Zwar ist Deutschland in den kontinentaleuropäischen Stromverbund eingebunden, eine nähere Analyse zeigt jedoch, dass Kraftwerkskapazitäten aus dem Ausland mittelfristig keinen entscheidenden Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland erbringen können.

Der Strommarkt in seiner heutigen Ausgestaltung behält zwar eine wichtige Rolle für die Optimierung des Kraftwerksbetriebes, kommt aber mit Blick auf die Finanzierung von Kraftwerkskapazitäten an seine Grenzen. Notwendig wird daher eine Umgestaltung des Strommarktdesigns. Neben der Produktion von Elektrizität muss ein solcherart umgestalteter Markt auch Einkommen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten erzeugen. Entsprechende Marktmodelle sind im internationalen Raum vielfältig eingesetzt und erprobt worden, für Deutschland ist eine Reihe von entsprechenden Vorschlägen unterbreitet worden, die jedoch einerseits eine Reihe von Nachteilen aufweisen und zweitens die Breite der anstehenden Herausforderungen nicht ausreichend reflektieren.

So dient ein Kapazitätsmarktinstrument zwar primär der Gewährleistung von Versorgungssicherheit, darüber hinaus müssen jedoch auch Ziele wie die Erhaltung der

Wettbewerbsintensität, die Minimierung der Kosten für die Stromverbraucher und die Erreichung der klimapolitischen Ziele für Deutschland berücksichtigt werden. Zudem muss ein Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems geleistet werden, für den die Neuerrichtung sehr flexibler und emissionsarmer Kraftwerke als Ergänzung zur variablen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie aus technischen wie auch ökonomischen Gründen unabdingbar ist.

Mit Blick auf diese Kriterien wie auch die Probleme der bisher vorgelegten Kapazitätsmarktmodelle (Strategische Reserve, umfassender Kapazitätsmarkt) wird das Konzept des „Fokussierten Kapazitätsmarktes“ entwickelt. Diese Ausgestaltungsvariante eines Kapazitätsmarktes besteht aus zwei verschiedenen Segmenten, für die jeweils getrennte Auktionen durchgeführt werden und für die sich verschiedene Kraftwerke, aber auch Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage sowie Speicher beteiligen können. Im Marktsegment „Bestandskraftwerke“ konkurrieren stilllegungsbedrohte Kraftwerke und steuerbare Lasten im Wettbewerb um Kapazitätzahlungen für ein oder vier Jahre. Im Marktsegment „Neubaukraftwerke“ konkurrieren Kraftwerke, die hohen Flexibilitäts- und Umweltauflagen genügen, und neue Speicher um Kapazitätzahlungen über 15 Jahre. Die unterschiedlich lang laufenden Kapazitätzahlungen erhöhen die Planungssicherheit für die Investoren und Betreiber, senken Risikozuschläge und so die Kosten für die Verbraucher.

Die Abgrenzung der beiden Segmente macht sinnvoll zugeschnittene Zeiträume für die Kapazitätzahlungen möglich, ermöglicht die produktive Einbeziehung von steuerbaren Lasten bzw. Speichern und vermeidet sehr weitgehend Mitnahmeeffekte. Die strikt wettbewerbliche Ausgestaltung des Vergabeverfahrens erzeugt hohen Wettbewerbsdruck und sichert niedrige Preise. Die Möglichkeit, dass die erfolgreichen Bieter in den Kapazitätsauktionen regulär am Strom- und Energiemarkt teilnehmen können, erhält die Wettbewerbsintensität im Strommarkt, vermeidet zumindest teilweise erratische Knappheitspreise und die entsprechende Belastung der Kunden und ermöglicht den Aufbau eines hochflexiblen Kraftwerkssegments, das als Ergänzung zu den variablen erneuerbaren Energien Wind und Solar perspektivisch dringend benötigt wird. Zudem besteht die Möglichkeit, regionale Aspekte, v.a. für Neubauprojekte einzubeziehen und so einen Beitrag zur Netzentlastung zu leisten.

Die aus den genannten Gründen erheblich gedämpften Kosten werden über die Nutzungsentgelte auf der Übertragungsnetzebene refinanziert.

Definitionsgemäß sichert das System ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit. Über die Umsetzung des Systems mit Call-Optionen, mit denen die ausschreibende Stelle die Erträge der erfolgreichen Bieter für den Fall sehr hoher Strompreise teilweise abschöpfen kann, werden die Ausübung von Marktmacht durch die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommenden Kraftwerke verhindert und die Kosten für die Stromverbraucher reduziert.

Die technische Umsetzung des Fokussierten Kapazitätsmarktes erfordert eine Reihe von Prozeduren (Registrierung der Anlagen, Identifikation der Mengenziele in einem Konsultationsverfahren, Auktionierung, Erfüllungskontrolle etc.). Diese Umsetzungs-

maßnahmen fallen jedoch für alle anderen Alternativen in ähnlichem Umfang an und halten sich in Grenzen. Die Fokussierung des Kapazitätsmarktes auf die beiden Segmente „Bestandsanlagen“ und „Neuanlagen“ ermöglicht auch eine einfache Anpassung und die Umsetzung als lernendes System.

Idealerweise wird ein Kapazitätsmarkt im Rahmen des integrierten Strommarktes in Kontinentaleuropa umgesetzt. Die institutionellen Zuständigkeitszuweisungen im aktuellen Rechtsrahmen lassen dies jedoch nicht ohne weiteres zu. Versorgungssicherheit und damit auch die Umsetzung der Kapazitätsmärkte liegt bisher in der Verantwortung nationaler Behörden. Zu präferieren wäre eine koordinierte Initiative der Staaten des Pentilateralen Energie-Forums (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, ab 2011 auch Österreich), mit der ein solches Modell auf Basis entsprechender Vereinbarungen umgesetzt wird, ohne dass ein einheitliches EU-weites Regelwerk geschaffen werden muss. Dieser Ansatz steht jedoch vor dem Problem, dass einige Nachbarstaaten Deutschlands in der Diskussion und Umsetzung von Kapazitätsmärkten bereits deutlich weiter fortgeschritten sind und eine Harmonisierung damit erheblich erschwert wird. Gleichwohl ist zumindest eine konsultative Abstimmung der für den Kapazitätsmarkt notwendigen Zielgrößen für die Kapazitätsausschreibungen sinnvoll und empfehlenswert.

Ein Fokussierter Kapazitätsmarkt für Deutschland könnte vergleichsweise zügig umgesetzt werden. Würden die gesetzlichen Regelungen im Laufe des Jahres 2014 umgesetzt und die untergesetzlichen und anderen Regelwerke bis 2015 geschaffen, so könnten 2015/2016 die ersten Auktionen für Kraftwerkskapazitäten durchgeführt werden. Damit würden ab 2017 die ersten Bestandskraftwerke bzw. nachfrageseitigen Maßnahmen durch Kapazitätzahlungen honoriert und gesichert. Ab 2019/2020 könnten die ersten Neubaukraftwerke in Betrieb gehen und damit die letzten beiden Stufen des Ausstiegs aus der Kernenergie (2021/2022) materiell flankieren.

Der Fokussierte Kapazitätsmarkt bildet einen pragmatischen und im Vergleich zu den bisher diskutierten Modellen eines umfassenden Kapazitätsmarktes bzw. einer Strategischen Reserve durchaus vorteilhaften Ansatz zur Lösung der aktuellen und absehbaren Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig kann der Fokussierte Kapazitätsmarkt aber einen maßgeblichen Beitrag zur Flankierung des Umbaus des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energien sowie zur Erhaltung einer hohen Wettbewerbsintensität im Strommarkt und zur maßgeblichen Begrenzung der Kosten für die Verbraucher erbringen.



## Executive Summary

The German and European power supply systems face extensive changes. With the energy policy decisions made in 2010 and 2011 Germany has set itself the goal of comprehensively reducing the greenhouse gas emissions of electricity production by the middle of this century, of shifting its basis largely to renewable energies and of phasing out the use of nuclear energy by 2022. At the same time the transitional phase of opening up the electricity markets to competition is drawing to an end. In the last decade the electricity demand in Germany not covered by renewable energies was chiefly fulfilled by power plants built prior to the liberalisation of the electricity market and re-financed within the scope of the electricity market monopolies which lasted up to 1998. This comfortable situation will radically change in the years ahead. Nuclear power plants will be permanently shut down, and the developments on the natural gas, hard coal and carbon markets, and the increasing pressure of competition will jeopardise existing power plant capacities and not allow investments in new flexible power plants. This situation is primarily a result of the price-setting mechanisms in the liberalised electricity market since the market was opened up to competition on the basis of a power plant fleet which was built during times of monopoly, is capital-intensive and largely depreciated, and has comparably low operational costs. The large-scale expansion of renewable energies and the current price crisis of the EU Emissions Trading Scheme further intensify this trend substantially.

Alongside the phase-out of over 20,000 megawatts of electricity capacity from nuclear power plants, more than 10,000 megawatts of capacity from incumbent power plants are at acute risk of decommissioning. In addition the building of approx. 5,000 megawatts of new power plant capacity up to 2020 and at least an additional 10,000 megawatts up to 2030 has to be ensured to flank the planned expansion of renewable energies with residual load power plants which guarantee security of supply. Germany's network is part of the interconnected Continental European power system, but a closer analysis shows that power plant capacities from abroad cannot make a significant contribution to guaranteeing security of supply in Germany in the medium term.

Within the current set-up of the German electricity market, the optimisation of power plant operation plays an important role, but is reaching its limits in terms of financing power plant capacities. Thus a re-design of the electricity markets is necessary. A re-designed market of this kind must – alongside electricity production – also generate a revenue for the provision of power plant capacities. Corresponding market models have been implemented and tested internationally in a variety of ways. A range of relevant suggestions has been put forward for Germany; these suggestions have a number of disadvantages on the one hand and do not sufficiently reflect the range of upcoming challenges on the other hand.

A capacity market instrument primarily serves to guarantee security of supply; yet objectives such as maintaining competition intensity, minimising costs for electricity consumers and meeting at least Germany's climate policy targets also have to be taken into account. In addition a contribution has to be made to transforming the power sup-

ply system; the building of new, very flexible and low emission power plants which complement the fluctuating electricity production from wind and solar energy is essential for technical and economic reasons.

In view of these criteria and the problems of the capacity market models put forward to date (strategic reserve, a comprehensive capacity market), the concept of the “focused capacity market” is being developed. This design option for a capacity market consists of two different segments, for which separate auctions are carried out and in which different power plants as well as measures for flexibilising electricity demand and storage can participate. In the “incumbent power plants” market segment, power plants at risk of decommissioning compete with dispatchable load (demand response) for capacity payments for one or four years. In the “new power plants” market segment, power plants which fulfil high flexibility demands and environmental requirements and new electricity storage compete for capacity payments over 15 years. The capacity payments of different duration increase planning security for investors and plant operators while decreasing risk premiums and thus the costs for electricity consumers.

The distinction between the two segments makes it possible to tailor capacity payments to useful time periods, enables the productive incorporation of controllable loads and storage, and extensively avoids free-rider effects. The rigorously competitive set-up of the tendering procedure generates high competition pressure and ensures low prices. The possibility that the successful bidders in the capacity auctions are regular participants in the electricity and energy market maintains the competition intensity in the power market, at least partly avoids erratic scarcity prices and the corresponding burden for the customers, and facilitates the expansion of a highly flexible power plant segment, which is urgently needed in the future to complement the fluctuating renewable production from wind and solar energy. In addition there is the possibility of integrating regional aspects, in particular investments in new power plants, and thereby also contributing to easing the burden on the network.

The costs which are substantially curbed for the reasons mentioned are refinanced via the network use charges on the transmission network level.

By definition the system ensures a high level of security of supply. By implementing the system with call options, with which the tenderer can partially skim off the revenues of the successful bidders in the case of very high electricity prices, the power plants enjoying receipt of capacity payments are prevented from exercising market power and the costs are reduced for electricity consumers.

For the technical implementation of the focused capacity market a range of procedures (registration of the plants, identification of quantitative targets in a consultation procedure, auctioning, monitoring compliance, etc.) are necessary. However, these implementation measures also apply to a similar extent in the case of all other options and remain within limits. Focusing the capacity market on the two segments of “incumbent power plants” and “new power plants” also enables easy adaptation and implementation as a learning system.

Ideally a capacity market for Germany will be implemented within the scope of the integrated electricity market in Continental Europe. However, the institutional allocation of responsibilities in the current regulatory framework means that this cannot occur straightforwardly. Security of supply and therefore also the implementation of capacity markets has been the responsibility of national authorities up to now. A coordinated initiative of the countries of the Pentalateral Energy Forum (Germany, France, Belgium, the Netherlands, Luxembourg and from 2011 Austria as well) would be preferable, by means of which a model of this kind is implemented based on respective agreements, without making it necessary to create a uniform EU-wide regulation. However, this approach is faced with the problem that several neighbouring countries of Germany are already significantly further advanced in their discussion and implementation of capacity markets, which makes harmonisation substantially difficult. Nevertheless a consultative vote on the target levels for the capacity tenders necessary for the capacity market is useful and advisable.

A focused capacity market for Germany could be introduced comparably quickly. If the regulations enter into force within the course of 2014 and the sub-statutory and other regulations are introduced by 2015, the first auctions for power plant capacities could take place in 2015/2016. From 2017 onwards the first incumbent power plants and demand-side measures would be remunerated and ensured by capacity payments. From 2019/2020 the first new power plants could enter operation and the last two stages of the phase-out of nuclear energy (2021/2022) thereby substantially flanked.

The focused capacity market constitutes a pragmatic and, compared to the models of a comprehensive capacity market and a strategic reserve discussed up to now, a very advantageous instrument for tackling the current and foreseeable challenges with regard to security of supply. At the same time a focused capacity market can make a substantial contribution to flanking the transformation of the energy system to one based on renewable energies and maintaining a high intensity of competition in the electricity market while substantially limiting the costs for electricity consumers.



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Auftrag .....</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>Hintergrund.....</b>	<b>18</b>
2.1	Wirtschaftliche Darstellbarkeit neuer Kraftwerke und wirtschaftlicher Rahmen für Bestandskraftwerke .....	18
2.1.1	<i>Margensituation für Neubaukraftwerke.....</i>	<i>18</i>
2.1.2	<i>Margensituation für Bestandskraftwerke .....</i>	<i>22</i>
2.2	Bedarf konventioneller Kraftwerke in Deutschland .....	25
2.3	Relevante Entwicklungen in Nachbarstaaten Deutschlands .....	31
<b>3</b>	<b>Die Grenzen des heutigen Strommarkt-Modells .....</b>	<b>36</b>
<b>4</b>	<b>Ziele für einen Kapazitätsmechanismus.....</b>	<b>42</b>
4.1	Zielstellungen .....	42
4.2	Kurzbewertung vorliegender Vorschläge.....	44
<b>5</b>	<b>Vorschlag für einen Fokussierten Kapazitätsmarkt.....</b>	<b>49</b>
5.1	Grundkonzept.....	49
5.2	Abgrenzung der Marktsegmente.....	52
5.2.1	<i>Stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke .....</i>	<i>52</i>
5.2.2	<i>Neubaukraftwerke .....</i>	<i>55</i>
5.2.3	<i>Verbrauchsseitige Maßnahmen .....</i>	<i>60</i>
5.3	Produkte des Kapazitätsmarktes.....	64
5.4	Auktionen und Erfüllung.....	68
5.5	Teilnahme an anderen Strommarktsegmenten.....	72
5.6	Prozedurale Umsetzung.....	74
5.7	Europäische Einbindung .....	78
5.7.1	<i>Überblick.....</i>	<i>78</i>
5.7.2	<i>Rechtliche Einordnung .....</i>	<i>81</i>
5.7.3	<i>Ein möglicher Weg nach vorn.....</i>	<i>82</i>
5.8	Ein möglicher Zeitplan .....	84
<b>6</b>	<b>Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarkts.....</b>	<b>86</b>
6.1	Vorbemerkungen .....	86
6.2	Umsetzungsaufwand .....	86

---

6.3	Regulatorische Risiken, Anpassungsfähigkeit und Reversibilität.....	87
6.4	Kosten, Verteilungseffekte und Effizienz .....	89
6.5	Lernfähigkeit und Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems.....	91
<b>7</b>	<b>Referenzen.....</b>	<b>93</b>
<b>7.1</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>93</b>
<b>7.2</b>	<b>Verwendete Datenbasen.....</b>	<b>98</b>
<b>7.3</b>	<b>Rechtsdokumente.....</b>	<b>99</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der Deckungsbeiträge auf die Fixkosten für Neubaukraftwerke seit Januar 2004 .....	19
Abbildung 2	Spotpreise in Abhängigkeit von der vertikalen Netzlast (Regressionskurven 3. Grades), 2007 bis 2011 .....	20
Abbildung 3	Entwicklung der Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebskosten für Bestandskraftwerke seit Januar 2004.....	22
Abbildung 4	Entwicklung der vertikalen Netzlast als Maßstab für die Nachfrage nach konventionellen Kraftwerken im Übertragungsnetz .....	23
Abbildung 5	Entwicklung der Kapazitätsbilanz für Deutschland, 2012 bis 2022 .....	25
Abbildung 6	Entwicklung der Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast und Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks, 2012 bis 2022 .....	27
Abbildung 7	Kapazitätsentwicklungen in den Nachbarstaaten Deutschlands, 2012 bis 2025.....	33
Abbildung 8	Entwicklung der Deckungsbeiträge aus dem Spotmarkt verschiedener Kraftwerksoptionen in Abhängigkeit von der Auslastung, 2011 .....	52
Abbildung 9	Leistung fossiler Kraftwerke in Abhängigkeit von der Jahresauslastung .....	53
Abbildung 10	Zusätzlicher Neubaubedarf an Erdgaskraftwerken (zusätzlich zu den derzeit im Bau befindlichen Kapazitäten) in aktuellen Modellierungsarbeiten bis zu den Jahren 2020 und 2030 .....	56
Abbildung 11	Differenz zur Höchstlast für die 100 lasthöchsten Stunden in Deutschland, 2006 bis 2011 .....	61
Abbildung 12	Übersicht zu den Produkten des Fokussierten Kapazitätsmarktes und möglicher Auktions-Terminierungen und -Frequenz .....	71
Abbildung 13	Übersicht zu den Prozeduren und Funktionalitäten des Fokussierten Kapazitätsmarktes.....	76
Abbildung 14	Kapazitätsmechanismen in Europa, 2012.....	78



## 1 Einleitung und Auftrag

Das Stromversorgungssystem in Deutschland (wie auch in Europa) steht vor gravierenden Veränderungen. Dies betrifft einerseits die technische Umgestaltung des Systems hin zu erneuerbaren Energien, andererseits aber auch die Strukturen des liberalisierten Strommarktes in Europa bzw. den relevanten Teilmärkten (für Deutschland ist dies vor allem der nordwesteuropäische Stromverbund).

Diese strukturellen Veränderungen ergeben sich zunächst aus der Notwendigkeit, erstmals seit Beginn der Liberalisierung im Jahr 1998 in größerem Umfang Kraftwerksinvestitionen zu realisieren, die vollständig über den Strommarkt finanziert werden müssen (d.h. nicht mehr auf Einkommensströme aus anderen Regelungsbereichen wie der kostenlosen Zuteilung im EU-Emissionshandelssystem etc. abstellen können). Diese marktmanente Herausforderung wird durch drei zusätzliche Faktoren verschärft: den massiven Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die aktuelle Krise des EU-Emissionshandelssystems (mit niedrigen Preisen für Emissionszertifikate) sowie die deutliche Verteuerung von konventionellen Kraftwerksanlagen.

In diesem Kontext gewinnt die Diskussion um Kapazitätsmechanismen an Bedeutung. Darunter sind Instrumente zu verstehen, die dafür sorgen, dass für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten oder äquivalenten Maßnahmen zur Lastreduktion Einkommen erzeugt werden kann.

Die einschlägigen Diskussionen um solche Kapazitätsmechanismen vollziehen sich dabei auf mehreren Ebenen.

Erstens wird die Problemlage, also die Notwendigkeit entsprechender Instrumente bestritten. Die Debatte vollzieht sich hier in einer großen Breite wirtschaftstheoretischer Argumente und uneinheitlichen Bewertungen der realweltlichen Entwicklungen, lässt sich letztendlich jedoch im Kern auf wenige Axiome zurückführen. Im Ergebnis der wissenschaftlichen und politischen Diskussionen haben sich zwei Diskussionsstränge herausgebildet, eine Seite setzt auf Abwarten und in diesem Kontext maximal auf die Schaffung von sog. „Überbrückungsinstrumenten.“ Die andere Seite akzeptiert (mit wiederum einer erheblichen Breite von Begründungen) die Notwendigkeit einer grundsätzlichen Ergänzung des heutigen Marktdesigns durch Kapazitätselemente und diskutiert in diesem Kontext verschiedene Konzepte, die in erheblichem Maße von der jeweiligen Akzentuierung des Problembefundes sowie den Zielsystemen abhängen. Weitgehend einig ist sich diese Strömung der Debatte jedoch im Ziel, dass wettbewerbliche Mechanismen zur Bepreisung von Kraftwerkskapazitäten bzw. adäquaten nachfrageseitigen Maßnahmen verfolgt werden sollten, also Systeme der Mengensteuerung mit freier Preisbildung und keine administrierten Zahlungen für Kapazitäten angestrebt werden.

Zweitens herrscht vor allem in der politischen Debatte eine erhebliche Konfusion über die Handlungsoptionen für die verschiedenen Zeithorizonte:

- Die aktuelle Debatte wird vor allem durch die Notwendigkeit einer kurzfristigen Schaffung von Kaltreserven bestimmt, mit denen die Versorgungssicherheit

über die nächsten drei Winter gesichert werden kann. Die hier vorgeschlagenen Maßnahmen tragen stark ordnungsrechtlichen Charakter.

- Damit vermischt wird oft die Debatte um die sogenannte Strategische Reserve. Hierbei handelt es sich nicht um eine Maßnahme zur Lösung kurzfristiger Versorgungssicherheits-Probleme, sondern um ein Instrumentarium, das sich auf die Erwartung konzentriert, dass die bestehenden Probleme sich über kurz oder lang im Rahmen des bestehenden Marktdesigns lösen lassen und bis dahin allenfalls Überbrückungslösungen geschaffen werden müssen.

Drittens gibt es darüber hinaus in Deutschland und in vielen europäischen Staaten eine Diskussion über eine langfristig wirksame Ergänzung des heutigen Strommarkts durch neue Elemente, v.a. um einen Markt für Kapazitäten. Diese Kapazitätsmärkte bilden damit ein neues und auf Dauerhaftigkeit angelegtes Segment des Strommarktes, der heute im Wesentlichen aus einem Marktsegment für Stromlieferungen (Energy-only-Markt) sowie verschiedenen Marktsegmenten für die kurzfristige Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergiemärkte etc.) besteht.

Das Ziel der hier vorgelegten Analyse besteht primär darin, einen Vorschlag für die Ergänzung des heutigen Strom- (Energy-only-) Marktes durch einen Kapazitätsmarkt auszuarbeiten, der sowohl den aktuellen Notwendigkeiten (Versorgungssicherheit) als auch den langfristigen Herausforderungen (Transformation des Stromversorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien und Erreichung der Klimaziele) genügen kann bzw. in diesem Kontext auch das notwendige Maß an Flexibilität und Anpassungsfähigkeit aufweisen kann.

Die Darstellungen konzentrieren sich damit nicht auf die grundsätzlichen Diskussionen oder eine detaillierte Darstellung der verschiedenen Sachlagen sondern vor allem auf die Spezifikation eines Vorschlages, der so konkret ist, dass er einen konstruktiven Beitrag für die notwendige Umsetzungsdiskussion leisten kann.

Gleichwohl muss die Analyse mit einer Spezifikation der Herausforderungen beginnen. Im Kapitel 2 wird die wirtschaftliche Situation neuer und bestehender Kraftwerke umrissen, in den Kapiteln 2.2 und 2.3 werden aktuelle Entwicklungen des Kraftwerksparks in Deutschland und Europa dargestellt, um den Handlungsbedarf im Bereich der Versorgungssicherheit einzugrenzen.

Das Kapitel 3 beschreibt den Ausgangspunkt für die Diskussionen um Kapazitätsmärkte aus einer weiteren Perspektive, d.h. auch mit Bezug auf den anstehenden Umbau des Stromversorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien und die sich daraus ergebenden Handlungsnotwendigkeiten. Die Darstellungen zu einem neuen Vorschlag für Kapazitätsmärkte, dem Fokussierten Kapazitätsmarkt, beginnen mit einer Spezifikation der Ziele für ein solches Instrument (Kapitel 4.1) sowie einer Kurzdarstellung einiger anderer Modellvorschläge (Kapitel 4.2), aus der Schlussfolgerungen für die Ausgestaltung des Fokussierten Kapazitätsmarktes gezogen werden können. Auf dieser Grundlage werden im Kapitel 5 das Grundkonzept und wesentliche Spezifikationen des Fokussierten Kapazitätsmarktes dargestellt, die im folgenden Kapitel 6 überblicksartig

in das bisherige Spektrum von Vorschlägen für Kapazitätsinstrumente in Deutschland eingeordnet werden.

Bei dem hier präsentierten Vorschlag für einen Fokussierten Kapazitätsmarkt handelt es sich explizit um einen Diskussionsbeitrag mit dem Ziel, den Diskussionsprozess zur Spezifikation der Problemlagen, aber auch der Umsetzung eines neuen Marktdesigns für ein neues Stromversorgungssystem zu beschleunigen.

Die hier vorgelegte Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland ist auch das Ergebnis vielfältiger und intensiver Diskussionen mit Kolleginnen und Kollegen, politischen Verantwortungsträgern, Unternehmen und Verbänden. Ihnen allen sei an dieser Stelle gedankt. Gleichwohl bleibt die Verantwortung für den Inhalt dieser Studie, vor allem für Unschärfen und Fehler, natürlich voll bei den Autoren.

## 2 Hintergrund

### 2.1 Wirtschaftliche Darstellbarkeit neuer Kraftwerke und wirtschaftlicher Rahmen für Bestandskraftwerke

#### 2.1.1 Margensituation für Neubaukraftwerke

Die Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie auch der Anlagenmärkte war in der letzten Dekade durch eine erhebliche Dynamik geprägt:

- die Brennstoffmärkte entwickelten sich mit einer Tendenz zu höheren Preisniveaus, waren aber auch durch eine erhebliche Volatilität geprägt, die mit der Hausse im Jahr 2008 einen Höhepunkt erreichte;
- die mit dem 2005 eingeführten EU-Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) entstehenden CO<sub>2</sub>-Kosten wurden in den Strommärkten erwartbar schnell eingepreist und bilden einen neuen Betriebskostenbestandteil; bei den Preisentwicklungen im CO<sub>2</sub>-Markt zeigten sich für kurze Zeiträume relativ stabile Trends, aktuell ist der Markt jedoch durch einen massiven Preisverfall geprägt, der sich aus dem Überangebot an Emissionsberechtigungen ergibt (Öko-Institut 2012);
- auf den Anlagenmärkten sind die Preise für konventionelle Kraftwerke massiv gestiegen, diese liegen aktuell um ca. 70% über den Niveaus von vor zehn Jahren (Matthes 2012);
- der massive Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, vor allem der Solarstromerzeugung hat vor allem seit 2010 im Bereich der Peakpreise zu einem massiven Preisverfall geführt.

Diese fundamentalen Trends haben gravierende Folgen für die Margensituation neuer Kraftwerke, also die Erwirtschaftung von Einkommensströmen, mit denen nicht nur die Betriebskosten, sondern auch die Investitions- und die fixen Betriebskosten (Personal, Wartung und Instandhaltung etc.) neuer Kraftwerke erwirtschaftet werden können.

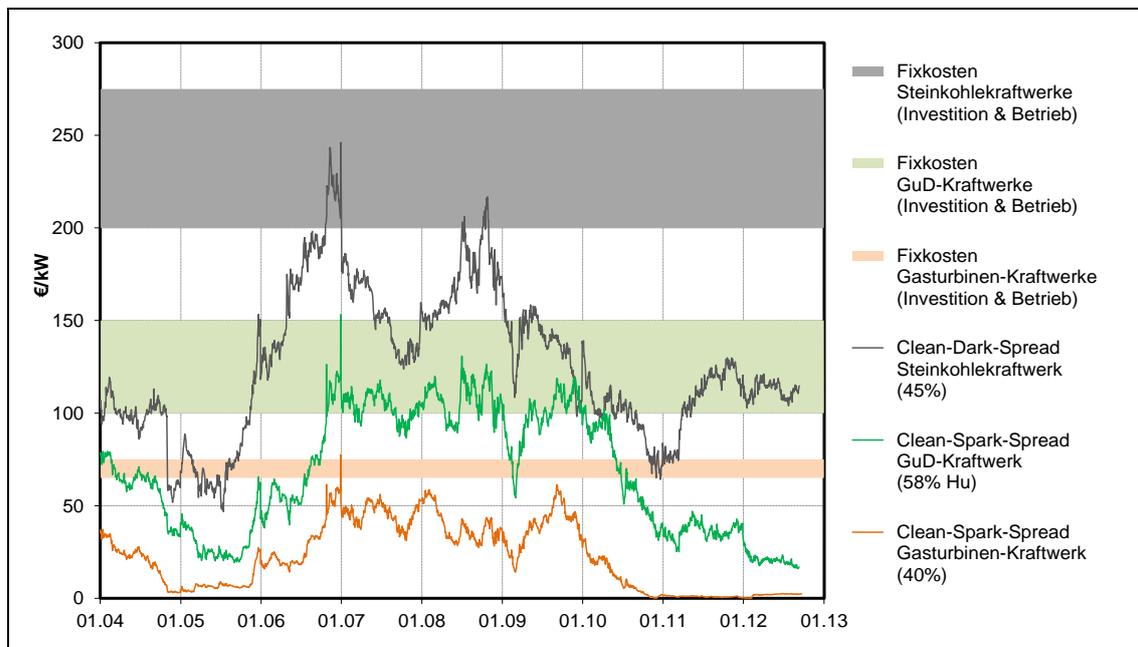
Die Abbildung 1 veranschaulicht die wirtschaftliche Situation verschiedener Neubau-Referenzkraftwerke in Deutschland. Der graue Balken im Hintergrund zeigt den Bereich der Fixkosten von neuen Steinkohlekraftwerken (fixe Betriebskosten und Kapitaldienst), der hellgrüne Balken im Hintergrund markiert den Bereich der Fixkosten von neuen GuD-Kraftwerken und der rötliche Balken zeigt die Bandbreite der Fixkosten für neue Gasturbinen-Kraftwerke. Die Linien zeigen die Stromerzeugermargen (Deckungsbeiträge auf die Fixkosten<sup>1</sup>) für drei unterschiedliche Kraftwerke, ein neues Steinkohlenkraftwerk, ein modernes Gas-und-Dampf- (GuD-) Kraftwerk sowie ein Gas-

---

<sup>1</sup> Die Deckungsbeiträge ermitteln sich als Differenz der durch den Anlagenbetrieb erzielten Stromerlöse und der Betriebskosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen. Für Kohlenkraftwerke werden diese Deckungsbeiträge als Clean Dark Spread und für Gaskraftwerke als Clean Spark Spread bezeichnet.

turbinen- (GT-) Kraftwerk. Die Stromerzeugermargen sind seit 2008 für alle drei Kraftwerkstypen stetig gesunken. Vor allem aber sind die aktuellen (und erwartbaren) Deckungsbeiträge weit davon entfernt, Investitionen in neue Kraftwerke auch nur ansatzweise zu erwirtschaften.

Abbildung 1 Entwicklung der Deckungsbeiträge auf die Fixkosten für Neubaukraftwerke seit Januar 2004



Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analysen (Stand: 10.09.2012)

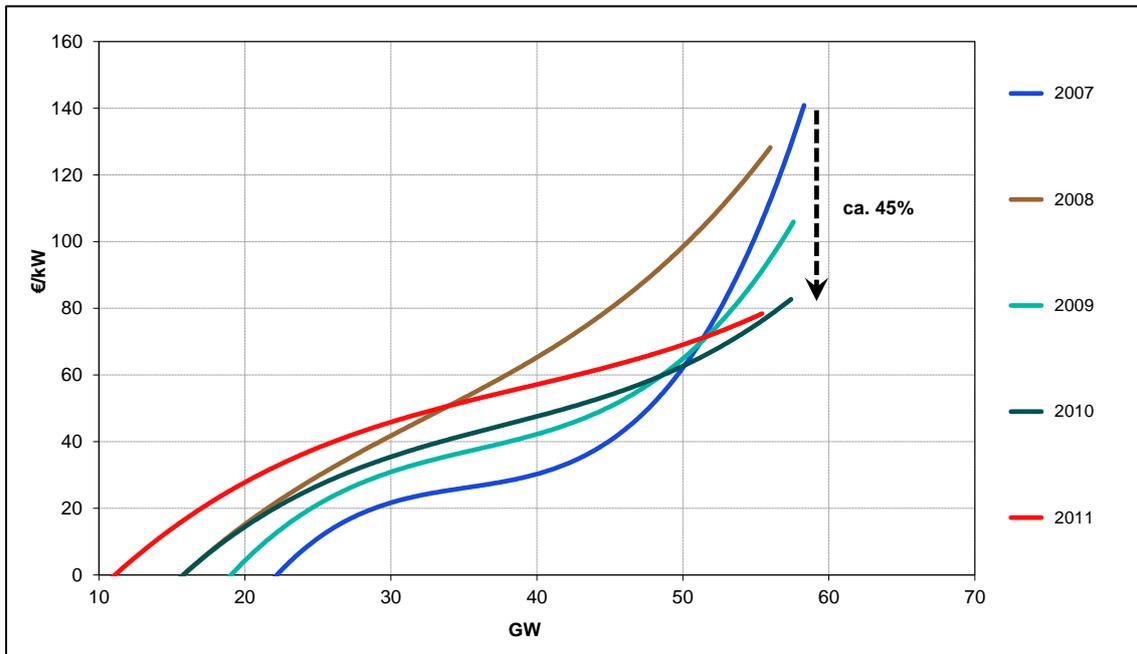
Seit Januar 2004 (104 Monate) konnten neue Steinkohlekraftwerken (rund 45% Wirkungsgrad) die Erzeugermargen nur im Winter 2006 und im Sommer 2008 (zusammen fünf Monate) die Vollkosten erwirtschaften. Neue Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (58%) konnten lediglich im Zeitraum 10/2006 bis 12/2010 an der unteren Schwelle zur Vollkostendeckung betrieben werden.

Für neue Kraftwerke, unabhängig ob auf Basis von Steinkohle oder Erdgas, fehlen mindestens 100 Euro/kW Deckungsbeitrag, um die Fixkosten decken zu können. Die Lücke zur Deckung der Fixkosten inkl. Kapitaldienst ist inzwischen so groß, dass auch Investitionen in KWK-Anlagen trotz KWK-Förderung diese Lücke nicht schließen können (LBD 2012). Auch die günstigeren Gasturbinen können mangels Einsatzstunden keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften. Die aktuelle und absehbare Margensituation wird nicht zu ausreichenden Investitionen in die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks führen.

Diese Situation ist neben den oben genannten Faktoren auch dem gestiegenen Wettbewerbsniveau im bestehenden Marktsystem geschuldet. Im Rahmen der bestehenden Regeln funktioniert der Markt wie zu erwarten war. Er gewährleistet durch hohe Wettbewerbsintensität einen kurzfristig effizienten Einsatz des Bestandskraftwerksparks.

Auch dadurch haben sich die Großhandelspreise für Strom im oberen Lastbereich seit 2007 nahezu halbiert (Abbildung 2)

Abbildung 2 Spotpreise in Abhängigkeit von der vertikalen Netzlast (Regressionskurven 3. Grades), 2007 bis 2011



Quelle: 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, EEX, LBD-Analysen

Es stellt sich aber auch die Frage, warum unter diesen Rahmenbedingungen in den letzten Jahren eine ganze Reihe von Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke gefällt worden sind. Bei genauerer Analyse lassen sich diese, meist um das Jahr 2008 getroffenen Investitionsentscheidungen auf folgende Sonderfaktoren zurückführen:

- In den Jahren 2007 und 2008 beherrschte die Erwartung zukünftig sehr hoher Strom-, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisniveaus viele Entscheidungen. Vor dem Hintergrund dieser Erwartungen (effiziente neue Kraftwerke Erlösen bei hohen Strom-, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisniveaus auch höhere Margen) ließen sich Investitionsentscheidungen rechtfertigen.
- Zumindest einige Investoren unterstellten in ihren Entscheidungen, dass die neuen Kraftwerke zumindest noch zeitweise von der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU ETS profitieren könnten und damit zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden könnten.
- Über die im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) gewährten Zuschläge für die KWK-Stromerzeugung konnten ebenfalls zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden.
- Die gravierende Veränderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, aber auch der massive Ausbau der erneuerbaren Energien, vor allem der Solarstromerzeugung, die insbesondere seit 2010 ganz erhebliche Preissen-

kungseffekte im Hochpreissegment des Großhandelsmarkts bewirkt haben, waren 2008 letztlich nicht so erwartet worden.

Die in den letzten Jahren entschiedenen Investitionsprojekte können damit ganz überwiegend durch Sondersituationen bzw. besondere, aber nicht fortwirkende Rahmenbedingungen erklärt werden. Im Gegenteil, die derzeitigen schwierigen Erfahrungen mit um das Jahr 2008 entschiedenen Investitionsprojekten, haben das Risikobewusstsein der Investoren bzgl. der Rahmenbedingungen nachhaltig geschärft, was Neuinvestitionen im Kraftwerkssektor vor noch verschärfte Herausforderungen stellt.

Die Analyse der Rahmenbedingungen für neue Kraftwerksinvestitionen in den letzten Jahren verdeutlicht die Ursachen für das extrem schwierige Umfeld für Neuinvestitionen in konventionelle Kraftwerke:

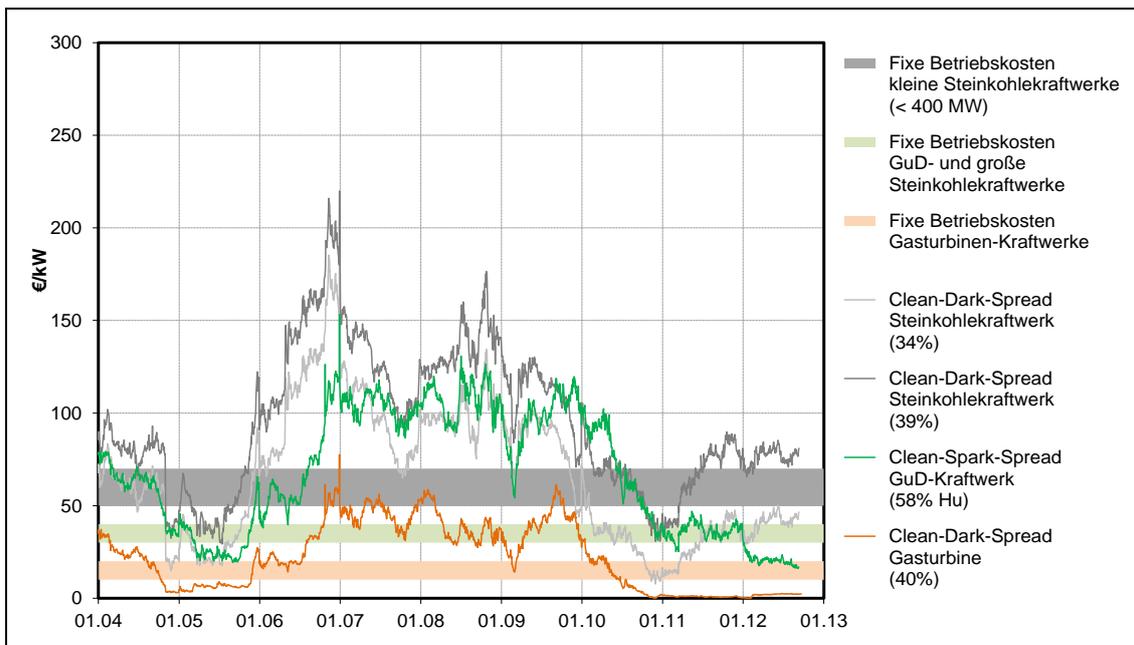
- Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise,
- Entwicklung der vertikalen Netzlast und der Strompreise,
- zurückgehende Einsatzstunden für konventionelle Kraftwerke,
- Steigerung der Wettbewerbsintensität,
- Verlust von Preisspitzen in Peak-Stunden,
- gestiegene Investitionskosten für konventionelle Kraftwerke,
- Wegfall zusätzlicher Einkommensströme (kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU ETS).

Ohne gravierende Veränderungen der (energiewirtschaftlichen und klimapolitischen) Rahmenbedingungen werden sich – selbst bei Berücksichtigung der fortbestehenden Fördermechanismen z.B. im Rahmen des KWKG – erhebliche Investitionen in konventionelle Kraftwerke absehbar nicht wirtschaftlich darstellen lassen.

## 2.1.2 Margensituation für Bestandskraftwerke

Die Margensituation hat sich jedoch nicht nur für den Bereich der Neubaukraftwerke verschärft. Die Abbildung 3 zeigt für typische Bestandskraftwerke sowie für moderne GuD-Kraftwerke die Margensituation bezüglich ihrer fixen Betriebskosten.

Abbildung 3 Entwicklung der Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebskosten für Bestandskraftwerke seit Januar 2004



Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analysen (Stand: 10.09.2012)

Die Zusammenstellung verdeutlicht, dass sich seit Anfang 2010 die Margensituation für ältere Steinkohlenkraftwerke sowie letztlich alle Erdgaskraftwerke dramatisch verschärft hat. Im aktuellen Preisumfeld ist von den exemplarisch gezeigten Anlagen nur noch das moderne Steinkohlenkraftwerk margenseitig in der Lage, die fixen Betriebskosten zu decken. Ältere Steinkohlenkraftwerke, moderne GuD-Anlagen, aber auch Gasturbinen erwirtschaften jeweils mindestens 10 Euro je Kilowatt elektrischer Leistung (€/kW) zu wenig, um die Ausgaben für Personal sowie Wartung und Instandhaltung abdecken zu können.

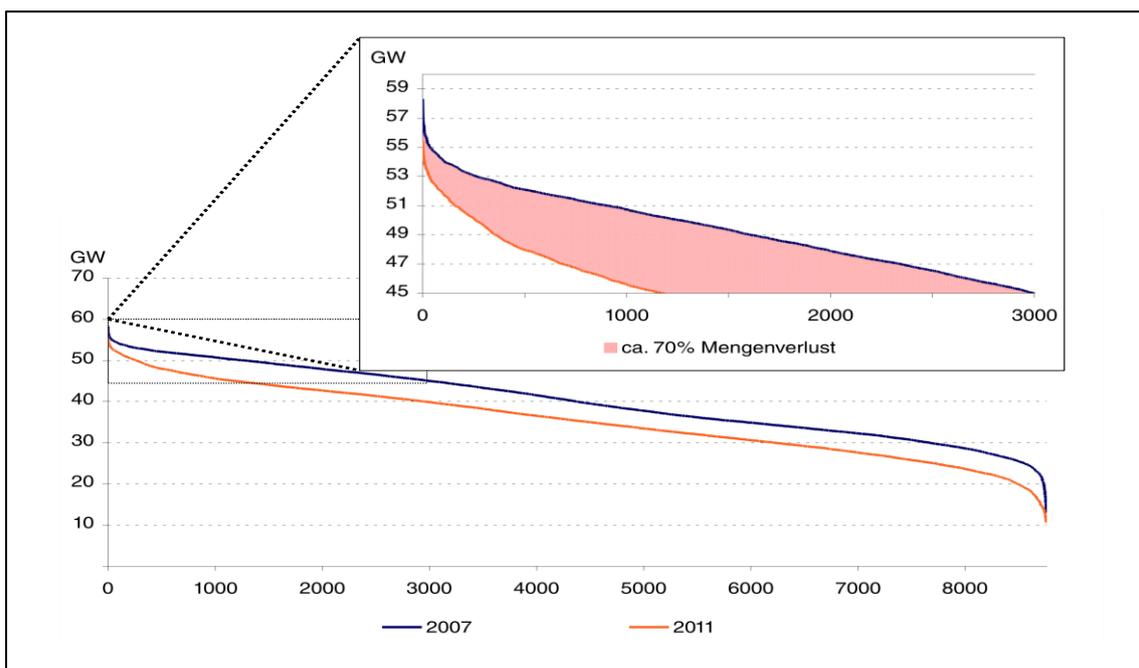
Kraftwerke, die ihre fixen Betriebskosten nicht mehr decken können, müssen stillgelegt werden. Dass diese Situation bisher noch nicht in großem Umfang eingetreten ist, ist einerseits vor allem auf die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU ETS zurückzuführen. Dieser Einkommensstrom fällt jedoch mit dem Übergang zur vollständigen Auktionierung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate ab 2013 weg, so dass keine Zusatzerträge mehr entstehen.

In der Folge müssen in den kommenden Jahren zahlreiche Kraftwerke stillgelegt werden. Dies betrifft insbesondere Kraftwerke, die nur selten eingesetzt werden. Kraftwerke mit weniger als 1.000 Benutzungsstunden werden nicht in der Lage sein, ihre kurzfristig anfallenden fixen Betriebskosten (v.a. für Personal und kurzfristige Wartung) zu

decken. Kraftwerke mit weniger als 2.000 Betriebsstunden werden größere Instandhaltungs- und Sanierungsinvestitionen nicht mehr refinanzieren können. Mit Blick auf die unterschiedliche Fristigkeit der fixen Betriebskosten wird sich – ohne weitere Maßnahmen – ein schrittweiser Abgang der entsprechenden Kraftwerkskapazitäten ergeben müssen. Erste Anzeichen für die vor allem ökonomisch getriebene Außerbetriebnahme von älteren Kraftwerksblöcken ergeben sich aus den aktuellen Stilllegungsanzeigen der Betreiber bei der Bundesnetzagentur<sup>2</sup>, die die Erwartungen der Vergangenheit (vgl. z.B. Öko-Institut 2011) erheblich übersteigen.

Die Abbildung 4 verdeutlicht einen der zentralen Gründe für die zurückgehenden Deckungsbeiträge. Sie zeigt den Rückgang der Nutzungsstunden von konventionellen Kraftwerken im Übertragungsnetz seit dem Jahr 2007 und macht deutlich, dass insbesondere im Spitzenlastbereich (Nachfrage >45 GW) die Erzeugung um rund 70% zurückgegangen ist. Konventionelle Kraftwerke müssen also einerseits in immer weniger Stunden ihre Betriebskosten decken und gleichzeitig sind die Preise für Strom bei hoher Nachfrage in diesem Zeitraum um ca. 45% zurückgegangen (Abbildung 2).

Abbildung 4 Entwicklung der vertikalen Netzlast als Maßstab für die Nachfrage nach konventionellen Kraftwerken im Übertragungsnetz



Quelle: 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, LBD-Analysen

Typische Spitzenlastkraftwerke mit Gas oder Ölfeuerung (Gasturbinen) hatten in den vergangenen 12 Monaten ein Einsatzpotenzial von weniger als 150 Benutzungsstun-

<sup>2</sup> Die entsprechenden Daten werden inzwischen von der Bundesnetzagentur regelmäßig aktualisiert und veröffentlicht. Den hier präsentierten Analysen liegt der Datenstand vom 12. September 2012 zugrunde.

den und waren nicht in der Lage ihre fixen Betriebskosten zu decken. Die Problematik fehlender Deckungsbeiträge zur Deckung der fixen Betriebskosten ist jedoch nicht mehr länger nur eine Herausforderung für ältere Erdgas- und Steinkohlekraftwerke. Die aktuelle Situation hat inzwischen sogar dazu geführt, dass bei modernsten GuD-Kraftwerken wie dem Block 5 des GuD-Kraftwerks Irsching 5 (mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 59%) eine Stilllegung erwogen wurde.<sup>3</sup>

Der Druck auf die Stilllegung älterer Erdgas- und Steinkohlenkraftwerke, ggf. auch neuer GuD-Kraftwerke, sowie sogar von Gasturbinen wird dabei nicht schlagartig zu umfangreichen Stilllegungen führen. Die Kosten der notwendigen Anpassungsmaßnahmen (z.B. im Bereich Personal) werden diesen Prozess nur schrittweise zum Tragen kommen lassen, die Notwendigkeit größerer Revisionsarbeiten und erheblicher Instandhaltungsinvestitionen im Abstand von 3 bis 5 Jahren wird aber im jeweiligen Einzelfall den entscheidenden Zeitpunkt für Stilllegungsentscheidungen markieren.

Auch für wesentliche Segmente bei den Bestandskraftwerken verschärft sich die wirtschaftliche Situation im (essentiellen) Bereich der Fixkostendeckung deutlich, wobei die folgenden Ursachen entscheidend sind:

- Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise,
- Entwicklung der vertikalen Netzlast und der Strompreise,
- zurückgehende Einsatzstunden für konventionelle Kraftwerke,
- Steigerung der Wettbewerbsintensität,
- Verlust von Preisspitzen in Peak-Stunden,
- Wegfall zusätzlicher Einkommensströme (kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU ETS).

Bei Fortbestand der aktuellen (energiewirtschaftlichen und klimapolitischen) Rahmenbedingungen wird es ab 2013 in wenigen Jahren und in zunehmendem Maße aus ökonomischen Gründen zur Stilllegung von erheblichen Bestandskraftwerkskapazitäten kommen müssen.

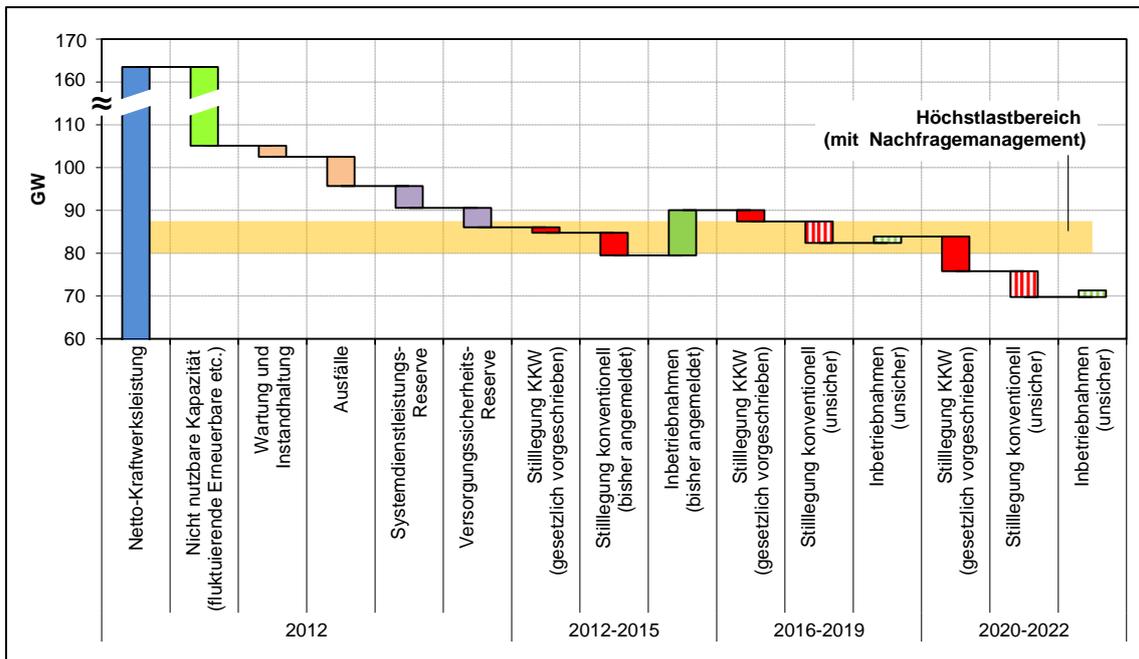
---

<sup>3</sup> Powernews 21.09.2012

## 2.2 Bedarf konventioneller Kraftwerke in Deutschland

Trotz der gesamtwirtschaftlichen Situation wird der Bedarf an gesicherter Leistung und somit an konventionellen Kraftwerken in den nächsten 10 bis 20 Jahren relativ hoch bleiben. Eine Abschätzung der Entwicklung der Residuallast bis zum Jahr 2022 auf Grundlage der Daten des Netzentwicklungsplan 2012 zeigt, dass sich die Stromerzeugungs-Nachfrage aus konventionellen Kraftwerken bis zum Jahr 2022 um ca. 150 TWh/a reduzieren könnte. Dies entspricht einem Anteil von rund 49% erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Die Spitzenlast, die durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt bzw. abgesichert werden muss, verändert sich hingegen kaum.

Abbildung 5 Entwicklung der Kapazitätsbilanz für Deutschland, 2012 bis 2022



Quelle: Entso-E (2012), BNetzA, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 5 zeigt die verschiedenen Einflussfaktoren für die Kapazitätsbilanz Deutschlands in der nächsten Dekade.<sup>4</sup> Von der insgesamt installierten Netto-Kraftwerksleistung stehen erhebliche Anteile (v.a. die der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zuzurechnenden Kapazitäten) im Spitzenlastfall nicht mit hinreichender Sicherheit zur Verfügung. Darüber hinaus stehen Kraftwerkskapazitäten, die wegen Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten still liegen sowie die für Sys-

<sup>4</sup> Die hier dargestellten Daten entsprechen der Systematik und Methodik, die das Europäische Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Entso-E) seiner Versorgungssicherheitsabschätzung zugrunde legt (Entso-E 2012). Die Lastdaten beziehen sich auf die Gesamtlast im deutschen Stromversorgungssystem.

temdienstleistungen (Regelleistung etc.) und Versorgungssicherheit (für den Fall des Ausfalls größerer Betriebsmittel) vorgehaltenen Reserven nicht zur Verfügung.

Im Jahr 2012 stand damit eine Kraftwerksleistung von etwa 86.000 Megawatt für die Höchstlastdeckung zur Verfügung. Die aktuelle Höchstlast, die nach aktuellen Schätzungen ca. 87.500 Megawatt beträgt (ÜNB 2012a), konnte damit unter Einhaltung aller Vorgaben für Systemdienstleistungen und Reservekapazitäten nicht ganz gesichert werden.<sup>5</sup>

In den nächsten drei Jahren werden sich für die Kapazitätsbilanz jedoch erhebliche Veränderungen ergeben:

1. Mit dem Atomgesetz (AtG) verbindlich geregelt ist die schrittweise Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke bis Ende 2022, bis einschließlich 2015 betrifft dies ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1,3 GW.
2. Durch die Datenerhebungen der Bundesnetzagentur hat sich die Datenlage der bis 2015 geplanten Inbetriebnahmen von Neubaukraftwerken erheblich verbessert. Insgesamt sollen danach bis Ende 2015 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 12,6 GW in Betrieb gehen.
3. Ebenfalls durch die Datenerhebungen der Bundesnetzagentur sind die Stilllegungsplanungen der deutschen Kraftwerksbetreiber transparent geworden. Bis Ende 2015 summieren sich diese Planungen auf etwa 5,3 GW fossiler Kraftwerksanlagen. Dabei handelt es sich teilweise um Anlagen, die aufgrund gesetzlicher Regelungen stillgelegt werden müssen, wie auch ökonomisch motivierte Stilllegungsplanungen.

Werden alle geplanten Neubaukraftwerke wie derzeit geplant in Betrieb genommen (wovon bei einzelnen Anlagen wie dem umstrittenen Kraftwerksblock Datteln mit 1,05 GW nicht notwendigerweise auszugehen ist), stünden Ende 2015 Kraftwerkskapazitäten von ca. 90 GW für Höchstlastdeckung zur Verfügung.

Für den Zeitraum von 2016 bis 2022 wird sich dieser Trend jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit wieder umkehren:

1. In insgesamt vier Schritten wird die verbleibende Leistung der deutschen KKW in Höhe von 10,8 GW vom Netz genommen.
2. Darüber hinaus werden weitere konventionelle Kraftwerke vom Netz gehen müssen, wobei sich vor allem aus der unten beschriebenen wirtschaftlichen Situation ein erheblicher Stilllegungsdruck ergeben wird. Letztlich bleibt dieses Stilllegungsvolumen jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, kann sich jedoch nochmals auf bis zu 10 GW belaufen.

---

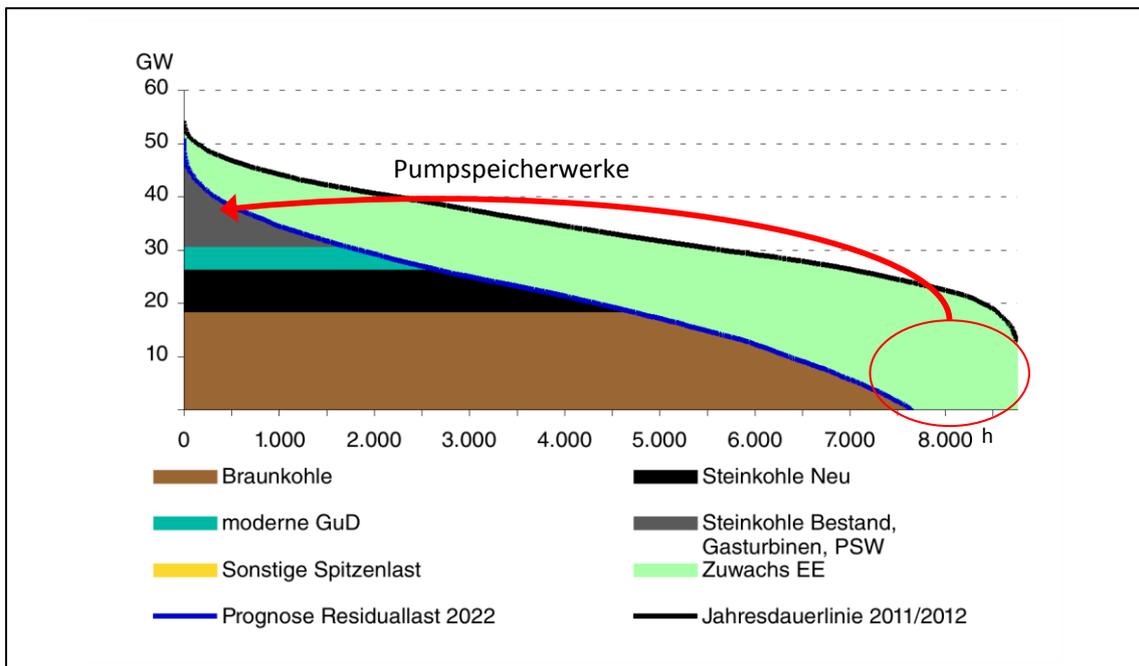
<sup>5</sup> An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die Angaben zur Höchstlast bedingt durch Ergänzungsschätzungen zur nicht vollständigen Erfassung des Lastbedarfs mit Unsicherheiten behaftet ist und so davon ausgegangen werden kann, dass die Versorgungssicherheitsmargen entweder knapp verfehlt oder knapp eingehalten werden.

- Ein Zuwachs von neuen Kraftwerkskapazitäten kann sich in diesem Zeitraum mit einiger Wahrscheinlichkeit allenfalls im Bereich der einlastbaren erneuerbaren Energien (v.a. Biomasse) sowie möglicherweise im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung ergeben. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen ist hier wohl nicht mit deutlich mehr als 3 GW Kraftwerksleistung zu rechnen.

Neben den Entwicklungen im Bereich der Kernkraftwerke bzw. der fossil gefeuerten Stromerzeugungsanlagen sowie der einlastbaren Biomasse-Anlagen werden auch durch den Ausbau anderer erneuerbarer Energien (Wind, Fotovoltaik) kleinere Anteile gesicherter Leistung bereitgestellt werden. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass heute jedoch noch nicht abgesehen werden kann, dass die prinzipiell einlastbaren, aber im Rahmen des EEG-Fördersystems (noch) nicht strommarktorientiert betriebenen Biomasse-Kraftwerke auch real zur gesicherten Leistung beitragen, wurden diese Beiträge bei den oben gezeigten Berechnung im Sinne einer konservativen Schätzung nicht berücksichtigt.

Von besonderer Bedeutung ist vor dem Hintergrund der genannten Punkte die Entwicklung der ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen für die konventionellen Bestandskraftwerke, die mit einer massiv rückläufigen Erzeugungsnachfrage konfrontiert sind.

Abbildung 6 Entwicklung der Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast und Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks, 2012 bis 2022



Quelle: 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, ÜNB (2012b), BNetzA, LBD-Analysen

Die Abbildung 6 zeigt die Jahresdauerlinie der Residuallast (hier dargestellt mit der vertikalen Netzlast als Indikator für die Residuallast<sup>6</sup>) sowie den Kraftwerkspark zur Deckung der Nachfrage abgebildet. Insgesamt wird deutlich, dass immer mehr Kraftwerke ihre Fixkosten in immer weniger Benutzungsstunden decken müssen.

Im Spitzenlastbereich konkurrieren dabei Pumpspeicherkraftwerke, alte Steinkohlekraftwerke und Spitzenlastkraftwerke auf Gas- und Ölbasis miteinander. Gerade in diesem Bereich muss der Bedarf durch ausreichend flexible Kraftwerke gedeckt werden. Die heute zur Verfügung stehenden alten Steinkohlekraftwerke werden die notwendige Flexibilität immer schwerer bereitstellen können. Außerdem werden Kraftwerke in den wenigen Benutzungsstunden kaum ausreichende Deckungsbeiträge auf ihre Fixkosten erwirtschaften können.

Darüber hinaus ergeben sich erhebliche Herausforderungen für die bestehende Kraftwerksflotte durch die Verschärfung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Hohe Steinkohle- wie auch Erdgaspreise und niedrige CO<sub>2</sub>-Preise verschärfen die wirtschaftliche Situation für Kraftwerke im Spitzen- und Mittellastbereich erheblich (Öko-Institut/IIRM 2012).<sup>7</sup>

Gegen Ende dieser Dekade werden damit ohne wesentliche Veränderung der Rahmenbedingungen die Kraftwerkskapazitäten wieder auf ein Niveau gesunken sein, dass die (unveränderte) Höchstlast knapp gedeckt werden kann. Mit den letzten beiden Tranchen der KKW-Stilllegungen und weiteren Stilllegungen konventioneller Kraftwerke wird sich dann jedoch eine Situation einstellen, in der Maßnahmen zur Lastreduktion, die Flankierung von Bestandskapazitäten und die Inbetriebnahme von Neubaukraftwerken unausweichlich werden. Letztlich wird für den Zeithorizont 2022 in der Summe mindestens ein Kapazitätswolumen von 10 bis 15 GW auf der Angebots- oder Nachfrageseite gesichert werden müssen. Darüber hinaus kann nicht davon ausgegangen werden, dass die zur Ausfall zentraler Betriebsmittel vorgehaltenen Reservekraftwerkskapazitäten in der Größenordnung von 5 GW ohne weitere Maßnahmen erhalten bleiben.

Der Zeitraum nach 2022 wird durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung und auch damit eine weitere Verschärfung der Rahmenbedin-

---

<sup>6</sup> Die vertikale Netzlast bezeichnet die Lastnachfrage, die durch Kraftwerke gedeckt wird, die auf der Verbundnetzebene einspeisen. Dezentral einspeisenden Kraftwerke (dies betrifft v.a. Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie die meisten KWK-Anlagen etc.) werden dabei ausgeklammert, so dass die vertikale Netzlast die Nachfragesituation für konventionelle (Groß-) Kraftwerke gut beschreibt. Unter Residuallast wird die Nachfrage verstanden, die um die Erzeugung der erneuerbaren Energien vermindert wird und somit das Segment der durch konventionelle Kraftwerke abzudeckenden Last beschreibt.

<sup>7</sup> Genau diese Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen seit dem Frühjahr 2011 sind auch die maßgebliche Erklärung dafür, dass sich die Einschätzungen zum Stilllegungsvolumen konventioneller Kraftwerke in den letzten ein bis zwei Jahren deutlich verändert haben und nunmehr deutlich über der Summe liegen, die z.B. Öko-Institut (2011) noch angenommen hatte.

gungen für konventionelle Kraftwerke geprägt sein, wobei für letztere das Spannungsfeld höherer Anforderungen (erheblicher Beitrag zur Residuallastdeckung unter Maßgabe massiv steigender Flexibilitätsanforderungen) und größerer Schwierigkeiten bei der Fixkostendeckung erhalten bleiben bzw. sich verschärfen wird.

Insgesamt sind für den Bedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten drei Phasen zu unterscheiden:

1. Die erste Phase wird kurzfristig durch die Notwendigkeit des Erhalts von Bestandskraftwerken sowie zur Aktivierung nachfrageseitiger Maßnahmen zum Erhalt der Versorgungssicherheit getrieben sein und sich bis zum Ende dieser Dekade erstrecken. Zur Gewährleistung der regionalen Versorgungssicherheit kann in Einzelfällen bereits vor 2022 die Neuerrichtung von Kraftwerksanlagen in von Infrastrukturengpässen betroffenen Regionen (v.a. in Süddeutschland) notwendig werden.
2. Die zweite Phase beginnt mit den letzten Stilllegungsphasen der Kernkraftwerke. Hier wird der Bedarf an Flexibilität im Kraftwerkspark erheblich zunehmen und auch daher ein erheblicher Neubaubedarf flexibler Kraftwerke entstehen, die nur über vergleichsweise kurze Zeiträume betrieben werden.
3. In der dritten Phase (nach 2030) wird aufgrund der hohen Anteile erneuerbarer Energien auch der Bedarf an Speichertechnologien mit verschiedenen Speicherprofilen zunehmen.

Die zweite und dritte Phase werden durch hohe Anteile erneuerbarer Energien gekennzeichnet. Bei einem Anteil von (deutlich) über 50% für die erneuerbaren Energien im Jahr 2030 werden konventionelle Kraftwerke für die Energiebereitstellung zwar weiter an Bedeutung verloren haben, sie werden jedoch neben verbrauchseitigen Maßnahmen für den Erhalt der Versorgungssicherheit als flexibles Backup zu den erneuerbaren Energien weiterhin eine wesentliche Rolle spielen.

Die Schätzungen für den Neubaubedarf in der Dekade 2020 bis 2030 liegen in der Bandbreite von 10 bis 20 GW (vgl. Kapitel 5.2.2), wobei auch hier wieder die Entwicklungen auf den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Märkten und deren Konsequenzen für die wirtschaftliche Darstellbarkeit des Bestandskraftwerksparks eine erhebliche Unsicherheitsgröße bilden.

Die Frage in welchem Umfang gesicherte Kapazität benötigt wird, ist schließlich auch davon abhängig wie sich die Stromnachfrage entwickelt. Ob bzw. wann die Effizienzziele der Bundesregierung erreicht werden (Minderung des Bruttostromverbrauchs um 10% bis 2020 und 25% bis 2050) und in welchem Ausmaß sich die Effizienzsteigerung auf den Spitzenlastbedarf auswirken wird, ist jedoch unsicher.

Vor dem Hintergrund dieser beiden Unsicherheitsbereiche kann es sich sowohl auf kurze wie auch auf mittlere Sicht als sinnvoll erweisen, auch den Erhalt von Bestandskraftwerken zu adressieren.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass konventionelle Kraftwerkstechnologien wie Gasturbinen oder GuD-Kraftwerke nach heutiger Erwartung auch langfristig für eine

CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung von erheblicher Bedeutung sein werden, denn diese Technologien bilden elementare Bestandteile von Langzeitspeichern auf Basis chemischer Energieträger (Wasserstoff etc.), über die Überschussstrom aus Wind- und Solarstrom zwischengespeichert und rückverstromt werden kann.

Zusammenfassend lassen sich in Bezug auf den konventionellen Kraftwerkspark die folgenden Punkte festhalten:

1. Konventionelle Kraftwerke werden für die nächsten zwei bis drei Dekaden eine zentrale Rolle im deutschen Stromversorgungssystem spielen, in der längeren Frist auch als Komponenten von Speicherlösungen.
2. Kurz- und mittelfristig kommt dem Erhalt von Bestandskraftwerken eine relativ große Rolle zu, v.a. in der Periode bis zum endgültigen Vollzugs des Ausstiegs aus der Kernenergie, aber auch als Flexibilitätsgröße mit Blick auf die vielfältigen Unsicherheiten (Strombedarfsentwicklung, Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen). Die betreffende Größenordnung liegt für die nächsten zwei Dekaden wahrscheinlich im Bereich von 10 bis 20 GW (vgl. Kapitel 5.2.1).
3. Die Flexibilitätsanforderungen an konventionelle Kraftwerke werden in den nächsten zwei Dekaden erheblich zunehmen, daher werden hoch flexible Neubaukraftwerke spätestens ab Ende dieser Dekade an Bedeutung gewinnen müssen. Bis Ende der Dekade kann hier ein Bedarf von bis zu 5 GW entstehen, im Zeitraum 2020 bis 2030 ein zusätzlicher Bedarf von 10 bis 20 GW (vgl. Kapitel 5.2.2).
4. Nachfrageseitige Maßnahmen können eine wichtige Rolle spielen, werden die o.g. Kapazitätsbedarfe jedoch nicht vollständig ersetzen können (vgl. Kapitel 5.2.3).

Auch wenn die Analysen in den verschiedenen Einzelbereichen jeweils mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind (bzw. von einer breiten Bandbreite von Annahmen über die zukünftige Entwicklung abhängen), ergibt sich einerseits insgesamt ein robustes Bild. Sowohl in dieser als auch in der nächsten Dekade werden unter den absehbaren Rahmenbedingungen jeweils ca. 15 GW (mit einem Unsicherheitsbereich von  $\pm 5$  GW) durch Bestandssicherung, Neubau oder nachfrageseitige Maßnahmen flankiert werden müssen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Umbau des Stromversorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien zu flankieren.

Andererseits ist die längerfristige Entwicklung mit entsprechend größeren Unsicherheiten behaftet, der Kapazitätsbedarf im Bereich konventioneller Kraftwerke ist hier von den Entwicklungen in folgenden Bereichen abhängig:

- Entwicklung des längerfristigen Lastbedarfs und Größenordnung des erschließbaren Potenzials nachfrageseitiger Maßnahmen;
- Ausbau der Infrastruktur im Bereich der großräumigen Stromübertragung wie im Bereich der dezentralen Einlastung (Smart Grids);

- Entwicklung der verschiedenen Speicheroptionen und deren Kosten.

Die diesbezüglichen Unsicherheiten sind und bleiben groß, es bleibt aber darauf hinzuweisen, dass konventionelle Kraftwerkstechnologien wesentliche Elemente einiger (langfristig relevant) Stromspeicher-Optionen im Bereich der chemischen Speicherung bilden und so mit hoher Wahrscheinlichkeit auch langfristig von wesentlicher Bedeutung bleiben werden.

Entscheidende Rahmenbedingungen für die Diskussion von Kapazitätsinstrumenten bilden die erhebliche Abhängigkeit der Margensituation von den energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen (d.h. der Brennstoff-, Strom und CO<sub>2</sub>-Preise) sowie das sehr unterschiedliche Ausmaß fehlender Deckungsbeiträge auf die unterschiedliche Fixkostenkategorien. Vor diesem Hintergrund ist eine Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen sinnvoll und notwendig, die eine flexible Reaktion auf die Veränderung der unterschiedlichen Rahmenbedingungen möglich macht.

### 2.3 Relevante Entwicklungen in Nachbarstaaten Deutschlands

Im zunehmend integrierten Strommarkt (Kontinental-) Europas kann eine Bewertung der Versorgungssicherheit natürlich nicht mehr ohne Berücksichtigung der Entwicklungen in den Nachbarstaaten oder –Regionen erfolgen. Da in den Netzen der unterschiedlichen Staaten Höchstlastsituationen nicht notwendigerweise zum gleichem Zeitpunkt auftreten müssen (obwohl dies natürlich auch nicht ausgeschlossen werden kann), können grenzüberschreitende Stromflüsse einen Beitrag zur Versorgungssicherheit im jeweils anderen Land leisten. Gleichzeitig ist der Kraftwerkspark in den Nachbarstaaten<sup>8</sup> nicht statisch, auch hier ergeben sich Veränderungen, teilweise aus ähnlichen Gründen wie in Deutschland, teilweise aber auch bedingt durch Faktoren, die für die Entwicklungen in Deutschland keine Rolle spielen:

- im stark integrierten Strommarkt sind für alle Nachbarstaaten die energiewirtschaftlichen Bedingungen gleich, damit existieren für alle Bestandskraftwerke und Neubauprojekte letztlich die gleichen Herausforderungen wie in Deutschland<sup>9</sup>;

---

<sup>8</sup> Die nachfolgenden Analysen befassen sich aus zwei pragmatischen Gründen nicht mit möglichen Stromlieferungen aus Skandinavien. Einerseits werden von dort weiter und möglicherweise verstärkt Stromlieferungen erfolgen, diese werden Deutschland jedoch vor allem in Regionen erreichen, die bis auf weiteres durch erhebliche Überkapazitäten gekennzeichnet sind. Andererseits müssten strenggenommen auch die Stromaustauschbeziehungen zwischen den Niederlanden, Belgien und Frankreich nach Großbritannien berücksichtigt sowie aus dem mitteleuropäischen Netz nach Italien in die Analysen einbezogen werden. Insgesamt werden sich die entsprechenden Effekte ausgleichen und können hier außen vor gelassen werden.

<sup>9</sup> Die einzige Ausnahme besteht in der im Rahmen des EU ETS für wenige Jahre über das Jahr 2012 hinaus fortgesetzten kostenlosen Zuteilungen von Emissionsberechtigungen an Stromerzeugungsanlagen für Polen und die Tschechische Republik (EC 2012a+b). Mit diesen kostenlosen Zuteilungen können Kraftwerke in Polen und der Tschechischen Republik

- in einigen Staaten des Regionalmarktgebietes wird ähnlich wie in Deutschland der Ausstieg aus der Kernenergie verfolgt (Belgien, Schweiz) oder sind einzelne KKW-Stilllegungen angekündigt worden (KKW Fessenheim in Frankreich), hier werden bis 2020 leichte und bis 2025 signifikante Kapazitätsstilllegungen erfolgen;
- im Gegensatz zu Deutschland sind in den Nachbarstaaten (v.a. in Polen und Frankreich) erhebliche Kraftwerkskapazitäten von Stilllegungen betroffen, die im Rahmen der EU-Richtlinie zu Industrieemissionen (IERL) notwendig werden, da die Anlagen die dort geforderten Emissionsgrenzwerte für die klassischen Luftschadstoffe nicht erreichen bzw. von entsprechenden Übergangsregelungen Gebrauch gemacht haben;
- im Gegensatz zu Deutschland werden in einigen Nachbarstaaten – selbst unter Berücksichtigung von Lastmanagement-Maßnahmen – noch steigende Höchstlastbedarfe erwartet.

Diese Faktoren werden in den jährlichen Analysen des Europäischen Netzwerks der Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) berücksichtigt. In den 2012 vorgelegten Szenarien (Entso-E 2012) wird für die einzelnen Mitgliedstaaten sowie die verschiedenen Regionalmärkte eine Analyse der Versorgungssicherheit (System Adequacy) vorgenommen. Auf der Grundlage der aktuellsten Projektion bis zum Jahr 2025 wurde unter Hinzuziehung zusätzlicher Datenquellen eine Auswertung der Kapazitätssituation in den Nachbarstaaten Deutschlands vorgenommen:

- Die Ausgabe 2012 für den „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ (Entso-E 2012) enthält zwei Bottom-up-fundierte Projektionen, erstens eine als „Conservative Scenario“ (Szenario A) und zweitens eine als „Best Estimate“ (Szenario B) charakterisierte Projektion.<sup>10</sup> Diese Projektionen beziehen sich auf einheitliche Zeitpunkte (jeweils den dritten Mittwoch im Januar um 19 Uhr und den dritten Mittwoch im Juli um 11 Uhr) und berücksichtigen damit implizit die Ungleichzeitigkeit der Höchstlastsituationen in den Nachbarstaaten Deutschlands.
- Mit der kommerziell verfügbaren Platts-Kraftwerksdatenbank (Ausgabe Juni 2012) sind neben den aktuell betriebenen auch die im Bau befindlichen und die geplanten Kraftwerksprojekte auf vergleichsweise aktuellem Stand verfügbar.
- Für einzelne Staaten wurden darüber hinaus noch weitergehende Informationen zu einzelnen Kraftwerksprojekten recherchiert.

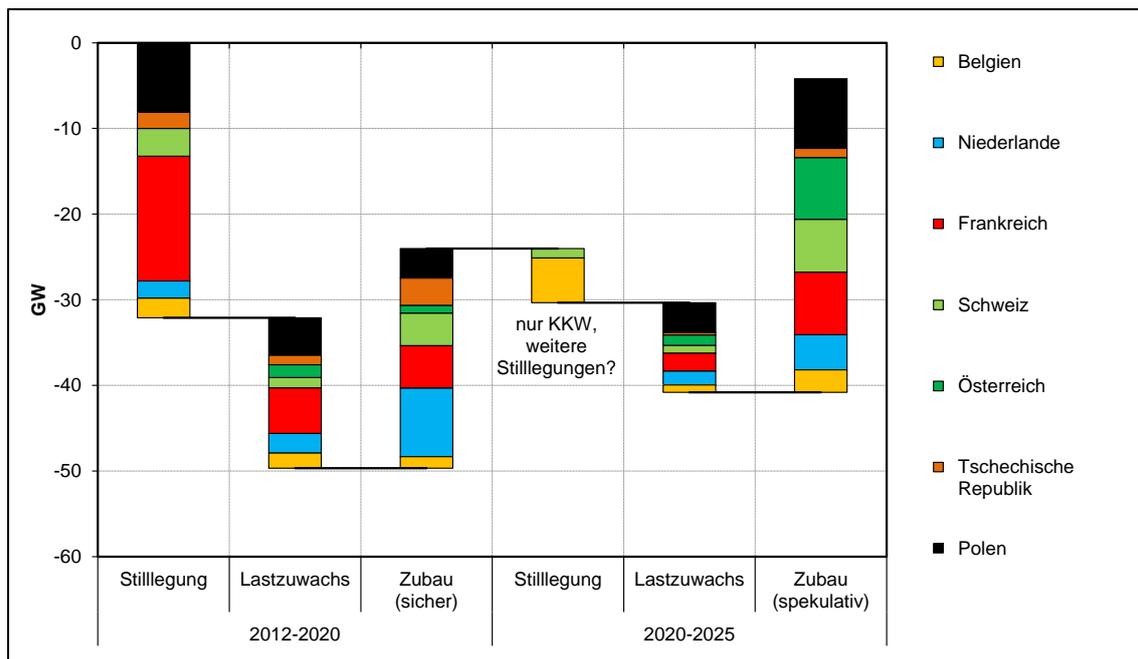
---

noch bis 2019, wenn auch mit abnehmender Tendenz, Einkommensströme aus der Verwertung dieser Emissionsberechtigungen erzielen und damit ggf. Fixkosten decken.

<sup>10</sup> Darüber hinaus enthält der Bericht noch eine Top-down-Projektion, die auf den in den Nationalen Aktionsplänen der Mitgliedstaaten für den Ausbau der erneuerbaren Energien übermittelten Daten aufbaut, die aber mit Blick auf die Bewertung der Versorgungssicherheit nur begrenzt belastbar ist.

Auf dieser Datengrundlage konnte für den Zeitraum bis 2020 eine indikative Kapazitätsentwicklung konsolidiert werden, die in Abbildung 7 dargestellt ist. Darüber hinaus zeigt die Abbildung auch noch eine Projektion für die Entwicklung bis 2025, die neben der Lasterwartung auch den im Szenario B implizit unterstellten Kraftwerkszubau berücksichtigt. Berücksichtigt wurden dabei die Kapazitätsentwicklungen für fossile Kraftwerke, Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke (Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) sowie Kraftwerke, die auf Basis von Biomasse betrieben werden. Damit wird in guter Näherung die Situation des einlastbaren Kraftwerksparks erfasst.

Abbildung 7 Kapazitätsentwicklungen in den Nachbarstaaten Deutschlands, 2012 bis 2025



Quelle: Entso-E (2012), Platts World Electric Power Plant Database (Stand 06/2012), Recherchen, Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

Insgesamt ergibt sich damit für die Kapazitätsentwicklung in den Nachbarstaaten Deutschlands das folgende Bild:

- Bis zum Jahr 2020 werden in den gezeigten Nachbarstaaten Kapazitäten von etwa 32 GW außer Betrieb gehen. Dies betrifft vor allem umweltschutzbedingte Stilllegungen und in kleinerem Umfang die Stilllegung von Kernkraftwerken in der Schweiz, in Belgien und in Frankreich. Schwerpunktmäßig erfolgen diese Stilllegungen in Frankreich und in Polen. Mit hoher Sicherheit noch nicht berücksichtigt sind in dieser Gesamtkapazität zusätzliche Stilllegungen, die sich aus der aktuellen und absehbaren wirtschaftlichen Situation v.a. älterer Bestandskraftwerke ergeben.
- Zusammen mit dem erwarteten Anstieg der Höchstlast zu den betreffenden Referenzzeitpunkten, die seitens Entso-E mit einer Größenordnung von 18 GW abgeschätzt wurden (hier wurden die ausgewiesenen Lastmanagement-

Maßnahmen bereits eingerechnet), ergibt sich ein Rückgang der verfügbaren Kapazitäten um etwa 50 GW. Auch bei erwarteten Zuwachs des Lastbedarfs entfallen die größten Beiträge wiederum auf Frankreich und Polen.

- Die im Bau befindlichen Kraftwerke sowie die mit hoher Sicherheit umgesetzten Planungen werden die Kapazitätssituation bis 2020 um etwa 26 GW entschärfen, so dass sich für das Jahr 2020 eine verfügbare Gesamtkapazität ergibt, die um etwa 24 GW unter dem Stand von 2012 liegt.
- Für den Zeitraum nach 2020 verbleiben erhebliche Unsicherheiten. Insbesondere können auf der Grundlage des vorliegenden Datenmaterials keine belastbaren Schätzungen für die Stilllegung fossiler Kraftwerkskapazitäten vorgenommen werden, so dass in der Abbildung nur die politisch fixierten KKW-Abschaltungen in der Schweiz und in Belgien berücksichtigt sind.
- Mit dem von Entso-E angegebenen Lastzuwachs (wieder unter Berücksichtigung der ausgewiesenen Last-Management-Maßnahmen) ergibt sich so für das Jahr 2025 eine Kapazitätssituation, die (mindestens) um 40 GW unter dem Ausgangsniveau von 2012 liegen dürfte.
- In der Versorgungssicherheits-Projektion von Entso-E sind für den Zeithorizont im Szenario B Gesamtkapazitäten angegeben, die mindestens die in der Abbildung gezeigten Neubauten erforderlich machen würden. Ob die Inbetriebnahme von ca. 36 GW Neubaukraftwerken bis 2025 (davon 3 GW in neuen Kernkraftwerken in Polen!) unter den absehbaren energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen auch nur ansatzweise realistisch sein kann, muss klar bezweifelt werden.

Insgesamt verdeutlicht diese überschlägige Orientierungsanalyse drei zentrale Aspekte einer integrierten Betrachtung der Kapazitätsentwicklung für Deutschland und die über den Strommarkt verbundenen Nachbarstaaten.

- In einer Situation, die möglicherweise durch ein um 25 bis 40 GW niedrigeres Kapazitätsangebot gekennzeichnet ist, kann keineswegs ohne weiteres davon ausgegangen werden, dass das benachbarte Ausland zukünftig erhebliche Beiträge zur Sicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland wird erbringen können (wie dies auch die Analyse im vorstehenden Kapitel für die umgekehrte Konstellation verdeutlicht hat).
- Die benachbarten Staaten werden (wahrscheinlich mit Ausnahme Österreichs und der Niederlande – für die sich im betrachteten Zeitraum eine Kapazitätsbilanz im positiven Bereich ergibt) im Lichte doch zweifelhafter Beiträge der Nachbarstaaten zur Gewährleistung der eigenen Versorgungssicherheit Anstrengungen unternehmen, um Kapazitäten zu sichern, Neubauten und ggf. die nachfrageseitigen Potenziale in weitaus größerem Maße zu erschließen.
- Drittens ist zwar die Datenlage (und auch die Transparenz der Darstellung) durch die aktuellen Arbeiten von Entso-E verbessert worden, gleichzeitig besteht die dringende Notwendigkeit, die Datengrundlagen weiter zu fundieren

und die Transparenz bzgl. der Annahmen und deren Belastbarkeit zu erhöhen. Die entsprechenden Erfahrungen aus den verschiedenen Prozessen in Deutschland (Netzentwicklungspläne, Versorgungssicherheits-Monitoring der BNetzA etc.) sollten hier dringend nutzbar gemacht werden.

Hinsichtlich des Handlungsdrucks bleibt also zu konstatieren, dass die Einbeziehung der Nachbarstaaten (wenn auch auf Basis grober und orientierender Schätzungen) die Sach- und Problemlage in Bezug auf die Notwendigkeiten der Kapazitätssicherung und –Erneuerungen in Deutschland nicht deutlich verändert oder entschärft und unter Maßgabe der skizzierten Entwicklungen ggf. sogar verschärfen kann.

Gleichzeitig ist aber auch klar, dass auch die Nachbarstaaten vor ähnlichen Herausforderungen wie Deutschland stehen. Der in Deutschland entstehende Handlungsdruck ergibt sich für einige Nachbarstaaten (v.a. Belgien) ebenfalls aus dem Verzicht auf die Kernenergie, in anderen Staaten (Polen, Frankreich) aber in durchaus signifikanter Größenordnung durch andere (umweltpolitische) Regelungsbereiche.

Beide vorgenannten Aspekte müssen bei der Ausgestaltung, aber auch der europäischen Einbettung des in der hier vorliegenden Analyse präsentierten Kapazitätsmarktmodells berücksichtigt werden.

### 3 Die Grenzen des heutigen Strommarkt-Modells

Das heutige Strommarkt-Modell in Deutschland basiert im Wesentlichen auf einem Design aus drei Elementen:

- Das erste Element besteht in einem Großhandelsmarkt, auf dem einerseits ausschließlich elektrische Energie („Kilowattstunden“) gehandelt werden. Dieser Markt ist wiederum organisiert in drei Marktsegmenten. Erstens ist dies ein Segment für Terminlieferungen, in dem Stromlieferungen bis zu sieben Jahre im Voraus gehandelt werden können, der aber nur etwa drei Jahre im Voraus ausreichend liquide ist. Das zweite Segment bildet der Day-ahead-Markt, in dem Stromlieferungen für den Folgetag gehandelt werden. Als drittes Segment gilt der Intraday-Markt, in dem Stromlieferungen für den laufenden Tag gehandelt werden. Auf allen drei Märkten werden ausschließlich Energielieferungen gehandelt (Energy-only-Markt), die Preisbildung erfolgt im Wettbewerb auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten (dies sind im Wesentlichen die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten).
- Das zweite Element besteht aus einem Systemdienstleistungsmarkt. Hierzu gehört vor allem die Bereitstellung von Regelleistung (oft als Regelenergie bezeichnet). Diese wird zum Ausgleich der unausweichlichen Prognoseabweichungen und zur Frequenzstabilisierung benötigt, da ein Echtzeit-Ungleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Nachfrage Abweichungen vom Normwert der Frequenz (50 Hertz) nach sich zieht und die Frequenz zur Erhaltung der Versorgungsqualität in einem sehr engen Toleranzband gehalten werden muss. Die Minutenregelleistung (Aktivierung innerhalb von 15 Minuten) wird von den Übertragungsnetzbetreibern zentral als positive (Leistungserhöhung) oder negative Regelleistung (Leistungsabsenkung) für insgesamt sechs Zeitscheiben über jeweils 4 Stunden täglich ausgeschrieben. Sekundärregelleistung (Aktivierung innerhalb von 30 Sekunden) wird ebenfalls zentral für den Zeitraum von einer Woche ausgeschrieben. Die Primärregelleistung (bis zu 30 Sekunden) wird von den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls zentral beschafft und für jeweils eine Woche ausgeschrieben.
- Als drittes Element kann die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) betrachtet werden. Für dieses System qualifizierte Anlagen erhalten über einen Zeitraum von 20 Jahren eine garantierte, kostenorientierte Einspeisevergütung. Darüber hinaus wird den Anlagen eine Anschluss- und Abnahmegarantie gewährt.

Die ersten beiden Elemente des deutschen (und kontinentaleuropäischen Strommarktes) sind damit nach der Liberalisierung des europäischen Strommarktes durch vergleichsweise kurzlaufende Lieferverträge gekennzeichnet, angesichts der zunehmenden Wettbewerbsintensität stehen sowohl die Preise auf dem Energy-only-Markt als auch den Systemdienstleistungsmärkten unter erheblichen Wettbewerbsdruck und sind durch einen erheblichen Preisverfall gekennzeichnet.

Neben diesen zentralen Elementen ist bzw. war der Strommarkt auch durch eine Reihe weiterer Rahmenbedingungen gekennzeichnet, die bei einer Bewertung des aktuellen Marktdesigns nicht ausgeblendet werden sollten und die die aktuelle Spezifikation des deutschen Strommarktes als reinen Energy-only-Markt durchaus in Frage stellen.

- Im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) erhalten Investoren für die Errichtung von KWK-Anlagen für einen bestimmten Zeitraum eine Zuschlagzahlung. Diese Zuschlagzahlungen können ökonomisch auch als Kapazitätszahlung interpretiert werden. Für größere Anlagen summieren sich diese Zuschlagzahlungen auf knapp 60 €/kW jährlich.<sup>11</sup>
- Im Rahmen des EU ETS erhalten Anlagenbetreiber in der zweiten Handelsperiode eine kostenlose, nach Brennstoffen differenzierte und auf der Basis von historischen Produktionsdaten ermittelte Zuteilung von Emissionsberechtigungen. Auch dies lässt sich letztlich als Kapazitätszahlung interpretieren, die sich für Steinkohlenkraftwerke auf Werte von etwa 37,50 €/kW und für Erdgaskraftwerke von etwa 18 €/kW beziffern lassen.<sup>12</sup> Ab der dritten Handelsperiode (2013-2020) erhalten Stromerzeugungsanlagen keine kostenlosen Zuteilungen mehr.

Das deutsche Stromversorgungssystem war damit in den Jahren nach der Liberalisierung im Jahr 1998 nicht nur durch Einkommen aus den o.g. drei Marktsegmenten, sondern durchaus auch von signifikanten impliziten Kapazitätszahlungen aus anderen energie- und umweltpolitischen Instrumenten geprägt. Dieses Faktum darf bei der Interpretation der historischen Entwicklungen im deutschen Strommarkt nicht außen vor gelassen werden, genau wie die Tatsache, dass zum Beispiel die beschriebenen Erträge aus dem EU ETS ab 2013 keine Fortsetzung finden werden und auch die Zuschlagzahlungen des KWKG auf Neuanlagen beschränkt ist, die bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden.

Gleichwohl hat sich das Marktdesign des deutschen (und kontinentaleuropäischen) Strommarktes in einer konkreten historischen Situation entwickelt. Die Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland erfolgt in einer Situation erheblicher Überkapazitäten, die in der Zeit von Gebietsmonopolen, Investitionsgenehmigungen und Kostenüberwälzungsgarantien investiert und überwiegend refinanziert worden waren, also nahezu keine oder nur noch geringe Kapitalkosten mehr erwirtschaften mussten.

Nach der Übergangsphase der Liberalisierung des deutschen Strommarktes entsteht nun die Frage, ob Neuinvestitionen wirtschaftlich dargestellt werden können. Ob also

---

<sup>11</sup> Diese Überschlagsrechnung erfolgte für eine Jahresauslastung von 5.000 Stunden als Annuität über einen Zeitraum von 15 Jahren mit einem Verzinsungsanspruch von 8%.

<sup>12</sup> Diese Überschlagsrechnung erfolgte auf Basis der Zuteilungsregelungen für die zweite Handelsperiode (ZuG 2012, ZuV 2012) für eine Jahresauslastung von 5.000 Stunden in der Basisperiode und einen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis von 10 Euro. Mit abweichenden Auslastungen bzw. anderen CO<sub>2</sub>-Preisen ändern sich die Werte proportional.

unter den Rahmenbedingungen eines Strommarktes, dessen Preisniveaus durch einen unter spezifischen historischen Bedingungen zustande gekommenen, vergleichsweise homogenen Kraftwerkspark mit einer spezifischen Kostenstruktur (niedrige kurzfristige Grenzkosten), ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können, mit denen Investitionen ausreichend refinanziert werden können.

Die Diskussionen um die Fähigkeit des Energy-only-Marktes, entsprechende Einkommensströme zu erzeugen vollziehen sich auf mindestens drei Ebenen:

- erstens können grundsätzliche theoretische Erwägungen herangezogen werden,
- zweitens können die realen Bedingungen auf den Strommärkten berücksichtigt werden,
- drittens müssen regulatorische Eingriffe in Betracht gezogen werden und
- viertens müssen Risikoabwägungen der Investoren und Betreiber einbezogen werden.

Auf der grundsätzlichen Ebene stellt sich die Frage, ob für den Strommarkt die Grundannahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz wirklich unterstellt werden können (Fritsch 2010):

- konstante Produktionstechnik,
- Abwesenheit von räumlichen Präferenzen und Transportkosten,
- atomistische Marktstruktur mit einer Vielzahl von Anbietern und Nachfragern ohne Marktmacht,
- vollständige und kostenlose Information sämtlicher Marktakteure,
- freier Marktzugang und -austritt,
- unbegrenzte Teilbarkeit aller Produktionsfaktoren und Güter,
- unendliche Reaktionsgeschwindigkeit ohne Zeitbedarf für Anpassungsprozesse.

Dies ist zweifelsohne für den in der Realität vorfindlichen Strommarkt nicht zutreffend. Auch wenn einige energiemarktspezifische Analysen unter idealen Bedingungen das Potenzial des Energy-only-Marktes beschrieben haben, Investitionen zu refinanzieren, so stellen realitätsnähere Analysen dieses Potenzial massiv in Frage.<sup>13</sup> Die Gründe dafür sind vielfältig und betreffen

---

<sup>13</sup> Eine umfassende und kompakte Zusammenstellung der theoretischen wie auch zur praxisorientierten Debatte bzgl. der Potenziale des Energy-only-Marktes, ausreichende Investitionen sicher zu stellen, findet sich bei Cramton/Ockenfels (2011), Süßenbacher (2011), Süßenbacher et al. (2011). Weitere Nachweise sind bei Matthes (2011) zusammengestellt.

- einerseits die geringe Elastizität der Nachfrage, Marktmacht in Knappheitssituationen, die Notwendigkeit von Überkapazitäten zur Sicherstellung der notwendigen Reservekapazitäten, die erheblichen Reaktionszeiträume und andere systemimmanente Faktoren sowie
- andererseits regulatorische Risiken (Akzeptanz von Hochpreisphasen etc.).

Das mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit erwartbare Versagen des Energy-only-Marktes ist damit sowohl auf immanente Faktoren als auch auf regulatorische Eingriffe (oder die entsprechenden Erwartungen der Marktteilnehmer) zurückzuführen und kann keineswegs exklusiv einem „Regulierungsversagen“ zugerechnet werden.

Einen zumindest indikativen empirischen Beleg für diesen Sachverhalt bildet die Tatsache, dass es auch im internationalen Vergleich kaum Strommärkte gibt, in denen ein exklusiv auf Energy-only-Märkte abstellendes Marktdesign längerfristig die notwendigen Investitionen zur Erhaltung eines hohen Niveaus von Versorgungssicherheit gesichert hätten.<sup>14</sup>

Darüber hinaus hat die erhebliche Dynamik sehr unterschiedlicher Rahmenbedingungen für den Strommarkt die grundlegenden Probleme des Energy-only-Marktes bei der Sicherung der notwendigen Investitionen nochmals verschärft (vgl. Kapitel 2.1.1):

- die Entwicklungen auf den Brennstoffmärkten,
- die Entwicklungen im Rahmen des EU ETS,
- die massiven Kostensteigerungen auf den Märkten für fossile Kraftwerksanlagen,
- der massive Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Insgesamt überwiegen nach Sichtung des theoretischen und empirischen Befundes in seiner gesamten Breite die Belege dafür, dass der Energy-only-Markt in der Gesamtsicht immanenter Begrenzungen, regulatorischer Unsicherheiten, risikoaversen Investitionsverhaltens und der genannten verstärkenden Faktoren grundsätzlich kaum in der Lage sein dürfte, ein hinreichendes Niveau der Versorgungssicherheit zu sichern.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> Umfassende Zusammenstellungen internationaler Erfahrungen bieten Süßenbacher (2011), Süßenbacher et al. (2011), DICE (2011a) sowie Frontier (2011). Explizit hinzuweisen ist auf die Analyse bei DICE (2011a) zu Australien, wo zwar keine Kapazitätsinstrumente als Ergänzung zum Energy-only-Markt eingeführt wurden, aber für Kraftwerksinvestitionen durchaus wichtige Sonderbedingungen hinsichtlich der Eigentümerschaft zu berücksichtigen sind.

<sup>15</sup> Gerade vor dem Hintergrund der breiten internationalen Diskussion und der umfangreichen praktischen Erfahrungen zu diesem Thema, erscheint der aus wenigen Analysen für Deutschland abgeleitete Befund von Ecofys (2012a), dass „*derzeit keine hinreichenden Anzeichen dafür vorliegen, das der Energy-only-Markt die aktuellen Herausforderungen nicht bewältigen kann ... Empirisch gibt es bisher keine Belege für ein Marktversagen in der mittleren Frist und auch die ökonomische Theorie lässt kein Marktversagen des Energy-only-Marktes erwarten*“ als nicht wirklich nachvollziehbar.

Darüber hinaus entsteht aber auch aus dem Umbau des Stromversorgungssystems in Richtung erneuerbarer Energien eine zweite Herausforderung für eine Veränderung des Strommarktdesigns. Ein durch erneuerbare Energien geprägtes Energiesystem wird zumindest unter den Bedingungen Kontinentaleuropas durch dargebotsabhängige fluktuierende Stromerzeugungsoptionen geprägt sein. Deren Produktion ergibt sich vor allem in Abhängigkeit von meteorologischen Bedingungen (Sonnenschein, Windsituation), ist durch extrem niedrige kurzfristige Grenzkosten charakterisiert (bei Wind- und Solarenergie fallen nur sehr geringe Betriebskosten an) und wird zumindest langfristig hohe Speicherkapazitäten erforderlich machen.

In einem solchen Stromversorgungssystem ist es kaum vorstellbar, dass Investitionen allein oder überwiegend über einen Strommarkt mit Preisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten refinanziert werden können. Gerade in einem solchen Stromversorgungssystem, wenn es denn über marktliche Mechanismen finanziert werden soll, sind Kapazitätzahlungen unabdingbar. Letztlich kann die Finanzierung von erneuerbaren Energien im Rahmen des heutigen EEG auch als über 20 Jahre verteilte Kapazitätzahlung verstanden werden und bildet zumindest implizit einen „Capacity-only-Markt“.

Auch wenn die Einbeziehung von Preissignalen des heutigen Energy-only-Marktes in das Flankierungssystem für erneuerbare Energien sich in der aktuellen Situation zunehmend als Notwendigkeit zur Investitions- und Betriebsoptimierung erweist (Matthes 2012b), werden Kapazitätzahlungen auch in Zukunft einen wichtigen Baustein zur Finanzierung von Investitionen in erneuerbare Energien bilden müssen.

Die Diskussionen um ein zukunftsfähiges Marktdesign sollten damit nicht nur die Probleme im Bereich der Residuallastsicherung adressieren, sondern explizit auch die sich aus der Transformation des Stromversorgungssystems ergebenden Herausforderungen berücksichtigen (Matthes 2011).

Ein neues Marktdesign sollte daher die Erlösbestandteile für die erneuerbaren und die konventionellen Energieträger angleichen, zumindest aber eine entsprechende Perspektive eröffnen. Dafür ist die Entwicklung eines Marktes mit Erlösen für Arbeit, Leistung und Systemdienstleistungen notwendig.

- Einen ersten Schritt für ein solches Reformkonzept wäre dabei die Einführung von im Wettbewerb ermittelten Leistungserlösen für konventionelle Energien, die den Energy-only-Markt ergänzen könnten.
- Wenn diese Strategie in einem zweiten Schritt mit einer Reform des EEG kombiniert würde, die auch für erneuerbare Energien unterschiedliche Erlöse für feste und ggf. technologiedifferenzierte Kapazitätzahlungen auf der einen Seite sowie variable, strommarktorientierte Arbeitspreise auf der anderen Seite einführt, wäre ein erster Schritt einer Marktkonvergenz vollzogen.
- Die Erfahrungen aus diesen beiden Schritten, die aus Gründen des eher schnellen Handlungsbedarfs im konventionellen Strommarktsegment und mit Blick auf die politische Akzeptanz beider Reformvorhaben möglichst nicht miteinander verkoppelt werden sollten, können in einen schrittweisen Lern- und

Fortentwicklungsprozess führen, an dessen Ende ein gemeinsamer Energiemarkt für konventionelle und erneuerbare Energien steht.

Eine zukunftsorientierte Reform des Strommarktdesigns wird damit erstens aus einer Stärkung des auch zukünftig für Betriebs- und Investitionsoptimierungen unverzichtbaren Marktes für Stromerzeugung bestehen müssen, parallel dazu aber zweitens Kapazitätsinstrumente einführen müssen und drittens eine schrittweise Konvergenz des Marktdesigns für konventionelle und erneuerbare Energien umsetzen müssen. Die zweite dieser drei Herausforderungen steht im Mittelpunkt der folgenden Analysen.

## 4 Ziele für einen Kapazitätsmechanismus

### 4.1 Zielstellungen

Die Zielstellung eines neuen Marktmechanismus muss der Zielmatrix der Energiewende Rechnung tragen. Im Wesentlichen sind zwei Grundsatzpositionierungen zu unterscheiden (LBD/Öko-Institut 2012).

- Die erste Grundsatzposition definiert ausschließlich die Versorgungssicherheit als Kriterium für einen Kapazitätsmarkt.
- Die zweite Grundsatzposition definiert den umfassenden energiepolitischen Zielkatalog der Energiewende als Grundlage für den zu schaffenden Kapazitätsmarkt.

Die erste Grundsatzposition greift für einen Kapazitätsmechanismus zu kurz. Es wird ein Instrument benötigt, welches das Gelingen der Energiewende insgesamt absichert. Das Instrument muss eine langfristige Perspektive für den Umbau zu einer emissionsarmen Stromerzeugung bieten und sollte auch das Erreichen der Klimaschutzziele unterstützen. Darüber hinaus wird eine Integrationsperspektive für die erneuerbaren Energien benötigt. Mit einem ausschließlichen Fokus auf die Versorgungssicherheit ist dies nicht möglich. Darüber hinaus muss das Instrument auch die Verbraucherperspektive berücksichtigen. Für den hier entwickelten Vorschlag wird deshalb ein über die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im engeren Sinne hinausgehender energie- und klimapolitischer Zielkatalog zugrunde gelegt.

Als Grundlage für die Definition der Ziele werden die ersten fünf Komplexe des WWF-Fragenkatalogs zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen (LBD/Öko-Institut 2012) im Sinne der grundlegenden Ziele für das Kapazitätsmarkt-Modell wie folgt spezifiziert:

1. Soll Versorgungssicherheit das einzige Kriterium bei der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus sein?

Der Kapazitätsmechanismus soll nicht allein auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingeschränkt werden. Die Energiewende kann nur gelingen, wenn auch auf deren Zielmatrix abgestimmte marktbasierende Instrumente bereitgestellt werden. Angesichts des hohen Aufwandes für eine solche Konsistenzsicherung über ein breites Bündel unterschiedlicher, isolierter Maßnahmenansätze für die Gewährleistung der verschiedenen Ziele ist ein solcher integrierter Zielansatz sinnvoll und zielführend.

2. Soll Klimaschutz ein explizites Kriterium für den Kapazitätsmechanismus bilden?

Ein Kapazitätsmechanismus sollte auch die klimapolitischen Ziele berücksichtigen. Kapazitätsmechanismen sollten nicht dazu führen, dass ein CO<sub>2</sub>- und kapitalintensiver Anlagenstock aufgebaut wird, der für lange Zeiträume ein bestimmtes Emissionsniveau zementiert bzw. dessen Abbau nur mit sehr hohen CO<sub>2</sub>-Preisen oder aber starken anderen Interventionen ermöglicht würde. Eine

Anreizung emissionsintensiver Technologien sollte damit soweit wie möglich vermieden werden.

3. Soll der Mechanismus auch explizit Verbraucherinteressen berücksichtigen?

Um die Akzeptanz des Instrumentes wie auch der Energiewende insgesamt auch langfristig zu gewährleisten, sollte der Mechanismus so ausgestaltet werden, dass Mitnahmeeffekte weitgehend vermieden und die Kosten für die Verbraucher möglichst gering gehalten werden.

4. Soll der Mechanismus das Ziel einer Erhöhung bzw. Sicherung der Wettbewerbsintensität explizit verfolgen?

Ein neues Instrument zur Beschaffung gesicherter Kapazitäten sollte das bestehende Wettbewerbsniveau am Energy-only-Markt sowie am Regelenergiemarkt erhalten. Dies ist notwendig um mittelbar entstehende Kosten für den Verbraucher zu verhindern. Instrumente, die das Wettbewerbsniveau signifikant verringern führen letztlich zumindest mittelbar zu einer Erhöhung der Kosten an diesen Märkten.

5. Soll der Mechanismus den Umbau des Stromversorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien explizit adressieren?

Der Umbau des Stromversorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien und somit die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ist das zentrale energiepolitische Ziel der Energiewende. Ein neues Marktinstrument muss deshalb auch dieses Ziel verfolgen. In der gegenwärtigen politischen Diskussion wird häufig die Marktintegration der erneuerbaren Energien gefordert. Die zentrale Frage dabei ist, ob diese Integration im bestehenden Marktdesign gelingen kann. Die unterschiedliche Kostenstruktur von erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern macht deren Integration in einen Markt mit dem heutigen Design schwierig bis unmöglich. Während die erneuerbaren Energien durch sehr hohe Fixkosten und niedrige Grenzkosten nahe Null gekennzeichnet sind, haben die konventionellen Energieträger vergleichsweise niedrige Fixkosten und hohe variable Erzeugungskosten. Das bestehende Marktdesign entlohnt jedoch ausschließlich erzeugte Energiemengen.

Ein neues Marktdesign sollte daher die Erlösbestandteile für die erneuerbaren und die konventionellen Energieträger angleichen, zumindest aber eine solche Perspektive eröffnen. Die entsprechenden Schritte sollten Erfahrungen und einen Lernprozess ermöglichen, an dessen Ende ein gemeinsamer Energiemarkt für konventionelle und erneuerbare Energien stehen kann.

Die so spezifizierten Ziele bilden einerseits die grundlegenden Ziele für die Grundstruktur des hier präsentierten Kapazitätsmarkt-Modells, dienen aber auch als Leitlinie für die Ausgestaltung des Modells im Detail. Gerade vor dem Hintergrund der komplexen Herausforderungen (und Ziele) soll die Ausgestaltung so erfolgen, dass sie explizit Lernprozesse ermöglicht und evidenzbasierte Anpassungen und Weiterentwicklungen ermöglicht.

## 4.2 Kurzbewertung vorliegender Vorschläge

Die grundsätzliche Notwendigkeit einer Ergänzung des heutigen Energy-only-Marktes durch Kapazitätsinstrumente wie auch die Terminierung solcher Mechanismen ist zum derzeitigen Stand der informierten Debatte in Deutschland (noch) umstritten.<sup>16</sup> Unter dem Eindruck der aktuellen Entwicklungen und der realistischen Handlungsmöglichkeiten im nationalstaatlichen Rahmen werden aber von einer Mehrheit der an der Debatte Beteiligten inzwischen konkrete Modelle für auf Mengensteuerung abstellende, wettbewerblich ausgerichtete Kapazitätsinstrumente diskutiert.

Die aktuell diskutierten Modelle lassen sich grob in drei Gruppen zusammenfassen, für die jeweils mehrere Untervarianten in Frage kommen:

- umfassende Kapazitätsmärkte,
- strategische Reserve sowie
- selektive Kapazitätsinstrumente.

Von diesen verschiedenen Vorschlägen sollen an dieser Stelle nur die Vorschläge für einen umfassenden Kapazitätsmarkt sowie für die Strategische Reserve kurz beschrieben werden, die unter den Vorschlägen für Kapazitätsinstrumente jeweils Extrempositionen markieren.<sup>17</sup>

Die Einführung umfassender Kapazitätsmärkte stellt dabei den weitestgehenden Vorschlag zur Ergänzung des heutigen Marktdesigns dar. Der prominenteste Vorschlag hierzu in der aktuellen deutschen Diskussion wurde von EWI (2012) unterbreitet. Die wesentlichen Elemente dieses sog. Systems der Versorgungssicherheitsverträge ergeben sich wie folgt:

- mit einer Vorlaufzeit von 5 bis 7 Jahren wird das zur Gewährleistung des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus notwendige Kapazitätswolumen definiert;
- mit dieser Vorlaufzeit wird eine Auktion für dieses Kapazitätswolumen (nach dem Descending-clock-Verfahren) abgehalten, an dem alle Kraftwerkskapazitäten teilnehmen müssen (andernfalls müssen sie stillgelegt werden) und in

---

<sup>16</sup> Zu den in der deutschen Debatte gegen die Notwendigkeit von Kapazitätsinstrumenten vortragenden Argumenten vgl. Ecofys (2012b), Müsgens/Peek (2011 bzw. BTU/r2b (2012a), Consentec (2012a+b) sowie DICE (2011a+b). Die Notwendigkeit von Kapazitätsinstrumenten unterstreichen Cramton/Ockenfels (2011) sowie EWI (2012) eher für die längerfristige Perspektive, BET (2011) und LBD (2011) halten dagegen auch die kurzfristige Umsetzung von Kapazitätsmechanismen für geboten. In der umfassenden Debatte zum Thema in Großbritannien haben v.a. die Analysen von Brattle (2009), Redpoint (2010) sowie NERA (2011) eine erhebliche Rolle gespielt.

<sup>17</sup> Einen umfassenderen Vergleich der bisher vorliegenden Vorschläge für Deutschland auf Grundlage des WWF-Fragenkatalogs (LBD/Öko-Institut 2012) bietet die Analyse von KEMA (2012). Eine sehr prägnante Darstellung verschiedener Vorschläge bietet Agora (2012).

dem zur Vermeidung von Marktmacht alle Bestandsanlagen zu einem Preis von Null anbieten müssen;

- in der Auktion erfolgreiche Neuanlagen erhalten eine Kapazitätszahlung in Höhe des in der Auktion festgestellten Preises über einen längeren Zeitraum (z.B. 15 Jahre), Bestandsanlagen entsprechend des jeweiligen Jahrespreises;
- die erfolgreichen Bieter gehen eine vertragliche Verpflichtung zur Vorhaltung der entsprechenden Kapazität ein;
- sie übertragen dem sog. Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes eine Call-Option, die es diesem gestattet, Preisspitzen oberhalb eines definierten Ausübungspreises abzuschöpfen;
- die erfolgreichen Bieter werden keinerlei Beschränkungen hinsichtlich der Teilnahme am Energy-only- und an den Regelenergie-Märkten unterworfen;
- die Kosten für die Kapazitätszahlungen (ggf. verrechnet mit den Erträgen aus der Ausübung der o.g. Call-Optionen) werden auf die Endkunden überwält;
- grundsätzlich wird strikt dem Prinzip der Technologieneutralität gefolgt, eine Einbeziehung von Maßnahmen auf der Nachfrageseite soll ermöglicht werden.

Dieses erkennbar an die im Nordosten der USA existierenden Kapazitätsmärkte angelehnte Modell hat in der Idealausprägung eine Reihe von unbestreitbaren Vorteilen (gesamtwirtschaftlich effiziente Lösung durch Einheitsbepreisung, Abbau der Anreize zur Ausübung von Marktmacht, Reduktion der Preisrisiken auf der Erzeuger- und Lieferantenseite etc.), sieht sich jedoch auch mit einer Reihe von Nachteilen konfrontiert:

- Der Parametrisierungsaufwand des Systems ist erheblich. Die notwendige Vollerfassung des Kapazitätsbestandes ist nach allen Erfahrungen (v.a. aus der Einführung des EU ETS) sehr zeitaufwändig, die Parametrisierung der Gesamtnachfrage birgt eine Reihe von Risiken.
- Werden keine zusätzlichen Regelungen vorgesehen, wird der gesamte Kapazitätsbestand mit einem Einheitspreis versehen, der sich zumindest perspektivisch an den für Neuanlagen notwendigen Kapazitätszahlungen ausrichtet. Dies führt zu vergleichsweise hohen Kosten auf der Verbraucherseite (und erheblichen Mitnahmeeffekten bei einem großen Teil der Bestandskraftwerksbetreiber). Entsprechende Gegenmaßnahmen (Korridore für Kapazitätszahlungen an Bestandskraftwerke etc.) egalisieren zumindest einen Teil der Vorteile.
- In der Realität wird eine Segmentierung des Marktes unausweichlich sein (Dauer der Kapazitätszahlungen, unterschiedliche Vorlaufzeiten, Einbeziehung von nachfrageseitigen Maßnahmen, ggf. Preiskorridore für Bestandsanlagen). Damit wird der theoretische Vorteil der Einheitsauktion aufgegeben.
- Der Einführungsaufwand für ein umfassendes Kapazitätsmarktmodell ist erheblich, damit werden Anpassungen oder ggf. auch die Abschaffung des Systems erheblich erschwert. Insbesondere gilt dies im europäischen Kontext (so-

fern sich die heutigen institutionellen Arrangements im Bereich der Versorgungssicherheit nicht grundlegend ändern).

- Das System fokussiert intentionsgemäß allein die Frage der Versorgungssicherheit.

Umfassende Kapazitätsmärkte sind dabei langfristig und auf Dauer angelegt, für die Einführung schlägt EWI (2012) einen Zeitraum vor, bei dem sich zusätzliche Kraftwerkskapazitäten Anfang der 2020er Jahre realisieren lassen.

Den entgegengesetzten Pol der in Deutschland bisher diskutierten Kapazitätsinstrumente bildet das Instrument der Strategischen Reserve. Dabei existieren (sehr) unterschiedliche Ausprägungsvorschläge für eine solche Strategische Reserve, Consentec (2012b) spezifiziert ein Modell, das faktisch nur für Bestandsanlagen wirksam würde, r2b (2012b) präsentiert dagegen Eckpunkte eines Vorschlags, der sich eher auf Neuanlagen konzentriert. Folgende Schnittmengen bzw. Unterschiede ergeben sich für diese Modelle:

- mit einer bisher nicht spezifizierten Vorlaufzeit (Consentec 2012b) bzw. einer Vorlaufzeit von 4 Jahren (r2b 2012b) wird die zur Gewährleistung des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus notwendige Gesamtkapazität definiert und das Kapazitätswolumen spezifiziert, das durch die Strategische Reserve flankiert werden soll.
- für dieses Kapazitätswolumen wird eine Auktion (nach dem Descending Clock-Verfahren) abgehalten, an dem entweder Bestandsanlagen (Consentec 2012b) oder Neuanlagen (r2b 2012b) teilnehmen können, die sich den Erfüllungsbedingungen (s.u.) unterwerfen;
- die in der Auktion erfolgreichen Bestandsanlagen erhalten eine Kapazitätzahlung in Höhe des Auktionsergebnisses über jeweils 2 Jahre (Consentec 2012b), die Dauer der Kapazitätzahlung für Neuanlagen ist bei r2b (2012b) noch nicht spezifiziert;
- die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommenden Anlagenbetreiber müssen die Anlagen nach bestimmten Anforderungen betriebs- bzw. anfahrbereit halten bzw. bestimmte Arbeits- und Zeitverfügbarkeitsparameter einhalten;
- die entsprechenden Anlagen dürfen im Grundsatz nicht am Energy-only- oder den Regelenergie-Märkten teilnehmen, die Kapazitäten dürfen nur im Fall von Knappheiten an den Spotmärkten (Day ahead) zu einem vorher definierten Ausübungspreis vermarktet werden, wobei die Vermarktung durch die aus-schreibende Stelle erfolgt;
- es wird die Möglichkeit von „No-way-back“-Regelungen erwogen (Consentec 2012b), der es Anlagen, die in den Genuss von Kapazitätzahlungen gekommen sind, verbietet, wieder im Energy-only-Markt tätig zu werden;

- die Kosten für die Kapazitätzahlungen (ggf. verrechnet mit den Erträgen aus dem – knappheitsbedingten – Einsatz) werden auf die Endkunden überwältigt;
- ggf. sollen regionale Ausrichtungen für die entsprechenden Auktionen ermöglicht werden (Consentec 2012b).

Das Modell der Strategischen Reserve führt in der idealen Ausgestaltung dazu, dass die Knappheiten im Energy-only-Markt erhalten bzw. ausgebaut werden und Preisspitzen bestehen bleiben. In seiner Reinform (d.h. der ausschließliche Adressierung von Bestandsanlagen oder Neubaukraftwerken) kann sich ein geringerer, keineswegs jedoch geringer administrativer Aufwand zum Betrieb des Systems ergeben. Bei genauerer Betrachtung des Modells ergibt sich jedoch auch eine Reihe von Nachteilen:

- Auch das Modell der Strategischen Reserve ist vor allem hinsichtlich der zu erfassenden Kapazitätsumfänge mit einem erheblichen Parametrisierungsaufwand verbunden. Es müssen nicht nur die Gesamtkapazitäten, sondern auch die Kapazität der zu erhaltenden, stilllegungsbedrohten Kraftwerke bzw. ggf. die notwendigen Neubaukapazitäten hinreichend robust ermittelt werden. Angesichts der Herausnahme der entsprechenden Anlagen aus dem Energy-only- und den Regelenergie-Märkten ergeben sich aus der Parametrisierung des Erhaltungs- oder des Neuanlagensegments, insbesondere aber für den Fall der Kombination beider, durchaus erhebliche Risiken.
- Darüber hinaus können auch regulatorische Risiken keineswegs ausgeschlossen werden, wenn sich im politischen Prozess ein Druck auf die Absenkung der Preisniveaus ergibt, zu denen die von der Strategischen Reserve erfassten Anlagen eingesetzt werden sollen (erinnert sei diesbezüglich an die regelmäßig wiederkehrenden Diskussionen zur Freigabe der strategischen Reserven im Bereich der Mineralölbevorratung).
- Die Strategische Reserve erfüllt letztlich ihre Rolle nur, wenn entweder davon ausgegangen wird, dass für lange Zeit keine wesentlichen Versorgungssicherheitsprobleme entstehen oder dass nach einer Übergangszeit der Energy-only-Markt in der Lage ist, den notwendigen Bestandserhalt bzw. die sinnvollen Neuinvestitionen aus sich heraus anzureizen. Wenn dies nicht der Fall ist, folgen aus der angestrebten Erhöhung des Preisniveaus auf dem Energy-only-Markt ausschließlich höhere Großhandelspreise und damit Transfers von den Stromverbrauchern hin zu den Betreibern der im Energy-only-Markt verbliebenen Anlagen.
- Die Einbeziehung nachfrageseitiger Maßnahmen in das Instrument der Strategischen Reserve ist in der Realität weder modellkonsistent noch ohne erhebliche Probleme umzusetzen.
- Die Reversibilität des Systems ohne größere Rückwirkungen auf den Markt ergibt sich nur unter der Bedingung, dass erstens das No-way-back-Prinzip konsequent durchgesetzt wird und zweitens das von der Strategischen Reserve erfasste Kapazitätsumfänge vergleichsweise klein bleibt.

- Das System fokussiert intentionsgemäß allein die Frage der Versorgungssicherheit und wird für den Fall der Neuanlagen-Berücksichtigung leicht vorhersehbar ausschließlich zur Errichtung von Gasturbinen führen.
- Wichtige Lernerfahrungen zur Interaktion von Kapazitätsinstrumenten und den anderen Strommarktsegmenten oder hinsichtlich von Auktionsverfahren für größere Technologieportfolios können nicht gemacht werden.

Bei realistischer Betrachtung der notwendigen Prozeduren (Kapazitätsermittlung und -differenzierung, Aufsetzen robuster Auktionsverfahren etc.) bildet auch die Strategische Reserve keine Option, die im Verlauf der nächsten ein bis zwei Jahre verfügbar und damit eine Alternative zu den derzeit in der Diskussion befindlichen ordnungsrechtlichen Regelungen für die kurzfristig benötigte Kaltreserve sein könnte.

Die bisherige Diskussion der beiden dargestellten Varianten für Kapazitätsinstrumente (Consentec 2012a, Ecofys 2012a, EWI 2012), erhärtet nochmals die Einsicht aus ähnlichen Diskussionen (v.a. in Großbritannien und in den USA), dass unterschiedliche Annahmen zu konkreten Umsetzungs- und Parametrisierungsoptionen, Einschätzungen zu Regulierungsrisiken sowie zu den real erwartbaren Wirkungen, unterschiedliche Perspektiven auf Effizienzbewertungen (statische vs. dynamische Effizienz) sowie die Berücksichtigung von Verteilungseffekten die eigentlich entscheidenden Determinanten für das Ergebnis vergleichender Analysen sind und weniger die idealtypischen Modelle an sich.

Darüber hinaus sollte aber auch berücksichtigt werden, dass die unmittelbare Übertragung von Designelementen oder von Erfahrungen aus in anderen Staaten oder Regionen umgesetzten Kapazitätsinstrumenten auch vor der Herausforderung steht, den konkreten Hintergrund des jeweiligen Strommarktes hinreichend zu berücksichtigen. So musste beim Design der umfassenden Kapazitätsmärkte im Nordosten der USA nicht die schnell vorangetriebene Dekarbonisierung des Stromversorgungssystems berücksichtigt werden. Die Modelle der Strategischen Reserve in Skandinavien reflektieren einen relativ stabilen sowie wenig heterogenen Kraftwerkspark mit sehr niedrigen Betriebskosten (v.a. Wasserkraft und Kernenergie) und sind letztlich nicht mit der erheblichen Dynamik konfrontiert, die sich mit den wirtschaftlichen Herausforderungen für ein Kraftwerkspark mit teilweise vergleichsweise hohen Betriebskosten sowie über unterschiedliche politische Interventionen (massiver Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, Ausstieg aus der Kernenergie, Durchsetzung hoher Emissionsstandards für Altanlagen etc.) ergeben.

Die vorstehenden Überlegungen verdeutlichen, dass wahrscheinlich keines der beiden idealtypischen Konzepte ein geeignetes Modell für einen robusten und lernorientierten Einführungsprozess für Kapazitätsinstrumente bildet. Im Folgenden wird deshalb der Vorschlag für ein alternatives Kapazitätsinstrument entwickelt und spezifiziert, das Vorteile beider Modelle reflektiert, einige Nachteile vermeidet, ein breiteres Spektrum von Zielen berücksichtigt sowie eine Reihe weiterer Anregungen aus anderen Vorarbeiten (LBD 2011, BET 2011, RAP 2012) aufnimmt.

## 5 Vorschlag für einen Fokussierten Kapazitätsmarkt

### 5.1 Grundkonzept

Vor dem Hintergrund der vielschichtigen Herausforderungen für das Strommarktdesign, verschiedener Einzelaspekte der bisher die Diskussion bestimmenden Vorschläge sowie der expliziten Orientierung auf einen lernfähigen und lernenden Prozess, ergibt sich der folgende Rahmen für ein neues Kapazitätsinstrument, das Modell eines „Fokussierten Kapazitätsmarktes“:

- Die Diskussion um Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen sowie speziell die Kontroverse um die Strategische Reserve konzentriert sich letztlich auf eine Kernfrage: Kann und wird der Energy-only-Markt Preissignale erzeugen, auf deren Basis die zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendigen Investitionen umgesetzt bzw. die Erhaltung des entsprechenden Bestandssegments bei den konventionellen Kraftwerken gelingen können? Im Lichte der theoretischen Diskussion und der realweltlichen Erfahrungen ist dies nur schwer vorstellbar, wenn auch naturgemäß und ex ante niemals und zu keinem Zeitpunkt gänzlich auszuschließen.
- Dies gilt auch für die Erschließung des Potenzials der nachfrageseitigen Maßnahmen. Auch hier wird als Ausgangspunkt für die Ausgestaltung des Kapazitätsinstruments unterstellt, dass letztlich erratische (sehr hohe) Preisspitzen im Spotmarktsegment der Energy-only-Märkte das vorhandene Lastmanagement-Potenzial nur teilweise erschließen lassen, insbesondere wenn es sich nicht um organisatorische oder niedrigintensive Maßnahmen handelt, sondern um umfangreichere Investitionen oder Aufwendungen (bei Einzelprojekten oder aber für die Bündelung verschiedener Maßnahmen durch Aggregatoren).
- Auch wenn Versorgungssicherheit im konventionellen Segment des Stromversorgungssystems den Auslöser bzw. das primäre Ziel einer Anpassung des Strommarktdesigns bildet, sollte die längerfristige Perspektive von Kapazitätsmechanismen beim Umbau des Stromversorgungssystems in Richtung erneuerbarer Energien eine besondere Berücksichtigung finden. Dies gilt für die Flexibilisierung, Effizienzerhöhung<sup>18</sup> und Sicherung ambitionierter Emissionsstandards für den konventionellen Kraftwerkspark (der für mindestens zwei Dekaden noch eine wichtige Rolle zur Flankierung der Stromerzeugung aus

---

<sup>18</sup> So kann die reine Ausrichtung von Neuanlagenregelungen auf Gasturbinen-Kraftwerke (wie dies implizit z.B. im Konzept der Strategischen Reserve für Neuanlagen der Fall wäre – durch das Einsatzverbot im Energiemarkt könnten die Anlagen neben den Kapazitätsentgelten keine weiteren Deckungsbeiträge erwirtschaften) sich mittelfristig als extrem ineffizient erweisen, wenn Anlagen mit vergleichsweise schlechten Wirkungsgraden über längere Zeiträume (z.B. zum Ausgleich der saisonal unterschiedlichen Windkraftherzeugung) betrieben werden müssen. Die Deckungsbeiträge aus dem Energy-only-Markt könnten dagegen durchaus ein zukunftsfähigeres Anlagenportfolio (KWK-Anlagen oder GuD-Kraftwerke) erschließen.

erneuerbaren Energien spielen wird), aber auch für eine wettbewerbsbasierte Finanzierung und einen marktorientierten Betrieb von erneuerbaren Energien und Speichersystemen im zukünftigen Stromversorgungssicherheit.

- Neben der Versorgungssicherheit und dem Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems sollte die Erhaltung der Wettbewerbsintensität im Strommarkt wie auch die Begrenzung der Kosten für die Verbraucher eine klare Zielgröße für die Umgestaltung des Strommarktes bleiben.
- Im Lichte dieser vielschichtigen Ausgangsbedingungen ist die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen auch mit den Anforderungen aus der Entwicklungs- und Lernperspektive konfrontiert. Dazu gehört einerseits die Ausgestaltung des Instruments in einer Weise, die zukunftsgerichtete Lernerfahrungen ermöglicht, also die Zukunftsherausforderungen zumindest teil- und schrittweise aufnimmt. Andererseits müssen die Mechanismen aber auch so ausgestaltet werden, dass sie im Lichte von praktischen Erfahrungen und Marktentwicklungen anpassungsfähig und revidierbar sind.

Vor diesem Hintergrund baut der hier vorgelegte Vorschlag eines Fokussierten Kapazitätsmarktes auf dem folgenden Grundkonzept auf:

1. Segmentierung des Kapazitätsmarktes: Der Fokussierte Kapazitätsmarkt soll (zunächst) auf die beiden Segmente des Stromversorgungssystems abstellen, für die in den nächsten Jahren besondere Herausforderungen entstehen werden: das Segment der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen sowie das Segment der (notwendigen) Neuanlagen. Gleichzeitig bildet die Segmentierung des Kapazitätsmarktes eine gute Voraussetzung für die Differenzierung (s.u.) und erleichtert die im Zeitverlauf vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen sicher notwendig werdenden Anpassungen (die durchaus sowohl die längerfristige Integration beider Segmente als auch die zwischenzeitliche Aufgabe eines einzelnen Segmentes beinhalten können).
2. Differenzierung der Produkte: Zur Begrenzung der Risikozuschläge (und damit auch der Kosten für die Verbraucher) ist es sinnvoll, die Produkte des Fokussierten Kapazitätsmarktes in ihrer zeitlichen Laufzeit zu differenzieren (also die Laufzeit der resultierenden Verträge zwischen der verantwortlichen Stelle und den Anlagenbetreibern ggf. strukturell dem wirtschaftlichen Zeithorizont der Entscheider anzupassen). Darüber hinaus sollen insbesondere für das Neuanlagensegment Präqualifikationsanforderungen gestellt werden, die auch die längerfristige Entwicklung des Stromversorgungssystems berücksichtigen.
3. Umfassende Einbeziehung der Nachfrageseite: Nachfrageseitige Maßnahmen, z. B. im Bereich steuerbarer Lasten sollen möglichst umfassend und möglichst gleichberechtigt zu Angebotsoptionen in den Fokussierten Kapazitätsmarkt einbezogen werden. Die Nachfrageseite soll damit nicht durch ein separates Marktsegment, sondern durch eine sinnvolle Produktdifferenzierung im Rahmen der jeweiligen Marktsegmente adressiert werden.

4. Keine Beschränkung der Teilnahme am Energy-only- und am Regelenergiemarkt: Erstens sollen die Kosten für die Verbraucher begrenzt und die Wettbewerbsintensität am Strommarkt erhalten werden, zweitens kann und soll durch die Wechselwirkungen zwischen Kapazitäts-, Energy-only- und Regelenergiemarkt ein größeres Portfolio von Optionen adressiert werden und drittens werden gerade durch diese Wechselwirkungen auf Seiten der Systemdesigner wie auch auf der Betreiber- und Investoreseite Lernerfahrungen ermöglicht, die für die dynamische Weiterentwicklung benötigt werden.

Mit diesem Grundkonzept soll eine möglichst einfache und transparente, aber auch entwicklungs- und zukunftsfähige Variante eines Kapazitätsmarktes umgesetzt werden. Das sich damit ergebende Spannungsfeld ist ganz sicher nicht unkompliziert, kann aber im Rahmen der letztlich für alle Kapazitätsmechanismen in ähnlicher Weise zu lösenden Parametrisierungsfragen hinreichend robust behandelt werden.

Mit Blick auf die anderen Vorschläge für Kapazitätsmechanismen ergibt sich die folgende Einordnung:

- Dem Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes liegt die Annahme zugrunde, dass es einer dauerhaften Ergänzung des Energy-only-Marktes durch einen Kapazitätsmarkt bedarf. In diesem Kontext liegt der Vorschlag des Fokussierten Kapazitätsmarktes nahe beim Ausgangspunkt für das Modell eines umfassenden Kapazitätsmarktes.
- Auch mit Blick auf die Einbeziehung nachfrageseitiger Maßnahmen existieren starke Anknüpfungspunkte zum Konzept eines umfassenden Kapazitätsmarktes, während das Konzept der Strategischen Reserve die Nachfrageseite ja primär durch den Energy-only-Markt adressieren will und die Einbeziehung von nachfrageseitigen Maßnahmen zwar prinzipiell möglich, aber mit Blick auf das Gesamtkonzept der Strategischen Reserve nicht wirklich konsistent ist.
- Hinsichtlich des angestrebten Beitrags zum Umbau des Stromsystems unterscheidet sich das Konzept grundlegend sowohl vom Modell umfassender Kapazitätsmärkte wie auch von den Vorschlägen für eine Strategische Reserve, die beide neben dem primären Ziel der Gewährleistung von Versorgungssicherheit keine Umbauperspektive für das Stromversorgungssystem in den Blick nehmen. Anknüpfungspunkte liegen hier eher beim Konzept der Capability-Märkte (RAP 2012).
- Bezüglich der Wettbewerbsintensität liegen die Anknüpfungspunkte des Fokussierten Kapazitätsmarktes eher bei den umfassenden Kapazitätsmärkten. Mit Blick auf die Begrenzung der Kosten für die Verbraucher hat das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes bezüglich der Kosten für Kapazitätzahlungen Anknüpfungspunkte zur Strategischen Reserve, bezüglich der Nettokosten unter Berücksichtigung der Preiseffekte im Energy-only-Markt eher beim Konzept des umfassenden Kapazitätsmarktes.

- Die explizite Lern- und Zukunftsperspektive des Fokussierten Kapazitätsmarktes ist in den bisherigen Vorschlägen für Kapazitätsmechanismen in der Regel nicht ausreichend berücksichtigt.

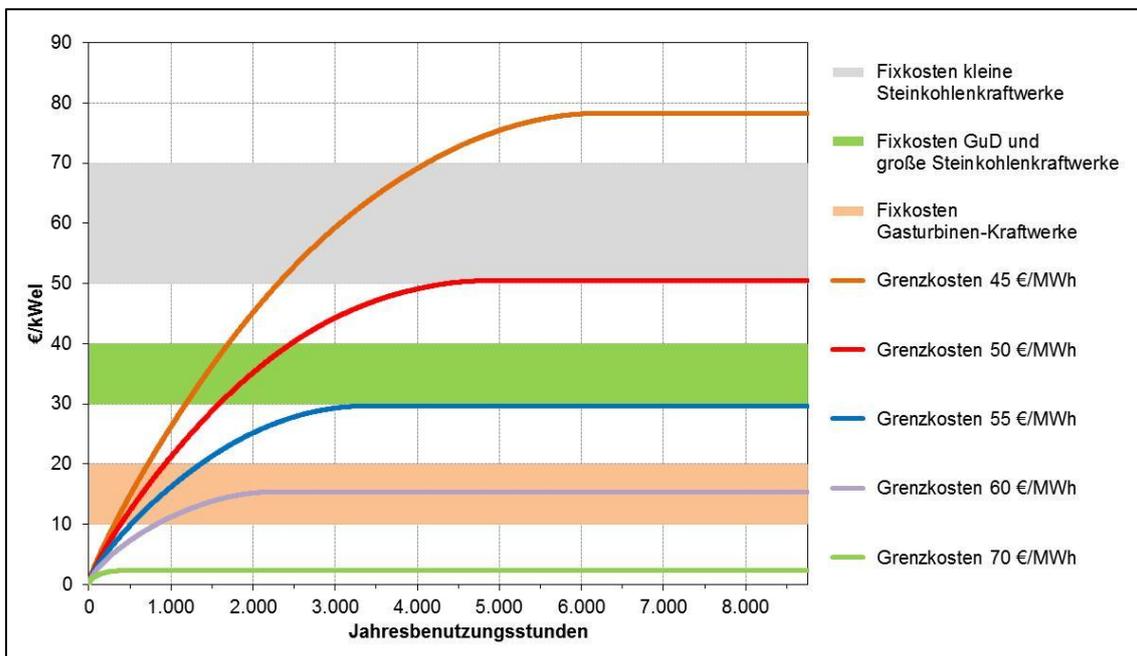
In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Elemente des Fokussierten Kapazitätsmarktes weiter spezifiziert.

## 5.2 Abgrenzung der Marktsegmente

### 5.2.1 Stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke

Die Margensituation für Kraftwerke lässt indikative Einschätzungen zu stilllegungsbedrohten Kraftwerken zu. Abbildung 8 vermittelt einen Eindruck zur Entwicklung der kumulierten Deckungsbeiträge verschiedener Kraftwerke in Abhängigkeit von der Jahresauslastung am Beispiel der beobachteten Spotmarktpreise für das Jahr 2011. Betrachtet werden dabei nur Kraftwerksoptionen, für die eine nicht ausreichende Fixkostendeckung vermutet werden kann. Aus diesem Grund werden Braunkohlenkraftwerke nicht in die Analyse einbezogen, da die Problematik der Fixkostendeckung bei den betrachteten Strompreisniveaus und dem sehr preiswerten Brennstoff Braunkohle hier kaum auftreten wird.

Abbildung 8 Entwicklung der Deckungsbeiträge aus dem Spotmarkt verschiedener Kraftwerksoptionen in Abhängigkeit von der Auslastung, 2011



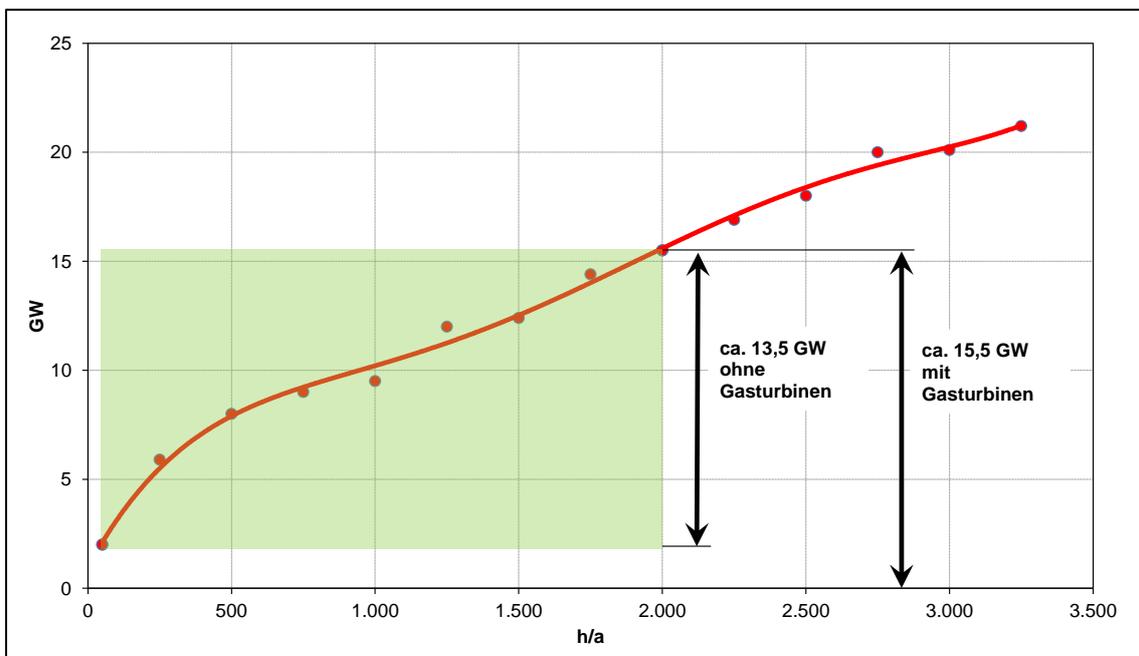
Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Darstellung zeigt, dass sich aus höheren kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Kosten) eine geringere Jahresauslastung ergibt und entsprechend geringere Beiträge zur Deckung der fixen Betriebskosten erwirtschaftet werden können. Ältere (größere) Steinkohlenkraftwerke mit Grenzkosten von ca. 50 €/MWh konnten damit im Jahr

2011 bei mehr als 1.500 Betriebsstunden den unteren Bereich der Fixkosten decken, gleiches gilt für neue Gaskraftwerke. Kleine Steinkohlekraftwerke und neue Gaskraftwerke waren 2011 – ohne Berücksichtigung der Erträge aus der kostenlosen Zuteilung im EU ETS – nicht in der Lage, die fixen Betriebskosten auch nur ansatzweise zu decken. Gleiches gilt für die Fixkostendeckung bei Gasturbinen, bei denen das Niveau der kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoff und CO<sub>2</sub>) am oberen Rand der dargestellten Bandbreite liegt.

Diese Auswertung der Situation für das Jahr 2011 lässt die Ableitung eines indikativen Niveaus der Jahresauslastung zu, unterhalb dessen die betrachteten Kraftwerksoptionen in Probleme mit der Fixkostendeckung geraten. In der Gesamtschau der verschiedenen Optionen lässt sich dieser Wert auf etwa 2.000 Benutzungsstunden eingrenzen, wobei nochmals auf den indikativen Charakter dieses Wertes hingewiesen werden soll, da die konkrete wirtschaftliche Gefährdung stark von Standortfaktoren und damit verbundenen Fixkosten abhängt.

Abbildung 9 Leistung fossiler Kraftwerke in Abhängigkeit von der Jahresauslastung



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 9 zeigt die Größenordnung der verschiedenen Kapazitätssegmente in der Abhängigkeit von der Jahresauslastung am Beispiel einer Strommarktmodellierung für das Jahr 2015. Die Übersicht verdeutlicht, dass hier ein Kraftwerkssegment von ca. 15,5 GW in einem Auslastungsbereich von weniger als 2.000 Stunden jährlich betrieben wird. Davon entfallen ca. 2.000 MW auf das Segment der Gasturbinen, also die klassischerweise auf den Spitzenlastbetrieb ausgelegten Anlagen. Entsprechende Auswertungen historischer Daten (Auslastung in Abhängigkeit von der vertikalen Netzlast) führen zu leicht niedrigeren Daten, hier ergibt sich ein Segment von ca. 13 GW.

Gleichwohl ergibt sich mit einer Bandbreite von 13 bis 15,5 GW ein robuster Korridor für die im Markt agierenden, jedoch von Stilllegung bedrohten Bestandsanlagen.

Neben diesen am Markt aktiven Kraftwerken ist mit Blick auf Stilllegungsgefährdungen auch die benötigte Kraftwerksreserve relevant, da die Leistung dieser Kraftwerke nur in extrem seltenen Fällen der Versorgungssicherheitsgefährdung nachgefragt wird. Entso-E veranschlagt für dieses Kraftwerkssegment aktuell einen Wert von 5% des Lastbedarfs, so dass sich hier für Deutschland ein Wert von etwa 4 GW ergibt.

Insgesamt ist so für die nächsten Jahre von einem stilllegungsbedrohten Kraftwerkssegment in der Größenordnung von 17 bis 20 GW auszugehen, wobei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen werden soll, dass sich diese Stilllegungen nicht schlagartig, sondern vor allem im Zyklus großer Revisionen, entsprechender Notwendigkeiten für Instandhaltungsinvestitionen sowie entlang der konkreten Möglichkeiten zur Minimierung der Stilllegungskosten (z.B. im Bereich des Personals) ergeben werden.

Im Bereich von weniger als 2.000 Betriebsstunden kommen heute typischerweise alte Steinkohlekraftwerke, GuD-Kraftwerke und Gasturbinen zum Einsatz. Kraftwerke in diesem Nachfragebereich werden mit ein bis zwei Starts täglich (morgens vor der Höchstinspeisung aus Photovoltaik und abends nach der Einspeisung aus Photovoltaik) eingesetzt werden müssen. Viele der Bestandskraftwerke werden sich hier nicht nur vor wirtschaftliche, sondern im Zeitverlauf auch zunehmend vor technische Probleme gestellt sehen. Darüber hinaus entsteht eine besondere Herausforderung für die moderneren GuD-Kraftwerke. Diese im Kontext der Energiewende mittel- und langfristige besonders wichtigen Anlagen werden zukünftig eine besondere Rolle spielen müssen. Denn sie sind für höhere Auslastungen geeignet, die sich vor allem im Zuge der saisonalen Unterschiede bei der Windstromerzeugung mittel- und langfristig als wichtig erweisen werden und emittieren etwa ein Drittel weniger CO<sub>2</sub> bzw. nutzen chemische Speichermedien um ein Drittel besser aus als Gasturbinen. Im aktuellen energiewirtschaftlichen Umfeld sind sie jedoch in erheblichem Maße stilllegungsbedroht.

Als Kraftwerksreserve dienen gegenwärtig alte Dampfkraftwerke auf Erdgasbasis sowie öl- und gasgefeuerte Gasturbinen. Diese Anlagen haben schon heute nahezu kein Erlöspotenzial mehr (vgl. Kapitel 0). Die Inbetriebnahme der neuen Kohlekraftwerke in den Jahren 2013 und 2014 wird die Bestandskraftwerke weiter verdrängen und den Stilllegungsdruck noch weiter erhöhen. Da Gasturbinen und Dampfkraftwerke auf Erdgasbasis bereits heute praktisch nicht mehr eingesetzt werden haben diese Anlagen keine ökonomische Perspektive mehr und werden ohne weitere Flankierung in naher Zukunft stillgelegt.<sup>19</sup>

Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien wird zu einer stetigen Vergrößerung dieses Marktsegmentes führen, da durch den Verdrängungseffekt immer mehr Kraftwerke weniger als 2.000 Benutzungsstunden erreichen würden. Die Abgrenzung

---

<sup>19</sup> Als Beispiel hierfür kann die Ankündigung von EON zur Stilllegung von drei erdgasgefeuerten Blöcken an den Standorten Irsching, Staudinger und Franken dienen.

des Bestandsanlagensegments über den Indikator Jahresauslastung würde die Verschärfung der Rahmenbedingungen für Bestandskraftwerke dynamisch abbilden und kompensieren, es handelt sich um einen dynamischen Integrationsmechanismus.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich das Segment der stilllegungsgefährdeten Kraftwerke vergleichsweise robust über die Jahresauslastung abgrenzen lässt. Bei einer vorläufig abgeschätzten Grenze von 2.000 Jahresbenutzungsstunden als Präqualifikationsbedingung von Bestandskraftwerken für die Teilnahme am Fokussierten Kapazitätsmarkt ergäbe sich für Deutschland ein Segment von ca. 17 bis 20 GW Kraftwerksleistung. Explizit hingewiesen sei an dieser Stelle auf die indikative Natur der hier präsentierten Schätzung. Bei der Umsetzung des Fokussierten Kapazitätsmarkts muss die konkrete Ermittlung des jeweiligen Segmentzuschnitts in einem transparenten Prozess erfolgen, der umfangreiche Konsultationen und Sensitivitätsbetrachtungen beinhalten sollte (vgl. Kapitel 5.6).

Mit Blick auf den für dieses Segment relevanten Kraftwerksbestand sowie die Notwendigkeit einer kurzfristigen Bestandssicherung sollte in einer ersten Phase von weiteren (technischen) Präqualifikationsanforderungen abgesehen werden. Im Zeitverlauf, d.h. jenseits des Zeithorizonts 2020, könnte jedoch geprüft werden, ob sich Flexibilitätsanforderungen oder Emissionsstandards auch für dieses Segment des Fokussierten Kapazitätsmarktes als sinnvoll und zielführend erweisen können.

### 5.2.2 Neubaukraftwerke

In Abhängigkeit von der Entwicklung des Kraftwerksbestandes wie auch bestimmt durch die Erwartung zur Entwicklung des Lastbedarfs werden in den nächsten zwei Dekaden erhebliche Investitionen in Neubaukraftwerke notwendig werden. Angesichts der absehbaren energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen kann sehr weitgehend davon ausgegangen werden, dass es sich dabei um Anlagen handelt, die sich im Grundsatz auch unter der Bedingung niedriger Jahresauslastungen wirtschaftlich darstellen lassen und durch eine eher niedrige Kapitalkostenintensität charakterisiert sind. Letztlich wird sich vor diesem Hintergrund der Zubau konventioneller Kraftwerke vor allem auf Erdgasbasis ergeben müssen.

Diese qualitativen Überlegungen werden durch die Ergebnisse quantitativer Modellanalysen bestätigt.<sup>20</sup> In den Analysen zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2013 (ÜNB 2012a) wird bis 2023 mit einem Neubau von Erdgaskraftwerken, für die bisher keine Bauentscheidung vorliegt, in einem Umfang von 8 GW und bis 2033 mit einem weiteren Neubau im Umfang von 18 GW gerechnet.<sup>21</sup> Die Zusammenstellung in

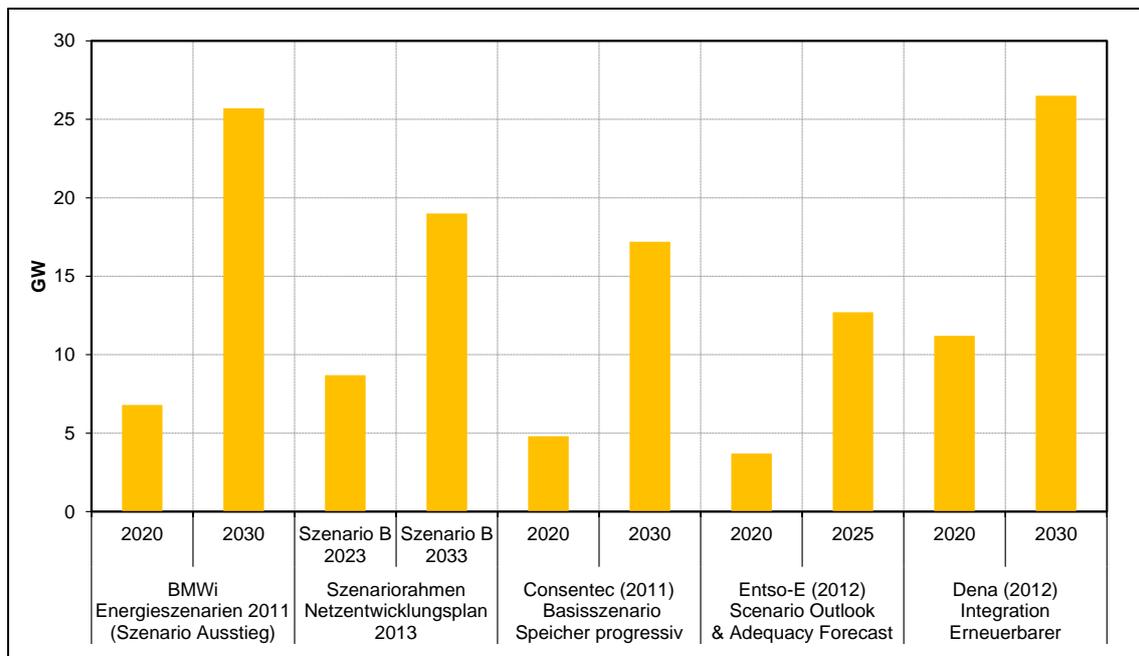
---

<sup>20</sup> Die Auswahl der hier näher analysierten Modellierungsarbeiten ergab sich in Abhängigkeit vom Sachverhalt, ob die Neubaukapazitäten explizit ausgewiesen wurden bzw. aus den Datengerüsten vergleichsweise einfach ableitbar waren.

<sup>21</sup> Mit Blick auf die betrachteten Modellierungsarbeiten ist die genaue Abgrenzung schwierig, welche Anlagen in den betrachteten Studien jeweils als im Bau befindlich definiert sind. Die

Abbildung 10 macht darüber hinaus deutlich, dass auch in anderen Modellierungsarbeiten ein Zubaubedarf in einer ähnlichen Größenordnung – bei teilweise erheblicher Streubreite – identifiziert wurde.<sup>22</sup>

Abbildung 10 *Zusätzlicher Neubaubedarf an Erdgaskraftwerken (zusätzlich zu den derzeit im Bau befindlichen Kapazitäten) in aktuellen Modellierungsarbeiten bis zu den Jahren 2020 und 2030*



Quelle: EWI/Prognos/GWS (2011), ÜNB (2012), Consentec/IAEW (2011), Entso-E (2012), Dena (2012), Berechnungen des Öko-Instituts

Anzahl der Neubauprojekte mit konkreten Baubeschlüssen für größere Projekte (>400 MW) in Deutschland auf Erdgasbasis ist jedoch überschaubar. In 2011 gab es Bauentscheidungen für die GuD-Kraftwerke in Bremen (445 MW) und in Hürth (430 MW). In 2012 gab es auch flankiert durch das novellierte KWKG positive Bauentscheidungen in Duisburg (535 MW) und Köln (450 bis 600 MW). Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2013 wurden die Projekte in Hürth, Duisburg und Köln noch als in Planung befindlich eingestuft. Entsprechend wurde die in Abbildung 10 dargestellte, neu zu bauende Kraftwerkskapazität um 1.500 MW reduziert. Mit dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2013 liegt die bisher am transparentesten dokumentierte Datenbasis zum Zubaubedarf im Bereich fossiler Kraftwerke vor. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wurde der Neubaubedarf an Erdgaskraftwerken in allen übrigen betrachteten Studien um 2 GW reduziert, um die vier oben genannten Neubauprojekte in keinem Fall doppelt zu zählen.

<sup>22</sup> Es muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass die Dokumentation der Ausgangsdaten in den anderen betrachteten Studien weniger gut ist und in der Regel Zubauten und Stilllegungen nicht differenziert ausgewiesen wurden. In Dena (2012) wird auch eine nicht nachvollziehbare Leistung von Erdgaskraftwerken von nur 14 GW im Jahr 2010 angegeben, dadurch ergibt sich rechnerisch ein besonders hoher Zubau).

Es besteht also die durchgängige Einschätzung, dass ein konkreter Bedarf für neue (Erdgas-) Kraftwerke besteht, wobei für die genaue Bedarfsfeststellung und dessen zeitliche Dimension gewissen Bandbreiten zu konstatieren sind, die überwiegend aus den o.g. Bestimmungsgrößen Lastbedarf und Entwicklung des Bestandskraftwerksparks resultieren dürften.

Insgesamt kann vor dem Hintergrund der Bandbreite aus den dargestellten Modellierungsarbeiten davon ausgegangen werden, dass bis zum Jahr 2020 ein Neubaubedarf von ca. 5.000 MW und für die Dekade von 2020 bis 2030 zusätzlich nochmals mindestens 15 bis 20 GW Gaskraftwerks-Kapazitäten ins System kommen müssten. Auch hier soll nochmals auf den indikativen Charakter dieser Abschätzung und die Notwendigkeit einer umfassenden Bewertung im Zuge der Parametrisierung und Umsetzung des Fokussierten Kapazitätsmarktes hingewiesen werden.

Geht man davon aus, dass die ersten Neuanlagenauktionen im Jahr 2015 durchgeführt werden und vier Jahre Vorlaufzeit benötigt wird, könnten die ersten Anlagen im Jahr 2019 ans Netz gehen. Insgesamt bestehen also etwa 10 Auktionstermine für Anlagen die bis Anfang 2030 am Netz sein sollen. Daraus würde sich ein jährliches Auktionsvolumen von 1.000 bis 2.000 MW je nach exakt festgestelltem Bedarf. Würden in den Jahren 2015, 2016 und 2017 Auktionen mit je 2.000 MW durchgeführt, können in den Jahren 2019, 2020 und 2021 insgesamt bis zu 6.000 MW Kapazität ans Netz gehen, um den Kernenergieausstieg abzusichern.

In einem Stromsystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien, mit einem Schwerpunkt auf Wind- und Solarstromerzeugung entstehen hohe Lastgradienten. Für den Zeithorizont bis 2030 werden flexible Erzeugungsoptionen benötigt, die in der Lage sind, die Lastdeckung auch bei Residuallaständerung von 30 bis 45 GW in einem Zeitraum von einer bis wenigen Stunden abzusichern (Consentec/IAEW 2011). Allein aus einem Ausbau der Fotovoltaik werden in der nächsten Dekade Lastgradienten von bis zu 12 GW pro Stunde entstehen (VDE 2012a). Wenn ein niedriges Lastniveau mit einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien zusammenfällt, wird es schon in dieser Dekade zu Zeiträumen kommen, in denen die erneuerbaren Energien die deutsche Stromversorgung komplett abdecken können (z.B. an einem Sonntag mit niedriger Last an einem Sommertag mit hoher Photovoltaikeinspeisung oder bei hoher Windeinspeisung in den lastarmen Nächten am Wochenende).

Vor diesem Hintergrund werden einerseits erhebliche Kraftwerkskapazitäten notwendig, die solche Lastgradienten realisieren können, andererseits aber möglichst keinen Kapazitätssockel schaffen, der das Stromversorgungssystem aus technischen oder ökonomischen Gründen als Must-run-Kapazität belastet. In diesem Kontext erweisen sich auch solche Kraftwerkskapazitäten als problematisch, die in hohen Auslastungsbereichen zwar sehr gute Lastwechselraten nachweisen können, unterhalb bestimmter Kapazitätsauslastungen aber diese Flexibilität nicht haben und damit letztlich Must-run-Kraftwerksscheiben darstellen.

Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, als Präqualifikationsanforderung für das Neuanlagensegment des Fokussierten Kapazitätsmarktes bestimmte Mindestflexibilitäten

festzulegen. Als sinnvoll erweist sich hier das Kriterium der schnellen Kaltstartfähigkeit. Dies bedeutet, dass die Anlagen einerseits komplett heruntergefahren werden können wenn eine ausreichende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verfügbar ist und die Residuallast stark zurückgeht. Andererseits müssen diese Anlagen wieder schnell hochgefahren werden können wenn das Angebot an erneuerbaren Energien sinkt und die Residuallast (schnell) steigt.<sup>23</sup>

Hinsichtlich des Präqualifikationskriteriums Flexibilität werden folgende Überlegungen zugrunde gelegt:

- Die Verfolgung von Flexibilitätskriterien, die auf eine hohe Laständerungsrate im Teillastbereich zwischen 50% und 100% der Nettoleistung oder auf eine niedrige Teillastfähigkeit abzielen (solche Parameter werden typischerweise von klassischen Grundlastkraftwerken erreicht), ist nicht sinnvoll.
- Mit Blick auf die o.g. Überlegungen bietet sich dagegen die Kaltstartflexibilität an. Hier könnte für die Präqualifikation die Anforderung gestellt werden, dass die Anlagen nach einem Kaltstart in höchstens einer Stunde auf Nennleistung angefahren werden können.<sup>24</sup>
- Mit dem Ziel der Vermeidung neuer Must-run-Kapazitäten auch im Teillastbereich sollte ein Mindestlastbereich von höchstens 20% der Nennlast erreicht werden.

Jenseits der Flexibilitätsanforderungen ist es – zur Sicherung der langfristigen Passfähigkeit der im Rahmen von Kapazitätsmärkten errichteten und für lange Zeiträume betriebenen Kraftwerksanlagen – sinnvoll, Mindestanforderungen bezüglich der spezifischen Treibhausgasemissionen zu stellen. Für die Spezifikation solcher Präqualifikationsanforderungen sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

1. Es sollte der Aufbau eines sehr CO<sub>2</sub>-intensiven Kapitalstocks ausgeschlossen werden.
2. Die Präqualifikationsanforderungen sollten jedoch die erreichbaren Nutzungsgrade von mit hohen Lastwechselraten betriebenen Kraftwerksanlagen berücksichtigen.
3. Das für die sehr flexible Residuallastdeckung verfügbare Technologieportfolio sollte angemessen reflektiert werden.

---

<sup>23</sup> Diese Situation tritt typischerweise auf, wenn nachmittags die Einspeisung der Fotovoltaik massiv zurückgeht.

<sup>24</sup> Die Stadtwerke Düsseldorf haben am 02.07.2012 zentrale Eckdaten ihres erdgasgefeuerten GuD-Neubauprojekts veröffentlicht. Die vorgesehene Gasturbine ist sehr flexibel und kann im Rahmen eines Schnellstarts nach 10 Minuten eine Leistung von 350 MW erbringen. Bei einer installierten Nettoleistung von 595 MW kann in 10 Minuten also mehr als 50% der Nennleistung erreicht werden. <http://www.swd-ag.de/unternehmen/erzeugungsanlagen/lausward.php>.

4. Die Präqualifikationsbedingungen sollten auch bivalente Anlagenkonzepte (Erdgas-/Heizölfeuerung) ermöglichen, die sich v.a. für den Fall eingeschränkter Erdgasverfügbarkeit (z.B. als Folge von Kapazitätseinschränkungen im Erdgasnetz) mit Blick auf die Versorgungssicherheit als sinnvoll erweisen können.

Als emissionsseitige Präqualifikationsanforderung für das Neubausegment des Fokussierten Kapazitätsmarkts könnte vor diesem Hintergrund ein Wert von 600 g CO<sub>2</sub>/kWh festgelegt werden. Bivalent betriebene Gasturbinen (50% Heizöl leicht, 50% Erdgas) mit einem Wirkungsgrad von 40% erreichen spezifische Emissionen von 585 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Im Zusammenwirken des Ausschreibungsmechanismus (reizt v.a. niedrig kapitalintensive Investitionen an), der Situation bei den Brennstoffkosten (Erdgas steht preiswerter zur Verfügung als Heizöl, Anlagen auf Heizölbasis werden deswegen tendenziell kürzer betrieben) und den Präqualifikationsanforderungen bzgl. Flexibilität und Emissionsgrenzwerten kann mit hoher Wahrscheinlichkeit und sehr weitgehend ausgeschlossen werden, dass die hier beschriebene Variante eines Kapazitätsmarktes zum Aufbau eines langfristig kontraproduktiven, CO<sub>2</sub>-intensiven Kapitalstocks beitragen kann.

Insbesondere in der ersten Phase könnten darüber hinaus regionale Einschränkungen für die Ausschreibungen im Neuanlagensegment erfolgen, so dass in den ersten Jahren bzw. in der Phase, in der Netzengpässe eine besondere Rolle spielen werden, das Neuanlagensegment primär auf die Errichtung von Kraftwerkskapazitäten in Regionen mit netzengpassbedingten Knappheitssituation auf der Erzeugungsseite ausgerichtet werden kann.

Präqualifikationsanforderungen sind europarechtlich zulässig. In Artikel 8 Abs. 1 der Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 (EltRL) sind sie ausdrücklich vorgesehen. Nach Artikel 8 Abs. 1 EltRL gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass neue Kapazitäten oder Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen im Interesse der Versorgungssicherheit über ein Ausschreibungsverfahren oder ein hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien bereitgestellt bzw. getroffen werden können. Nach Artikel 8 Abs. 3 Unterabs. 3 Satz 2 EltRL können sich diese Kriterien auch auf die in Artikel 7 Abs. 2 EltRL genannten Aspekte beziehen. In Artikel 7 Abs. 2 lit. c) EltRL ist der Umweltschutz sowie in Artikel 7 Abs. 2 lit. k) EltRL der CO<sub>2</sub>-Emissionswert genannt, sodass spezifische Anforderungen an die zulässigen Treibhausgasemissionen im Ausschreibungsverfahren gestellt werden können. Nach Artikel 7 Abs. 2 lit. j) EltRL können auch Anforderungen an die Flexibilität zum Ausgleich volatiler Einspeisungen aus erneuerbaren Energien gestellt werden, sodass eine schnelle Kaltstartfähigkeit ein ebenso valides Kriterium zur Qualifikation der kapazitätserweiternden Anlagen darstellt.

Um sicherzustellen, dass sich tatsächlich nur solche Neubaukraftwerke an einer Ausschreibung beteiligen, deren Realisierung gesichert ist, sollte der Anlagenbetreiber schließlich einen Nachweis erbringen, dass die Realisierung des Neubauprojekts überwiegend wahrscheinlich ist. Dieser Nachweis ist anhand folgender Kriterien möglich:

- Bestehen eines gesicherten Anspruches auf das Grundstück, auf dem das Neubaukraftwerk errichtet werden soll,
- Vorlage einer öffentlich-rechtlichen Genehmigung im Sinne eines Bauvorbescheides oder einer (Teil-)Genehmigung nach BImSchG, welche jedenfalls die grundsätzliche planungs- und immissionsschutzrechtliche Zulässigkeit des Projektes feststellt, und
- Lieferverträge, die die Lieferung der wesentlichen Anlagenkomponenten umfassen oder entsprechende gesicherte Optionen auf deren Lieferung.

Eine gesicherte Finanzierung kann hingehen nicht als Teilnahmebedingung für die Ausschreibung gefordert werden. Denn die Zuschlagserteilung in der Ausschreibung ist erst eine der Voraussetzungen einer gesicherten Finanzierung.

Zu klären ist in diesem Zusammenhang auch, wie eine rechtliche Abgrenzung zwischen Alt- und Neuanlagen zum Stichtag des Inkrafttretens der Kapazitätsmarktregelung aussehen kann.

Eine Abgrenzung sollte sich daran zu orientieren, inwieweit das Kapazitätsentgelt noch eine Anreizwirkung auf den Anlagenbetreiber ausüben kann. Wenn dieser seine Investitionsentscheidung bereits endgültig getroffen hat, ist eine Einbeziehung in die Ausschreibung als Neuanlage nicht mehr sinnvoll.

Allerdings ist der Zeitpunkt der endgültigen Investitionsentscheidung schwer nachzuweisen. Abgestellt werden könnte daher auf die technische Betriebsbereitschaft der Anlage, wie sie in § 3 Nr. 5 EEG gefordert wird, einschließlich des Vorliegens der öffentlich-rechtlichen Genehmigungen. Technisch betriebsbereit ist eine Anlage dann, wenn sie fertig gestellt ist, also grundsätzlich und tatsächlich dauerhaft Strom erzeugen kann (Oschmann in: Danner/Theobald, Energie, 74. EL 2012, § 3 Rn. 79). Demgegenüber kann der Zeitpunkt der Inbetriebnahme willkürlich durch den Anlagenbetreiber verschoben werden, um eine Anerkennung als Neuanlage zu bewirken, sodass die Inbetriebnahme sich nicht als Abgrenzungsmerkmal anbietet.

### 5.2.3 Verbrauchsseitige Maßnahmen

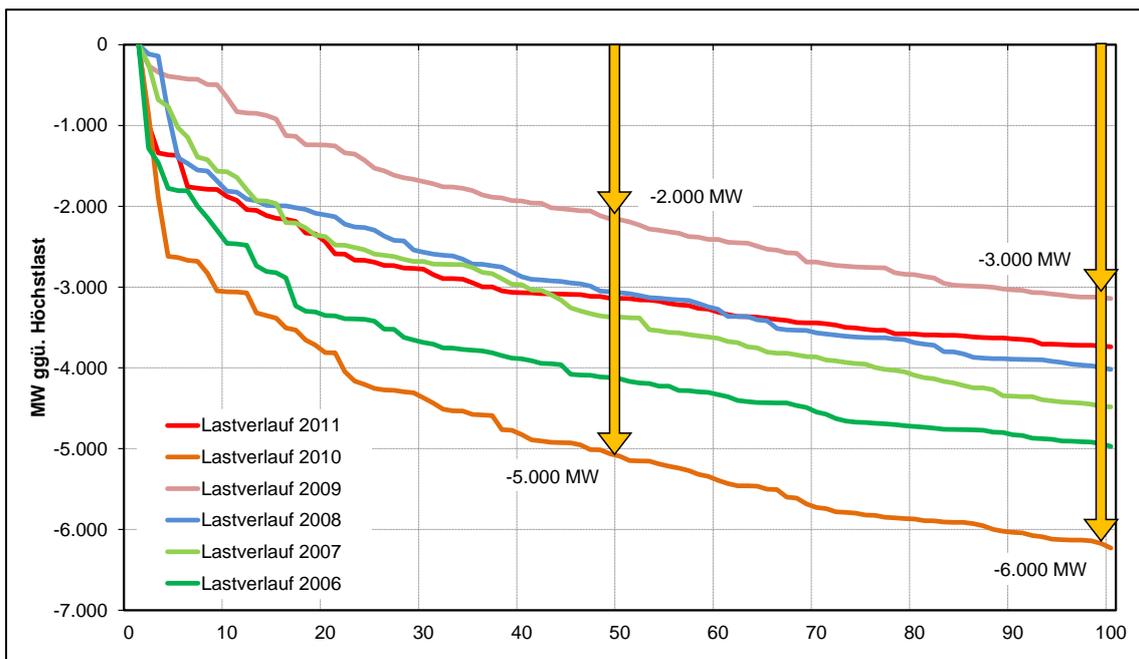
Der potenziellseitig mögliche Beitrag steuerbarer Last zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird in Deutschland und Europa bei Weitem nicht ausgeschöpft. Zwar sind derzeit in den Reservemärkten bereits große industrielle Verbraucher (Thyssen-Krupp, Trimet etc.) und unterschiedliche Aggregatoren aktiv, jenseits der Regelenergiemarktes ist das Segment der steuerbaren Lasten für die Flexibilisierung der Stromnachfrage jedoch aus ganz unterschiedlichen Gründen nur unzureichend erschlossen. Die bisher beobachteten Preissignale aus dem Energy-only-Markt bilden derzeit offensichtlich keine ausreichende Grundlage für Geschäftsmodelle, mit denen das Potenzial der steuerbaren Lasten besser erschlossen werden kann. Erklärbar ist dies mit Blick auf die entsprechenden Unwägbarkeiten, aber auch die Risikoaversion bzw. den Hedging-Bedarf vieler großer und mittlerer Verbraucher sowie die fehlende Leistungsmessung und -abrechnung vieler mittlerer und kleiner Verbraucher. Gerade vor dem

Hintergrund dieser ja durchaus vielfältigen Barrieren für die Erschließung des Potenzial nachfrageseitiger Hemmnisse ist auch nicht zu erkennen, dass sich diese Situation im Rahmen des heutigen Energy-only-Marktes ändern könnte (SEDC 2011).

Dabei sind die Potenziale erheblich, sowohl einzelne Sektoranalysen (FfE 2010, Paulus/Borggreve 2011, SEDC 2011, VDE 2012b) als auch Erfahrungen aus anderen Märkten (PJM 2011) zeigen, dass ein signifikanter Teil des Last- und Flexibilitätsbedarfs über steuerbare Lasten gedeckt werden kann. Insbesondere gilt dies für den Fall, dass der Bereich steuerbarer Lasten über Aggregatoren erschlossen werden soll und so auch das Segment der kleinen und mittleren Verbraucher für entsprechende Maßnahmen erschlossen werden kann.

Für Deutschland dürfte in den nächsten Jahren ein Potenzial steuerbarer Lasten von 1.000 bis 3.000, mittelfristig mindestens in der Größenordnung von 3.000 bis 5.000 MW erschlossen werden können, wobei diese Potenziale sehr stark von der Dauer der Lastbedarfssenkung bzw. -verschiebung abhängen (FfE 2010).

Abbildung 11 Differenz zur Höchstlast für die 100 lasthöchsten Stunden in Deutschland, 2006 bis 2011



Quelle: Entso-E, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 11 verdeutlicht diese Größenordnung. Mit Ausnahme des Krisenjahrs 2009<sup>25</sup> hätte damit die Höchstlast im deutschen Stromversorgungssystem um 3.000 bis 5.000 MW verringert werden können, wenn in insgesamt 50 Stunden eine Lastverlage-

<sup>25</sup> Im Jahr 2009 lag die Höchstlast (nach den Daten des European Network of Transmission System Operators for Electricity – Entso-E) um mehrere Tausend Megawatt unter den Vergleichswerten der anderen dargestellten Jahre.

rung umgesetzt worden wäre. Bei einer Verlagerung für insgesamt 100 Stunden läge die mögliche Höchstlastreduktion im Bereich von 4.000 bis 6.000 MW.

Die Schaffung einer transparenten und berechenbaren Nachfrage für den Bereich steuerbarer Lasten gilt dabei – gerade aus Sicht der entsprechenden (potenziellen) Marktteilnehmer – als wesentliche Voraussetzung für die Ausschöpfung der bestehenden Potenziale, eine Integration in Kapazitätsmärkte wird gerade vor dem Hintergrund der internationalen Erfahrungen als besonders erfolgversprechende Strategie gesehen (SEDC 2011).

Eine Integration der steuerbaren Lasten in den Kapazitätsmarkt anstelle der Schaffung gesonderter Instrumente zur Erschließung des Potenzials steuerbarer Lasten ist auch vor dem Hintergrund der Tatsache geboten, dass nachfrageseitige Lastreduktionen bzw. –verschiebungen einerseits einen erheblichen Beitrag zur Liquiditätserhöhung im Kapazitätsmarkt leisten können und damit dessen Funktionalität (intensiveres Entdeckungsverfahren, Abbau von Marktmacht etc.) deutlich verbessern können. Andererseits können steuerbare Lasten – direkt wie auch über Aggregatoren – vergleichsweise unaufwändig in den Kapazitätsmarkt einbezogen werden, da der Lastabbau für begrenzte Zeiträume auch ohne erheblichen methodischen Aufwand sehr gut abgegrenzt und nachgewiesen werden kann. Größere Herausforderungen ergeben sich für die (Vorlauf-) Zeiträume, in denen steuerbare Lasten verbindliche Verpflichtungen übernehmen können. Hier wird im Regelfall von den in der Industrie üblichen Planungshorizonten im Bereich von 3 bis maximal 6 Jahren ausgegangen werden müssen. Angebote aus dem Bereich steuerbarer Lasten werden damit in dem Segment des Fokussierten Kapazitätsmarkts angebotsfähig sein, in dem Produkte mit Laufzeiten in maximal dieser Größenordnung nachgefragt werden. Aus dieser Perspektive ergibt sich eine sinnvolle Integrationsoption für das Segment der Bestandskraftwerke, für das vergleichbare Laufzeiten in Frage kommen (vgl. Kapitel 5.2.1).

Jenseits der Integration steuerbarer Lasten in den Kapazitätsmarkt kommt ggf. auch die Einbeziehung von Energieeffizienz-Programmen in Frage. Die internationalen Erfahrungen (PJM 2011) zeigen hier jedoch, dass der Nachweis von entsprechenden Lasteffekten und vor allem deren Zusätzlichkeit eine methodisch komplexe Herausforderung darstellt. Die Einbeziehung solcher Programme ist deshalb für die erste Phase der Kapazitätsmarkt-Einführung nicht angeraten, die Grundlagen für die Einbeziehung von Energieeffizienzmaßnahmen oder -programmen müssten dann ggf. über die Zeit entwickelt werden.

Es begegnet keinen europarechtlichen Bedenken, zunächst nur steuerbare Lasten in den Kapazitätsmarkt zu integrieren und Energieeffizienzmaßnahmen von dem Kapazitätsmarkt auszuschließen:

Nach Artikel 8 Abs. 1 EitRL gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass neue Kapazitäten oder Energie-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen im Interesse der Versorgungssicherheit über ein Ausschreibungsverfahren *oder* ein hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien bereitgestellt bzw. getroffen werden können. Nach Artikel 8 Abs. 1 EitRL haben die Mitglied-

staaten also die Wahl, ob sie neue Kapazitäten oder Energie-/Nachsteuerungsmaßnahmen ausschreiben.

Die Begriffe Energieeffizienz und Nachfragesteuerung werden in Artikel 2 Nr. 29 EitRL definiert als „ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, indem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazität eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen.“

Hieraus könnte sich ein Vorrang von Energieeffizienz und Nachfragesteuerungsmaßnahmen vor Investitionen zur Steigerung von Erzeugungskapazitäten, also Kraftwerksbauten und Investitionen in Bestandskraftwerke, ergeben, sodass eine Pflicht zur Einbeziehung von Energieeffizienzmaßnahmen in den Kapazitätsmarkt bestünde.

Ein solcher Vorrang besteht nach Artikel 2 Nr. 29 EitRL jedoch „von Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz *oder* anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen“. Danach müssen die Mitgliedstaaten nicht beide Modelle in den Kapazitätsmarkt integrieren, sondern haben ein Wahlrecht, nur eines der Ansätze oder beide dem Ausschreibungsverfahren nach Artikel 8 Abs. 1 EitRL zuzuführen. Daher ist es unschädlich, dass im Rahmen des fokussierten Kapazitätsmarktes zunächst nur steuerbare Lasten, die „andere Maßnahmen wie unterbrechbare Lieferverträge“ im Sinne von Artikel 2 Nr. 29 EitRL darstellen, in die Kapazitätsmärkte einbezogen werden und Energieeffizienzmaßnahmen erst zeitlich versetzt integriert werden.

Solche „anderen Maßnahmen“ haben aber nach Artikel 2 Nr. 29 EitRL grundsätzlich Vorrang vor der Schaffung neuer Kapazitäten, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen. Im vorliegenden Konzept werden die nachfragesteuernden Maßnahmen dagegen parallel zur Schaffung neuer Kapazitäten aus Bestands- und Neuanlagen ausgeschrieben. Damit dies zulässig ist, bedarf es einer Feststellung, dass die Nachfragesteuerung isoliert nicht die wirksamste und wirtschaftlichste Option unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten darstellt.

Eine solche Feststellung kann nur durch den nationalen Gesetzgeber getroffen werden, der hierbei einen gewissen Beurteilungsspielraum hat, EuGH, Urt. v. 25. 2. 2010, Az.: C-562/08, NVwZ 2010, 629, 630 – *Müller Fleisch-GmbH/Land Baden-Württemberg*. Durch das Ausschreibungsverfahren an sich ist aber bereits sichergestellt, dass sich zwischen den steuerbaren Lasten und der Schaffung von neuen Kapa-

zitäten die wirksamste und wirtschaftlichste Option zwischen der Herstellung von Kapazitäten und der Nachfragesteuerung durchsetzt. Denn in diesem Rahmen wird die größte Kapazitätseinsparung/-herstellung zu den geringsten Kosten gefördert.

### 5.3 Produkte des Kapazitätsmarktes

Das Ziel des hier vorgestellten Fokussierten Kapazitätsmarktes besteht zunächst darin, die Versorgungssicherheit durch Sicherung

- eines ausreichenden Segments von fossilen Bestandskraftwerken,
- des notwendigen Zubaus von neuen Kraftwerken bzw.
- der Bereitstellung äquivalenter Kapazitäten durch entsprechende Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten

so zu gewährleisten, dass die sekundären Ziele für das Kapazitätsinstrument (Kostengünstigkeit für die Verbraucher, Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems etc.) möglichst weitgehend erfüllt werden können. Notwendigerweise haben diese verschiedenen Dimensionen der Primär- und Sekundärziele des Kapazitätsmarktes Auswirkungen auf die Spezifikation der auf dem Kapazitätsmarkt gehandelten Produkte.

Aus dem Ziel des Kapazitätsmarktes, der wettbewerblichen Erzeugung von Zahlungsströmen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten bzw. äquivalenter Maßnahmen auf der Nachfrageseite ergibt sich zwangsläufig die erste Spezifikation des Kapazitätsmarktproduktes, die Zahlung für die Bereitstellung einer bestimmten Kapazität (in einem bestimmten Zeitfenster).

Spezifiziert werden muss zunächst aber auch, über welchen Zeitraum diese Zahlungen erfolgen und wie im Gegenzug die entsprechenden Kapazitäten bereitgestellt werden sollen.

Wenn für die Erfüllung (und ggf. auch für die Kapazitätszahlung) durchgängig sehr kurze Zeiträume vorgegeben werden, so wird dies insbesondere im Neuanlagensegment zu erheblichen Risikozuschlägen führen. Als sinnvoll erweist sich damit eine Laufzeit des Produktes, die sich an der wirtschaftlichen Lebensdauer von repräsentativen Maßnahmen zur Leistungserbringung im jeweiligen Segment orientiert. Für das Bestandsanlagensegment sind dies eher kürzere Fristen, für das Neuanlagensegment eher längere Fristen.

Einen weiteren Ausgangspunkt für die folgenden Überlegungen und Erwägungen bildet die Annahme, dass es sinnvoll ist, die Kapazitätszahlungen über den Zeitraum zu strecken, über den auch die Kapazitätsbereitstellung erbracht werden soll<sup>26</sup>.

---

<sup>26</sup> Zwar sind auch prinzipiell auch Modelle denkbar, in denen die Zeiträume für Kapazitätszahlungen und Kapazitätsbereitstellung voneinander abweichen, diese würden dann aber zu erheblichem zusätzlichem Regelungsbedarf im Bereich Compliance führen und erscheinen so nicht als sinnvoll.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich folgende Überlegungen für die Abgrenzung der Produkte des Fokussierten Kapazitätsmarktes:

- Nur Kapazitätzahlungen über einen längeren Zeitraum (10 bis 15 Jahre) bilden wahrscheinlich eine hinreichende Basis für Investitionen in neue Kraftwerke (ohne erhebliche Risikoaufschläge). Die Dauer der Kapazitätzahlung ergibt sich dabei aus einem Kompromiss zwischen Investoren- und Konsumenteninteressen. Während Investoren in der Regel Stauchungsmodelle für Kapazitätzahlungen bevorzugen, ist aus Konsumentensicht die Streckung über einen längeren Zeitraum geboten.
- Kapazitätzahlungen für längere Zeiträume sind wahrscheinlich für Bestandskraftwerke wenig sinnvoll (technische Risiken bei Altanlagen und begrenzte Restlaufzeiten) und schließen wahrscheinlich einen Großteil der Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten aus (v.a. mit Blick auf die Lebensdauer der entsprechenden Anlagen bzw. auf industrielle Planungszeiträume) bzw. würden entsprechende (erhebliche) Risikozuschläge nach sich ziehen.
- Kapazitätzahlungen über sehr kurze Zeiträume (z.B. 1 Jahr) würden die Bestandssicherung von Altanlagen mit Nachrüstungsbedarf bzw. erheblichen Zeitbedarf für die Personalanpassungen teilweise fraglich machen bzw. Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten, die mit Investitionen verbunden wären, erheblich erschweren bzw. wiederum zu erheblichen Risikoprämien führen. Bei Kapazitätzahlungen und Leistungserbringung über 4 Jahre könnte ein erheblicher Teil dieser Probleme deutlich an Bedeutung verlieren.

Vor diesem Hintergrund erscheinen die folgenden Zeiträume für Kapazitätzahlungen als sinnvoll:

- Kapazitätzahlungen und Leistungserbringung über 15 Jahre für Anlagen, die an der Neuanlagenauktion teilnehmen;
- Kapazitätzahlungen und Leistungserbringung über 4 Jahre für Anlagen bzw. Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten, die an der Bestandsanlagenauktion teilnehmen und die (kleinere) Investitionen bzw. andere Bindungen (Personalanpassungen etc.) erforderlich machen;
- Kapazitätzahlungen und Leistungserbringung über 1 Jahr für Anlagen bzw. Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten, die an der Bestandsanlagenauktion teilnehmen und für die die o.g. Restriktionen nicht relevant sind.

Während die erstgenannte Spezifikation exklusiv der Ausschreibung für das Neuanlagensegment zugeordnet werden kann, ist es für das Bestandsanlagensegment sinnvoll, ein Produktportfolio auszuschreiben, beispielsweise:

- 75% der ausgeschriebenen Kapazität für das Vierjahresprodukt,
- 25% der ausgeschriebenen Kapazität für das Einjahresprodukt.

Auktionen für das Bestandsanlagensegment würden damit alle vier Jahre für das erstgenannte und jährlich für das letztgenannte Produkt erfolgen, so dass eine gewisse

Mindestfrequenz und -liquidität für die Auktionen für Bestandskapazitäten bzw. Nachfragemanagement gesichert werden kann.

Diese unterschiedliche Behandlung von Neu- und Altanlagen ist nach der EItRL zulässig. Die Definition des Ausschreibungsverfahrens nach Artikel 2 Nr. 24 EItRL umfasst eine Ausschreibung von Kapazitäten aus neuen oder bestehenden Erzeugungsanlagen. Artikel 8 Abs. 1 EItRL regelt dagegen nur die Ausschreibung von neuen Kapazitäten. Nach Artikel 8 Abs. 4 EItRL müssen auch Angebote für langfristig garantierte Lieferungen von Elektrizität aus bestehenden Produktionseinheiten in Betracht gezogen werden, sofern damit eine Deckung des zusätzlichen Bedarfs möglich ist. Eine solche Deckung des zusätzlichen Bedarfs ist nur dann zu erwarten, wenn die betreffende Anlage stillgelegt werden sollte und durch die Ausschreibung die Stilllegung verhindert worden ist, da alle übrigen Bestandsanlagen bereits in die Berechnung der vorhandenen Kapazitäten eingeflossen sind und daher nicht erneut bei der Senkung des Kapazitätsbedarfs berücksichtigt werden können. Eine Absenkung der Benutzungsstunden unter 2.000 pro Jahr, ab der eine Stilllegung wegen verfehlter Erwirtschaftung der Deckungsbeiträge droht, ist daher ein zulässiges Abgrenzungskriterium unter der EItRL.

Auch eine Differenzierung zwischen Bestands- und Neuanlagen hinsichtlich der Dauer der ausgeschriebenen Kapazitäten von einem, vier und zehn (fünfzehn) Jahren ist gerechtfertigt. Denn Bestandsanlagen sind häufig bereits vollständig abgeschrieben und daher nicht auf die langfristige Einnahme von Kapazitätsentgelten angewiesen. Diejenigen Betreiber einer Altanlage, die kleinere Investitionen getätigt haben, sind durch den vierjährigen Ausschreibungszeitraum in zulässiger Weise von Betreibern von Altanlagen abgegrenzt, die keinerlei Investitionen getätigt haben. Denn diese unterliegen keinerlei Investitionsrisiko.

Als Gegenleistung für die Kapazitätszahlung stellen die Anbieter Kapazitäten bzw. erbringen gleichwertige Leistungen im Bereich steuerbarer Lasten. Mit Blick auf die anstehende Umgestaltung des Stromversorgungssystems ist es jedoch sinnvoll, die Nachfrage nicht ausschließlich auf die Bereitstellung von Kapazitäten auszurichten, sondern diese Kapazitäten entlang der Zukunftsanforderungen ggf. noch weiter zu qualifizieren:

- Unmittelbar naheliegend ist dies für die Flexibilität der im Rahmen des Kapazitätsmarkts finanzierten Neuanlagen, die langfristig im System verbleiben. Hier werden Kaltstartfähigkeit, hohe Lastgradienten und ggf. Teillastwirkungsgrade eine besondere Rolle spielen. Entsprechende Anforderungen können zur Gewährleistung der dynamischen Effizienz des Stromsystems als Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme an der Neuanlagenauktion vorgegeben werden (vgl. Kapitel 5.2.2).
- Vor dem Hintergrund der bis auf weiteres existierenden Netzengpässe in Deutschland ist darüber hinaus zumindest in einer ersten Phase eine Beschränkung der Neuanlagenauktion auf bestimmte Netzregionen sinnvoll (z.B. für bis 2025 umgesetzte Kraftwerksprojekte).

- Weniger dringlich bzw. naheliegend sind entsprechende Vorgaben im Bereich von Bestandsanlagen und Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten, da die entsprechenden Anlagen bzw. Maßnahmen eher mit einem kurzfristigen Horizont zum Einsatz kommen bzw. wirksam werden. In einer späteren Phase können ggf. für Bestandskraftwerke ebenfalls Flexibilitäts- und Emissionsanforderungen eingeführt werden.

Die in der Auktion erfolgreichen Anbieter müssen einen Nachweis über ihren Beitrag zur Kapazitätssicherung erbringen, der für die (verschiedenen) Produkte des Kapazitätsmarkts ebenfalls spezifiziert werden muss:

- Unabdingbar ist ein solcher Nachweis für Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten. Internationale Vorbilder wie z.B. der PJM-Kapazitätsmarkt (PJM 2011) sehen hier den Abruf von Lastsenkungsmaßnahmen für bis zu zehnmal im Jahr von jeweils bis zu 6 Stunden vor. Vor dem Hintergrund des erschließbaren Potenzials könnte hier aber auch auf kürzere Zeiträume abgestellt werden.
- Für Kraftwerkskapazitäten ist der Nachweis zu erbringen, dass diese in den für die Versorgungssicherheit relevanten Zeiträumen für die Produktion zur Verfügung gestanden haben. Dies wird angesichts der für diese Zeiträume zu erwartenden Preisniveaus am Spotmarkt im Regelfall anzunehmen sein, zusätzlich könnte dies beispielsweise über ein Gebot an der Strombörse oder eine entsprechenden Lieferverpflichtung nachzuweisen sein.
- Die entsprechenden Anlagen müsste eine Mindest-Zeitverfügbarkeit im Peak-Bereich nach VGB (2008) nachweisen. Mit Blick auf die entsprechenden Anlagenklassen wäre eine Mindest-Zeitverfügbarkeit für den Peak-Bereich von 90% sinnvoll und angemessen.

Mit diesen Anforderungen wäre ein Nachweis der physischen Verfügbarkeit der entsprechenden Anlagen erbracht.

Zur Begrenzung der Kosten für die Stromverbraucher ist es sinnvoll, den Nachweis der physischen Verfügbarkeit mit einer Call-Option für die erfolgreichen Bieter im Kapazitätsmarkt zu verbinden. Mit der Call-Option erwirbt die zuständige Stelle das Recht auf die Zahlung des Differenzbetrages zwischen dem am Großhandelsmarkt erzielbaren Spot-Preis und einem fest definierten Schwellwert (Ausübungspreis). Dieser Ausübungspreis liegt sinnvollerweise (mit einem gewissen Sicherheitsabstand) oberhalb der Grenzkosten des Grenzanbieters im System und würde Knappheitspreise am Strommarkt nicht verhindern, gleichzeitig aber die Knappheitsprämien abschöpfen und diese zur Dämpfung der Kosten für die notwendigen Kapazitäts-Umlagen bei den Verbrauchern verfügbar machen.

Diese Kombination der (physischen) Kapazitätsbereitstellung mit Call-Optionen ist dabei nicht notwendigerweise geboten, zur Dämpfung der Kosten für die Verbraucher jedoch sinnvoll. Die Alternative, im Kapazitätsmarkt ausschließlich Kapazitätsoptionen (ohne physischen Verfügbarkeitsnachweis) zu handeln, ist mit Blick auf die reale Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht sinnvoll, da mit diesem Modell die Mög-

lichkeit der rein finanziellen Erfüllung eröffnet würde, die ggf. dann nicht zur Bereitstellung der notwendigen Kapazitäten im Knappheitsfall führen und das Ziel des Kapazitätsmarkts ad absurdum führen könnte.

Zusammenfassend lassen sich für das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes folgende Produktstrukturierungen ableiten:

1. für Neuanlagen Kapazitätzahlungen über 15 Jahre, verbunden mit technischen Qualifikationsanforderungen, in einer Einführungsphase möglicherweise mit Begrenzung auf Regionen mit Netzengpässen und einem Nachweis der physischen Verfügbarkeit sowie gebunden an eine Call-Option;
2. für Bestandsanlagen Kapazitätzahlungen über 1 Jahr, verbunden mit einem Nachweis der physischen Verfügbarkeit sowie gebunden an eine Call-Option (technische Qualifikationsanforderungen können in einer späteren Phase als Anforderung hinzutreten), ausgeschrieben mit einem Volumen von ca. 25% des Bestandsanlagensegments;
3. für Bestandsanlagen Kapazitätzahlungen über 4 Jahre, verbunden mit einem Nachweis der physischen Verfügbarkeit sowie gebunden an eine Call-Option (technische Qualifikationsanforderungen können in einer späteren Phase als Anforderung hinzutreten), ausgeschrieben mit einem Volumen von ca. 75% des Bestandsanlagensegments;
4. Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten können im Bestandsanlagensegment an der Auktion für beide Produkte teilnehmen, verbundenen mit der Gewährleistung eines Abrufs von beispielsweise 10 Mal für bis zu 6 Stunden (oder weniger).

Mit einer solchen Produktstruktur kann ein Markt mit einer sinnvollen Auktionsfrequenz aufgesetzt werden (siehe Kapitel 5.4), der eine zunehmender Liquidität sowie die notwendigen Lerneffekte und eine hinreichende Anpassungsfähigkeit erwarten lässt.

## 5.4 Auktionen und Erfüllung

Die Auktion von Kapazitäten (Kraftwerke oder steuerbare Lasten) bildet ein zentrales Element des Fokussierten Kapazitätsmarkts. Für die Spezifikation des Auktionsverfahrens sind folgende zentrale Aspekte zu behandeln (Matthes/Neuhoff 2007):

1. Wer soll für die Auktion teilnahmeberechtigt sein?
2. Welche Anzahl von Runden sollte die Auktion umfassen?
3. Welcher Preisbildungsmechanismus sollte der Auktion zugrunde liegen?
4. In welcher Frequenz sollten die Kapazitätsauktionen erfolgen?
5. Sollten Mengenrestriktionen für die Angebote eingeführt werden?
6. Sollte ein spezifisches Marktmonitoring erfolgen?

Weitere Ausgestaltungsoptionen auf der prozeduralen Ebene (z.B. hinsichtlich der Frage, wer die Auktion abhalten sollte) werden im Kapitel 5.6 behandelt.

Die Grundstruktur der Auktionen ergibt sich zunächst aus den zwei Segmenten des Fokussierten Kapazitätsmarktes, der Bestandsanlagenauktion (unter Einbeziehung steuerbarer Lasten) sowie der Neuanlagenauktion. Vorgesehen ist damit also grundsätzlich die Durchführung von zwei verschiedene Auktionen.

Die Teilnahmeberechtigung an der bzw. den Auktionen ergibt sich relativ stringent aus der Abgrenzung der Segmente und Produkte:

- Teilnahmeberechtigt sind die Rechtspersonen, die über physische Kapazitäten verfügen bzw. im Präqualifikationsverfahren nachgewiesen haben, dass sie über physische Kapazitäten verfügen werden.
- Diese Rechtspersonen müssen darüber hinaus die wirtschaftlichen und rechtlichen Voraussetzungen erfüllen, die zum Eingehen einer Verpflichtung für eine Call-Option notwendig sind.<sup>27</sup>

Die Zahl der Auktionsrunden hängt stark von der verfügbaren Marktinformation ab. Auktionen in sehr liquiden Märkten mit hoher Akteursvielfalt, in denen ein hohes Maß an Informationen verfügbar und transparent ist, werden im Regelfall als Einrundenauktionen abgehalten. Dies ist beispielsweise für die Auktionen auf den Energie- und CO<sub>2</sub>-Märkten der Fall. Bei Auktionen, die in deutlich stärkerem Maße der Preisentdeckung dienen und bei denen erhebliche Unsicherheiten herrschen (als Extrembeispiel seien hier die Auktionen für Mobilfunk-Lizenzen genannt), wird dagegen oft das Mehrundenverfahren eingesetzt.

Trotz der großen Nähe zu den Brennstoff-, Strom-, Regelenergie- und CO<sub>2</sub>-Märkten sind Kapazitätsauktionen zumindest in der ersten Phase durch erhebliche Unsicherheiten und wahrscheinlich eine begrenzte Akteursvielfalt gekennzeichnet.

Vor diesem Hintergrund – und mit Blick auf die internationalen Erfahrungen – bietet sich ein Mehrundenverfahren an, das mit Blick auf die Begrenzung der Kosten für die Verbraucher als Descending-clock-Verfahren ausgestaltet wird:

- Der Auktionator beginnt die erste Runde mit dem Angebot eines Startpreises für die vorher definierte Gesamtkapazität. Für die Bestandsanlagenauktion (inklusive steuerbarer Lasten) liegt hier eine Größenordnung von ca. 40 bis 50 €/kW (Fixkosten stilllegungsgefährdeten Bestands) nahe, für die Neuanlagenauktion eine Bandbreite von 50 bis 75 €/kW (Deckungslücke vieler Neubauplätze). Die präqualifizierten Bieter übermitteln ihre Gebote in der für die Auktion vorgeschriebenen Stückelung (in Anlehnung an die Regelungen für die Regelenergiemärkte z.B. als Anzahl von 5 MW-Scheiben).

---

<sup>27</sup> Diese Voraussetzungen werden in der hier vorgelegten Analyse nicht weiter behandelt, dafür bedarf es gesonderter Spezifikationsanalysen.

- Sofern das Angebot in der ersten Runde die Nachfrage übersteigt bietet der Auktionator die Gesamtkapazität zu einem reduzierten Preis an. Die Bieter übermitteln neue Gebote.
- Dieses Verfahren wird so oft wiederholt, bis die Angebote der ausgeschriebenen Gesamtkapazität entsprechen.

Die in der letzten Runde erfolgreichen Bieter erhalten den Zuschlag für die jeweilige Kapazitätzahlung und müssen ggf. eine entsprechende Call-Option ausgeben.

Ein Mehrrunden-Verfahren nach dem Descending-clock-Verfahren für den Fokussierten Kapazitätsmarkt impliziert bereits das Preissetzungsverfahren, die Zuschläge werden zum Einheitspreis erteilt. Andere Preissetzungsverfahren, die z.B. in den Regelenergiemärkten zum Einsatz kommen („Pay as you bid“), wären bei einem Einrundenverfahren zwar prinzipiell möglich, würden sich aber wegen des starken Anreizes zu strategischem Bietverhalten im Kontext des Fokussierten Kapazitätsmarktes auch für alternative Auktionsvarianten nicht anbieten.

Die Frequenz der Auktionen ergibt sich aus verschiedenen Anforderungen für die unterschiedlichen Segmente:

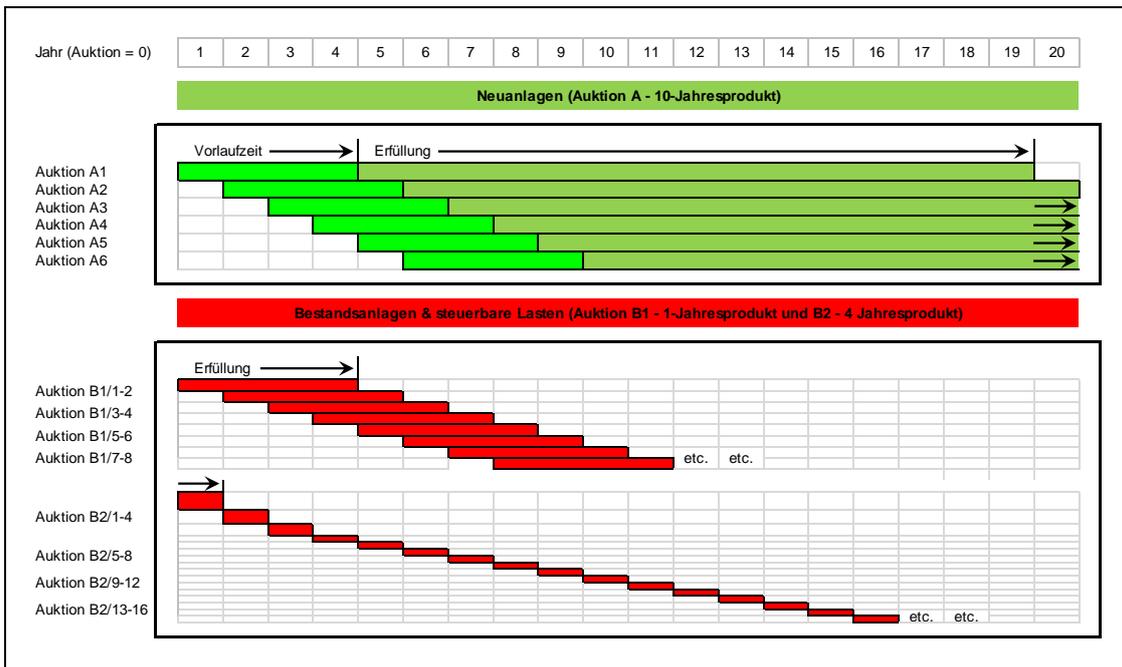
1. Für die Einjahresprodukte des Bestandsanlagensegments (siehe Kapitel 5.2.1) liegt eine jährliche Auktion nahe, auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass sich das Einjahresprodukt wahrscheinlich sehr gut als Überbrückungsoption für die Einführungsphase des Fokussierten Kapazitätsmarktes anbietet und möglicherweise für viele Angebote im Bereich steuerbarer Lasten (siehe Kapitel 5.2.3) attraktiv sein kann.
2. Für das Vierjahresprodukt bei den Bestandsanlagen (siehe Kapitel 5.2.1) hängt die Auktionsfrequenz vom Umfang dieses Segmentes ab. Ergibt sich eine große Gesamtkapazität für die stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerke, so könnte das Segment aufgeteilt und ebenfalls über jährliche Auktionen in den Markt gebracht werden. Bei geringerer Bemessung wäre eine Auktion im Vierjahresabstand angemessen. Wenn der Zugang für Angebote im Bereich steuerbarer Lasten (siehe Kapitel 5.2.3) erleichtert werden soll, ist wahrscheinlich eine Jahresfrequenz für das gesamte Bestandsanlagensegment sinnvoll und angemessen.
3. Für das Neuanlagensegment (siehe Kapitel 5.2.2) wäre angesichts des für dieses Segments erheblichen Vorlaufbedarfs ebenfalls eine jährliche Auktion sinnvoll und angemessen, wobei auch hier im Lichte der konkreten Parametrisierung eine Abwägung zwischen der jeweils in der Auktion nachgefragter Gesamtkapazität, erwartbarer Angebots- und Anbieterstruktur sowie Liquiditätsaspekten erfolgen muss.

Die Abbildung 12 vermittelt einen Eindruck zur Strukturierung des Fokussierten Kapazitätsmarktes. Das System beginnt mit einem vergleichsweise großen Anteil von Ausschreibungen für das Jahresprodukt im Bestandsmarkt (Auktion B2), der sich mit fortschreitender Zahl der Auktionen für das Vierjahresprodukt (Auktion B1) verringert. Im

Neuanlagensegment (Auktion A1) wird der Fokussierte Kapazitätsmarkt mit jährlichen Kapazitätsausschreibungen von z.B. 1.000 MW eingeführt, wobei die entsprechenden Projekte sich naturgemäß erst nach mehreren Jahren materialisieren.

Die Übersicht verdeutlicht gleichzeitig auch einen Vorzug des Fokussierten Kapazitätsmarktes, der sich aus der Segmentierung des Marktes und der Produkte ergibt. Das System kann schrittweise eingeführt werden und im insbesondere kurzfristig relevanten Segment der Bestandsanlagensicherung kann durch die Flexibilisierung auf der Produktseite ein rascher Start gewährleistet werden.

Abbildung 12 Übersicht zu den Produkten des Fokussierten Kapazitätsmarktes und möglicher Auktions-Terminierungen und -Frequenz



Quelle: Öko-Institut.

Anbietermacht ist ein generisches Problem aller Auktionierungsverfahren. Üblicherweise wird diese Herausforderung durch eine Anteilsbeschränkung der Anbieter angegangen, die mit einer rechtsverbindlichen Erklärung der Bieter einhergeht, mit keinem anderen Bieter verbunden zu sein. Im Energiebereich können hier vor allem die Auktionsverfahren der Gas-Release-Programme als Vorbild dienen, in denen die Gebote auf maximal ein Drittel bis die Hälfte der ausgeschriebenen Kapazitäten begrenzt worden sind (Matthes/Neuhoff 2007). Ob und welcher Spezifikation notwendig ist, bleibt vor dem Hintergrund der gesamten Parametrisierung des Fokussierten Kapazitätsmarktes weiter zu analysieren und zu spezifizieren.

Wie alle Auktionsverfahren sollten schließlich auch die Kapazitätsmarkt-Auktionen einem Monitoring-Prozess unterworfen werden, in dem die Angebots- und Zuschlagdaten der mit dem Monitoring befassten Stelle vollständig zur Verfügung gestellt werden und auf Verdachtsmomente bzgl. des Missbrauchs von Marktmacht hin analysiert werden können. Über dieses Marktmonitoring im engeren Sinne hinaus sollten die Daten

der für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zuständigen Stelle für die diesbezüglichen Analysen verfügbar gemacht werden.

Die Erfüllungszeiträume für die erfolgreichen Bieter in den Auktionen des Fokussierten Kapazitätsmarktes unterscheiden sich nach den beiden Segmenten:

- Die Erfüllung beginnt im Bestandsanlagensegment im auf die Auktion bzw. den Zuschlag folgenden Jahr. Die erfolgreichen Bieter weisen der zuständigen Stelle ihre Zeitverfügbarkeit und die Abgabe von Geboten im Spot-Markt nach und erstatten der zuständigen Stelle nach Ausübung der Call-Option die Differenz zwischen Ausübungs- und Marktpreis.
- Für Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten ist die im Bestandsanlagensegment des Fokussierten Kapazitätsmarktes angebotene Lastreduktion im definierten Umfang (siehe Kapitel 5.2.3 und 5.3) auf Abruf der zuständigen Stelle bereitzustellen.
- Die Erfüllung beginnt im Neuanlagensegment mit der kommerziellen Inbetriebnahme der Anlage, spätestens aber im fünften Folgejahr zur Auktion bzw. des Zuschlags. Die erfolgreichen Bieter weisen der zuständigen Stelle ihre Zeitverfügbarkeit und die Abgabe von Geboten im Spot-Markt nach und erstatten der zuständigen Stelle nach Ausübung der Call-Option die Differenz zwischen Ausübungs- und Marktpreis. Im Zeitraum zwischen Zuschlag und dem o.g. Zeitraum bis zur spätestmöglichen Inbetriebnahme weisen die Anlageneigentümer gegenüber der zuständigen Stelle auf jährlicher Basis den Fortschritt bzgl. der physischen Verfügbarkeit der Anlage nach.

Ob und inwieweit in einem Kapazitätsmarktmodell, das unter anderem auch auf Call-Optionen (also Lieferverpflichtungen) abstellt, weitere Strafen für den Fall der Nicht-Erfüllung notwendig sind, bleibt noch zu spezifizieren.

## 5.5 Teilnahme an anderen Strommarktsegmenten

Eine entscheidende Frage bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten ist die Frage, wie die bei den Kapazitätsauktionen erfolgreichen Kraftwerkskapazitäten in den Markt integriert werden. Grundsätzlich existieren hier zwei Alternativen:

- Vorhaltung der Kapazitäten außerhalb des Marktes (diese Option wird mit dem Konzept der Strategischen Reserve verfolgt);
- Teilnahme der Kapazitäten im Markt (diese Option ist typisch für klassische Kapazitätsmarkt-Ansätze).

Kapazitäten, die durch erfolgreiche Teilnahme an einer Auktion im Fokussierten Kapazitätsmarkt ein Kapazitätsentgelt erhalten, sollten an den bereits heute bestehenden Energiemarktsegmenten aus mindestens vier Gründen teilnehmen dürfen:

1. Das Preisniveau im Energy-only-Markt wird durch das herrschende Wettbewerbsniveau bestimmt. Das erreichte hohe Wettbewerbsniveau mit niedrigen

Strompreisen muss im Interesse des Verbrauchers erhalten werden. Ein Teilnahmeverbot für den Energy-only-Markt würde zu einer Verknappung des Angebots führen. Diese Verknappung wiederum würde das Wettbewerbsniveau verringern und zu steigenden Preisen führen. Ziel eines Teilnahmeverbots für den Energy-only-Markt ist die Erhöhung der Erzeugermargen zulasten der Verbraucher. Dies sollte vermieden werden. Deshalb sollen die kontrahierten Kapazitäten am Markt teilnehmen dürfen.

2. Das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes verfolgt auch das Ziel, zukünftig in besonderem Umfang benötigte, flexible Kraftwerkskapazitäten schrittweise in den Markt zu bringen. Wenn solche Neubaukraftwerke nicht am Markt teilnehmen können, wäre diese Zielstellung nicht mehr erfolgreich umzusetzen und auch die entsprechenden Präqualifikationsbedingungen nicht sinnvoll.
3. Mit dem Fokussierten Kapazitätsmarkt sollen Anreize erhalten bleiben, Energieeinsparungspotenziale (z.B. über die Auskopplung von Wärme oder andere Maßnahmen zur Effizienzverbesserung) zu erschließen, um auch weitere Einkommensströme jenseits des Kapazitätsentgelts verfügbar zu machen und damit zur dynamischen Effizienzverbesserung des Gesamtsystems beizutragen. Diese Option wäre mit einem Teilnahmeverbot am Energiemarkt ausgeschlossen.
4. Wenn nachfrageseitige Maßnahmen in den Fokussierten Kapazitätsmarkt über einen nicht-selektiven Ansatz einbezogen werden sollen (also kein gesondertes Marktsegment für nachfrageseitige Maßnahmen geschaffen werden soll) und diese Maßnahmen im Energiemarkt auf der Nachfrageseite wirksam werden, so wäre ein Ausschluss der angebotsseitigen Maßnahmen zumindest nicht sonderlich konsistent.

Bei ausreichendem Wettbewerb in den Kapazitätsauktionen werden die Deckungsbeiträge aus dem Energy-only-Markt im Rahmen der Kapazitätsauktionen durch die Marktteilnehmer eingepreist. Dies führt so zu niedrigeren Geboten in den Kapazitätsauktionen. Lediglich Spitzenlastanlagen, die nur wenige Betriebsstunden erreichen, könnten keine Deckungsbeiträge aus dem Energy-only-Markt einpreisen und würden daher Gebote in Höhe ihrer Fixkosten erstellen. Anlagen mit höheren Benutzungsstunden können hingegen ihre erwarteten Deckungsbeiträge aus dem Energy-only-Markt in der Kapazitätsauktion einpreisen. Dies kann auch Anbieter mit höheren Fixkosten in der Kapazitätsauktion konkurrenzfähig halten.

Bei der Teilnahme am Regelenergiemarkt bemessen Anbieter von Regelenergie ihr Angebot an den Realoptionen. Für Kraftwerksbetreiber ist dies typischerweise der Energy-only-Markt. Wenn ein Kapazitätsanbieter seine Kapazität im Regelenergiemarkt anbieten will, muss er auf eine Vermarktung im Energy-only-Markt und somit auf die dort zu erzielenden Erlöse verzichten. Deshalb wird er im Regelenergiemarkt so anbieten, dass er mindestens die gleichen Gewinne wie im Energy-only-Markt erzielen kann. Entsprechend werden die Gebote für den Regelenergiemarkt anhand entgange-

ner Gewinne aus dem Energy-only-Markt bestimmt. Diese Opportunität sorgt dafür, dass sich Spot- und Regelenergiemarkt preislich so annähern, dass Kraftwerksbetreiber eine vergleichbare Erzeugermarge in beiden Märkten realisieren.

Aus diesen Gründen sollten im Rahmen des Fokussierten Kapazitätsmarktes erfolgreich bietende Kapazitäten sowohl im Energy-only-Markt, als auch im Regelenergiemarkt teilnehmen können bzw. diesbezüglich keinerlei Beschränkungen unterliegen.

## 5.6 Prozedurale Umsetzung

Für die konkrete Umsetzung des Fokussierten Kapazitätsmarktes bedarf es der Spezifikation von Prozeduren und Verantwortlichkeiten. Während die Prozeduren bereits sehr weitgehend beschrieben werden können, gibt es für eine Reihe der Verantwortlichkeitszuweisungen mehrere Optionen, die erst im Zeitverlauf und in Abhängigkeit von der konkreten Umsetzungsvariante sehr unterschiedlich abgeschichtet werden können.

Voraussetzung für die Einführung jeglicher Kapazitätsinstrumente (also auch jenseits des Fokussierten Kapazitätsmarktes) ist die möglichst umfassend abgesicherte Bedarfsfeststellung. Dies hat drei verschiedene Dimensionen:

- die möglichst vollständige Erfassung des bestehenden Kraftwerksparks, hier sind mit den Kraftwerklisten der Bundesnetzagentur zwar in der Vergangenheit bereits erhebliche Komplettierungsfortschritte gemacht worden, es bleiben jedoch noch erhebliche Lücken im Bereich der dezentralen und Eigenerzeugungsanlagen zu schließen;
- die Entwicklung einer robusten Erwartung für die Entwicklung des Stromverbrauchs und des Spitzenlastbedarfs, dieser ergibt sich aus einer Vielzahl von Erwartungen, die nur über entsprechende Sensitivitäten robust eingegrenzt werden können;
- die Entwicklung eines realistischen Bildes der zu erwartenden Kraftwerksabgänge, deren Umfang sich aus einer Vielzahl von technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Parametern ergibt und die nur mit umfassenden Sensitivitätsanalysen hinreichend robust abgegrenzt werden können;
- der erwartbare Umfang von Im- und Exporten im Bereich der Spitzenlastdeckung, auch hier sind Sensitivitätsanalysen für die Ermittlung robuster Größenordnungen notwendig.

Notwendig wird damit eine umfassend abgesicherte und in regelmäßigen Abständen aktualisierte Leistungsvorschau. Als Vorbild für einen „Monitoring- und Vorschau-Bericht zur Versorgungssicherheit“ (Versorgungssicherheitsbericht) könnten die Verfahren zur Entwicklung des Netzentwicklungsplans dienen, für den die Prämissen, die Methoden und die Ergebnisse jeweils einem intensiven Konsultationsprozess unterzogen sowie Variantenrechnungen zur Erhöhung der Robustheit der Ergebnisse ange stellt werden. Der Versorgungssicherheitsbericht könnte im Zwei- oder Dreijahresab-

stand in enger Anbindung an den jährlich zu erstellenden Netzentwicklungsplan und dessen Bearbeitungsabläufe entwickelt und erstellt werden, so dass ein vergleichsweise unaufwändiges Verfahren aufgesetzt werden könnte. Dieser Versorgungssicherheitsbericht könnte von der für die Umsetzung des Fokussierten Kapazitätsmarktes zuständigen Stelle bzw. von der zuständigen Regulierungsbehörde erarbeitet werden, wäre ggf. von der zuständigen Regulierungsbehörde zu genehmigen, von der Bundesregierung zu beschließen und dem Deutschen Bundestag zur Kenntnis zu geben.

Neben dem Versorgungssicherheitsbericht müsste ein Kapazitätsregister geschaffen werden. Auch wenn in der Perspektive ein Register für alle ins Netz einspeisenden Kraftwerkskapazitäten geschaffen werden sollte (wie es ja beispielsweise für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien schon existiert), ist es sinnvoll, in einem ersten Schritt ein Register aufzusetzen, in dem sich diejenigen Bestands- und Neuanlagen (-projekte) registrieren lassen müssen, die beabsichtigen, sich an den Auktionen des Fokussierten Kapazitätsmarktes zu beteiligen. Das Register beinhaltet dabei mindestens die für die Teilnahme notwendigen Parameter. In diesem Register können sich auch Projekte im Bereich steuerbarer Lasten eintragen lassen, auch hier mindestens mit den Angaben, die zur Teilnahme an der Auktion berechtigen bzw. für die Erfüllungsnachweise notwendig sind.

Mit der Eintragung in das Kapazitätsregister bzw. im weiteren Zeitverlauf müssen die jeweiligen Anlagenbetreiber bzw. Maßnahmenträger zu einem definierten Zeitpunkt, der sinnvollerweise nach Beschluss des Versorgungssicherheitsberichtes terminiert wird, ihre Beteiligung an der Bestandsanlagen- bzw. Neuanlagenauktion anmelden. Mit dieser Anmeldung verpflichten sich die Betreiber bzw. Maßnahmenträger auch, an der nächsten Auktionsrunde im jeweiligen Segment teilzunehmen (und ggf. ein Gebot zu Null Euro abzugeben) und sich im Zuschlagsfall den Erfüllungsbedingungen zu unterwerfen.

Auf der Grundlage der Angaben im Kapazitätsregister sowie der Auswertung des Versorgungssicherheitsberichtes wird von der zuständigen Regulierungsbehörde der Umfang der Auktionssegmente, ggf. auch kombiniert mit einer Vorschau auf die kommenden zwei bis drei Jahre so festgelegt, dass die Größe der Auktionssegmente die Kapazitätssumme der entsprechend registrierten Anlagen, Projekte oder nachfrageseitigen Maßnahmen ausreichend unterschreitet und damit eine erfolgreiche Auktion abgehalten werden kann. Wenn sich aus dem Versorgungssicherheitsbericht ergibt, dass es keinen Bedarf für Bestandssicherung von Kraftwerken oder zusätzliche Neubaukraftwerke gibt, könnte ggf. ausschließlich eine Auktion für nachfrageseitige Maßnahmen durchgeführt werden. Falls sich aus dem Versorgungssicherheitsbericht die Notwendigkeit einer besonderen regionalen Ausrichtung der Kapazitätsauktionen ergibt (was vor allem im zeitnäheren Bereich relevant sein könnte), wird dies hinsichtlich der Auktionssegmente entsprechend berücksichtigt.

Die Auktionen für das Bestandskapazitäts- und das Neuanlagen-Segment werden durch die zuständige Stelle oder im Auftrag derer durchgeführt. Die Prozeduren hierfür sind in unterschiedlichsten Kontexten erprobt und werden auch auf kommerziellen

Plattformen angeboten. Die zuständige Stelle erteilt die Zuschläge für die verschiedenen Kapazitätzahlungen und wird Inhaber der Call-Optionen.

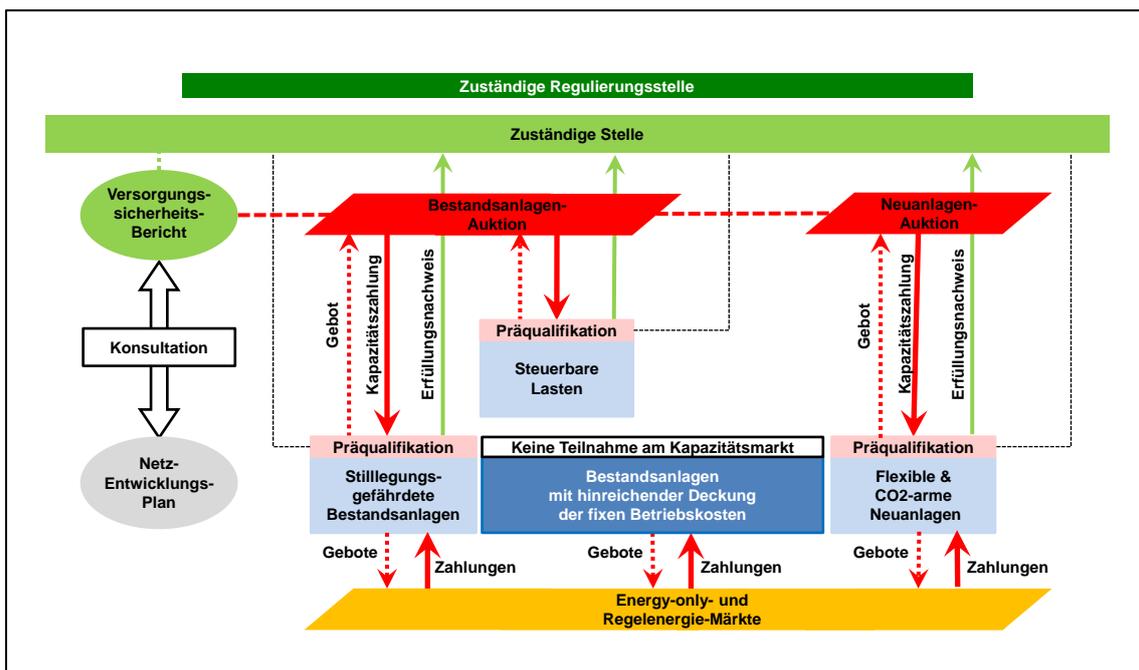
Die zuständige Stelle ruft ggf. die in der Auktion erfolgreichen Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten ab. An diese Stelle müssen die zur Erfüllung notwendigen Nachweise (siehe Kapitel 5.3) übermittelt werden, die wie in einer ganzen Reihe anderer energiewirtschaftlicher Regelungen (EEG, KWKG etc.) durch entsprechende Testate von Wirtschaftsprüfern erfolgen können.

Die Kosten für die Kapazitätzahlungen sowie die Vorbereitung und Durchführung der Auktionen sowie die Abwicklungskosten für die Erfüllungsnachweise werden überwält:

- Entweder sie werden Bestandteil der Übertragungsnetzentgelte und entsprechend in die jeweiligen Konten eingestellt oder
- sie werden als transparente Umlage ausgestaltet.

Wenn Versorgungssicherheit als öffentliches Gut verstanden wird, dann sind in der letztgenannte Variante Privilegierungen für bestimmte Verbrauchergruppen (nach dem Muster der Umlagen für EEG, KWKG oder § 19 StromNEV) nicht sinnvoll.

Abbildung 13 Übersicht zu den Prozeduren und Funktionalitäten des Fokussierten Kapazitätsmarktes



Quelle: Öko-Institut

Hinsichtlich der Zuordnung von Verantwortlichkeiten für die verschiedenen Prozeduren bzw. Funktionalitäten des Fokussierten Kapazitätsmarktes (Abbildung 13) ergibt sich entweder die Möglichkeit, neue Institutionen zu schaffen oder an bestehende Strukturen anzuknüpfen.

Für den letztgenannten Fall kommen in der kurzfristigen Perspektive als zuständige Stelle vor allem die Übertragungsnetzbetreiber in Frage. Für diese Option ergibt sich mit Blick auf die Situation in Deutschland eine besondere Herausforderung aus den Vorschriften des Art. 8 Abs. 5 EitRL, nach denen nicht vollständig entflochtene Übertragungsnetzbetreiber an der Durchführung von Kapazitätsauktionen nicht beteiligt werden dürfen. In Deutschland würde dies nach aktuellem Sachstand vor allem die Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW (vollständig im Besitz der ENBW) sowie Amprion (25,1% im Besitz von RWE) betreffen. Diese beiden Übertragungsnetzbetreiber dürften damit im Rahmen des hier beschriebenen Modells nicht als zuständige Stellen agieren.

Als zuständige Regulierungsbehörde kommt in der kurzfristigen Perspektive vor allem die Bundesnetzagentur in Frage, die bereits heute eine Reihe vergleichbarer Funktionen im Bereich der Strom- und Telekommunikationsnetze wahrnimmt.

In der Perspektive können sich hier jedoch (erhebliche) Veränderungen ergeben, wenn es beispielsweise, im Kontext anderer Problemstellungen des liberalisierten Strommarktes, zur Einrichtung eines Unabhängigen Netzbetreibers (Independent System Operators – ISO) kommen sollte. Die Schaffung eines ISO, der für den Betrieb und den Ausbau des Verbundnetzes verantwortlich ist, ohne gleichzeitig Eigentümer des Netzes zu sein, ist nach Art. 13 EitRL derzeit eher als Alternative zur Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber (wie in Deutschland geschehen) vorgesehen, könnte sich aber perspektivisch durchaus auch für Deutschland als Entwicklungsmodell ergeben. Für diesen Fall wäre es sinnvoll, ggf. auch die Aufgaben der zuständigen Stelle im Rahmen des Fokussierten Kapazitätsmarktes durch den ISO wahrnehmen zu lassen.

Letztlich bleibt aber auch noch die Option, neue Institutionen zu schaffen, wie dies beispielsweise im Rahmen des Vorschlages für einen umfassenden Kapazitätsmarkt in Deutschland (EWI 2012) vorgesehen ist.

Bezüglich des institutionellen Arrangements für den Fokussierten Kapazitätsmarkt bleibt letztlich festzuhalten, dass alle Funktionalitäten im Rahmen bestehender Institutionen umgesetzt werden können und gleichzeitig die verschiedenen Funktionen einfach und ausreichend robust genug sind, um in einem sich wandelnden institutionellen Umfeld vergleichsweise einfach adaptiert werden zu können.

## 5.7 Europäische Einbindung

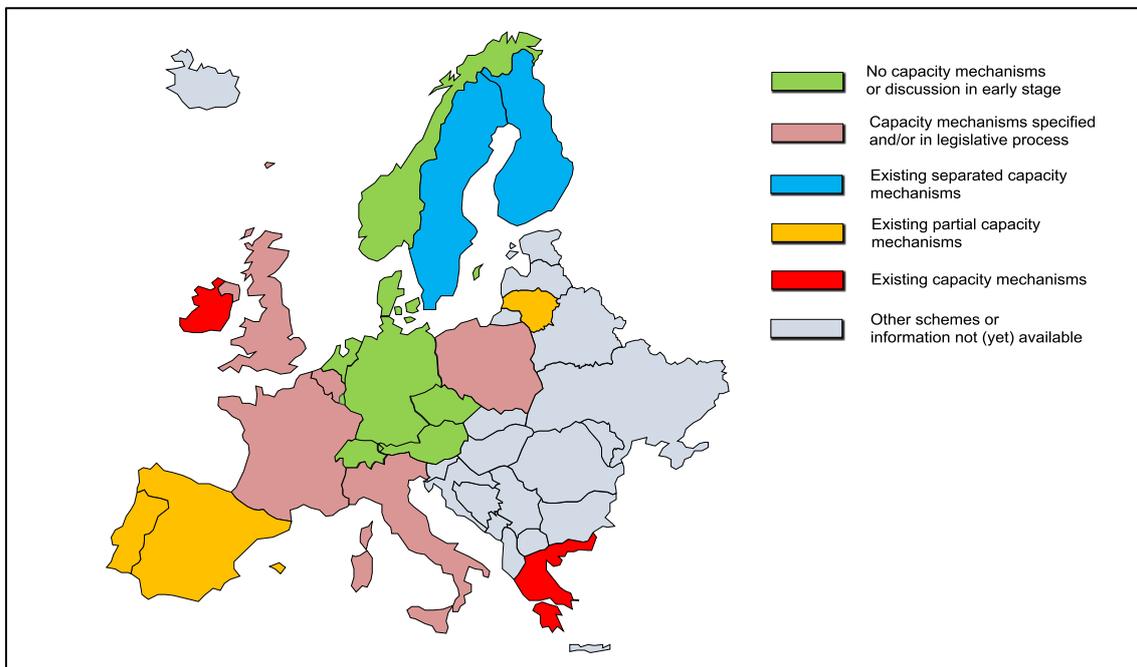
### 5.7.1 Überblick

Die aktuellen und perspektivischen Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit sowie die langfristig notwendige Neuausrichtung des Strommarktes bringen ein Paradoxon der europäischen Energiepolitik wieder auf die Agenda. Zwar hat sich der europäische Binnenmarkt für Elektrizität langsamer entwickelt als dies politisch angestrebt war, es hat sich jedoch eine Reihe von vergleichsweise gut funktionierenden Regionalmärkten entwickelt. Dies war und ist über Marktkopplung und Ausweitung der Handelsgebiete über einen wenig interventionsintensiven Ansatz gelungen.

Im Bereich der Versorgungssicherheit bleibt jedoch bis auf Weiteres die strikte Zuständigkeit der Mitgliedstaaten erhalten, es gibt keine Institution der Europäischen Union oder eine Entsprechung für einen der Regionalmärkte, auf die jenseits der Verantwortung der Nationalstaaten Kompetenzen im Bereich der Versorgungssicherheit übertragen worden wären oder für die dies vorgesehen wäre.

Die Realität eines zunehmend integrierten (Regional-) Marktes für Strom gerät also in Widerspruch zur Realität der bisher strikten Verantwortungs- und Kompetenzzuordnung im Bereich der Versorgungssicherheit, die auch mit Blick auf die weiterhin bestehenden Netzengpässe für den grenzüberschreitenden Stromtransport nur in Teilen gerechtfertigt werden kann.

Abbildung 14 Kapazitätsmechanismen in Europa, 2012



Quelle: Nies (2012), Öko-Institut.

Die in der Debatte oft erhobene Forderung nach europäischen Lösungen ist damit vor dem Hintergrund der Realitäten des Energy-only-Marktes zwar abstrakt richtig, hat aber zumindest bisher keinen institutionellen Rahmen. Die bisherige grenzüberschrei-

tende Bewertung von Versorgungssicherheit durch Entso-E im Rahmen des jährlich System Adequacy Forcast (SAF) hat damit bisher einen informatorischen Charakter, ist vor allem aus der Perspektive der Netzbetreiber erstellt, nimmt also keine Bewertung der angemeldeten Kraftwerksprojekte hinsichtlich der Umsetzungswahrscheinlichkeit vor und zieht (noch) keine verbindlichen Maßnahmen nach sich (Entso-E 2012).

Vor diesem Hintergrund ist es nicht überraschend, dass als Konsequenz auf die realen Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit in vielen Mitgliedstaaten der EU Kapazitätsmechanismen geschaffen worden, geplant sind oder vor der Einführung stehen (Abbildung 14). Zu den einschlägigen Mitgliedstaaten gehören dabei solche,

- in denen Kapazitätsmechanismen der verschiedensten Ausprägungen bereits in einer frühen Phase der Strommarktliberalisierung eingeführt worden sind (Skandinavien, Spanien, Portugal etc.),
- die auf die mit dem Ende der Übergangsphase der Strommarkt-Liberalisierung auftretenden Problem reagieren und die entsprechenden Diskussionen zu Kapazitätsinstrumenten bereits sehr weit vorangetrieben haben (Italien, Belgien, Polen),
- die teilweise schon konkrete Rechtsetzungsvorschläge ausgearbeitet haben (Großbritannien, Frankreich).

Die Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland befindet sich damit keineswegs in einem Stadium, das den Diskussionen und politischen Maßnahmen in den Nachbarstaaten voraus wäre, das Gegenteil ist der Fall. Letztlich hat mit Ausnahme der Niederlande und Österreichs in den meisten kontinentaleuropäischen Nachbarstaaten Deutschlands zumindest eine ernsthafte Erwägung (oft schon im Stand sehr praktischer Vorbereitungen) von Kapazitätsmechanismen begonnen.

Unabhängig von der grundsätzlichen Frage nach der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen bei grenzüberschreitender Betrachtung (vgl. dazu Kapitel 2.3) sowie auch von der oben erörterten Frage, ob die institutionellen Voraussetzungen für eine europaweite, zumindest aber regionalmarktbezogene Umsetzung von Kapazitätsmechanismen überhaupt gegeben sind, bleiben die Interaktionen der über Ländergrenzen hinweg gekoppelten Strommärkte natürlich von zentraler Bedeutung. Dies betrifft sowohl die Ausgestaltung und Parametrisierung von Kapazitätsmechanismen als auch die Bewertung der entsprechenden grenzüberschreitenden (Mitnahme-) Effekte.

Insbesondere ist zu fragen, ob sich mit Blick auf die Möglichkeit des grenzüberschreitende Stromaustauschs die Notwendigkeit, Terminierung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen anders darstellt als bei einer rein nationalen Betrachtung.

Unterschiedliche Antworten auf die Frage zur Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen beim Übergang von einer nationalen hin zu einer regionalmarktbezogenen oder europäischen Betrachtungsweise ergeben sich nur, wenn die Funktionsdefizite des Energy-only-Marktes mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Grundsatz ausgeschlossen werden. In diesem Fall würde der europäische bzw. Regional-Markt die notwendigen Investitionen sichern, wenn auch nicht notwendigerweise innerhalb der je-

weiligen Landesgrenzen. Wenn die genannten Funktionsdefizite jedoch ernst genommen werden, materialisieren sich diese im gesamten Marktgebiet. Die Frage nach der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen stellt sich dann nicht mehr grundsätzlich sondern allenfalls hinsichtlich des Zeithorizonts für die unausweichliche Schaffung dieser Instrumente.

Zunächst stellt sich die Frage, ob die Abschätzungen für den Kapazitätsbedarf zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland zu einem anderen Ergebnis führen würden, wenn die Möglichkeit des grenzüberschreitenden Stromaustauschs in die Analysen einbezogen wird. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass das Problem von hoher Last und Kapazitätsknappheit kein singuläres Problem von Deutschland darstellt, sondern sich sehr oft auch als generelles Problem für den kontinentaleuropäischen Markt (v.a. mit Blick auf Frankreich, die Schweiz und Österreich) darstellt.

Gerade die Analysen der bisher aufgetretenen Knappheitssituationen im Februar 2012 (BNetzA 2012) zeigen, dass hier zwar aus verschiedenen Gründen eine kapazitätsseitig angespannte Situation herrschte und Reservekraftwerke in Deutschland und Österreich aktiviert werden mussten, zur gleichen Zeit aber Stromexporte nach Österreich in Höhe von mehreren Gigawatt realisiert wurden (und gleichzeitig erhebliche Importe von Skandinavien nach Deutschland erfolgten). Zumindest für die regionale Versorgungssicherheit sind durch die Strommarktintegration für Deutschland eher zusätzliche Probleme entstanden als entschärft worden. Dieser Befund gilt nicht jederzeit und in jeder Situation, verdeutlicht aber, dass der Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zur Versorgungssicherheit insgesamt keineswegs richtungssicher bestimmbar ist und schon gar nicht zwingend als positiver Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für Deutschland vorausgesetzt werden kann.

Aus diesem Befund können mit Blick auf die Ausgestaltung bzw. Parametrisierung des Fokussierten Kapazitätsmarktes zwei Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Erstens muss zweifelsohne die grenzüberschreitende Komponente der Knappheitsanalyse deutlich verstärkt werden. Die Instrumente und Abstimmungsverfahren dafür stehen jedoch – auch im grenzüberschreitenden Dialog – derzeit nur unvollkommen zur Verfügung.
- Zweitens kann aber mit Blick auf die bisher eingetretenen Knappheitssituationen und die Kapazitätsentwicklungen in den Nachbarstaaten durchaus eine Berechtigung für einen Ansatz abgeleitet werden, bei dem zumindest als Startpunkt davon ausgegangen werden sollte, dass Deutschland seine nationalen Lastspitzen kapazitätsseitig auch national absichern muss und ggf. sogar noch darüber hinaus Kapazitätsbedarf für Exporte entstehen kann.

Beide Aspekte müssen deshalb im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichts intensiv berücksichtigt werden, der mengenseitig die zentralen Voraussetzungen für das Instrument des Fokussierten Kapazitätsmarktes schaffen muss.

Neben der Mengenkomponekte des Fokussierten Kapazitätsmarktes (also der Eingrenzung des Bestandsanlagen- und des Neuanlagensegments für die Auktionen)

stellt sich die Frage, ob ausländische Kraftwerkskapazitäten in den entsprechenden Auktionen als Bieter zugelassen werden können. Diese Frage stellt sich letztlich auf zwei Ebenen:

- Für Kraftwerke, die in einer einheitlichen Preiszone betrieben werden (dies betrifft derzeit Deutschland, Österreich und Luxemburg) könnten zumindest im Neuanlagensegment Gebote ausländischer Bieter zugelassen werden (wenn dies nicht mit Präqualifikationsbedingungen z.B. hinsichtlich der Lokalisierung der Kraftwerke in bestimmten Netzregionen kollidiert). Zu vermeiden wäre hier nur die Doppelvermarktung für den Fall, dass die entsprechenden Länder ebenfalls Kapazitätsmechanismen einführen.
- Für Kraftwerke, die außerhalb der einheitlichen Preiszone betrieben werden, kommt eine solche Zulassung v.a. aus Gründen der begrenzten Übertragungskapazitäten bis auf weiteres nicht in Frage.

Schließlich stellt sich die Frage nach potenziellen Mitnahmeeffekten, wenn Deutschland einen Kapazitätsmechanismus einführt, der es den Kraftwerken, die Kapazitätzahlungen erhalten, möglich macht, ohne Einschränkungen im Energy-only-Markt zu agieren (Cailliau 2011). Ein Blick auf die Entwicklungen in den Nachbarstaaten macht deutlich, dass die Einführung eines Fokussierten Kapazitätsmarktes angesichts ähnlich gelagerter und teilweise deutlich weiter entwickelter Konzepte oder Gesetzgebungsprojekte keineswegs richtungssicher zu Mitnahmeeffekten zugunsten der deutschen Nachbarstaaten führen würde und sich daraus ein signifikantes Hemmnis für die Einführung eines solchen Instruments in Deutschland ergeben würde.

### 5.7.2 Rechtliche Einordnung

Die Einführung fokussierter Kapazitätsmärkte durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber ist im europarechtlichen Rahmen zulässig.

Artikel 194 Abs. 1 lit. b) AEUV nennt als energiepolitisches Ziel der Union unter anderem die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union. Nach Artikel 194 Abs. 2 Satz 1 AEUV erlassen das Europäische Parlament und der Rat gemäß dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren die Maßnahmen, die erforderlich sind, um die Ziele nach Absatz 1 zu verwirklichen.

Ungeachtet der Frage, ob auf europäischer Ebene die Schaffung eines Kapazitätsmarktes nach Artikel 194 Abs. 2 Satz 1 AEUV erforderlich wäre, können die Mitgliedstaaten jedenfalls solange tätig werden, bis die Union keine abschließende Regelung erlassen hat: Nach Artikel 4 Abs. 2 lit. i) AEUV handelt es sich bei dem Hauptbereich „Energie“ um eine geteilte Zuständigkeit zwischen den Mitgliedstaaten und der Union. Nach Artikel 2 Abs. 2 Satz 2 AEUV können daher die Mitgliedstaaten ihre Zuständigkeit wahrnehmen, sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit nicht ausgeübt hat.

Darüber hinaus hat der Europäische Gesetzgeber in Artikel 8 EitRL die Schaffung von Kapazitätsmärkten ausdrücklich den Mitgliedstaaten überlassen. Dementsprechend hat die sekundärrechtliche Regelung ausdrücklich den Bereich der Kapazitätsmärkte von

der konkurrierenden Gesetzgebung durch die Union ausgenommen und den Mitgliedstaaten zugewiesen.

Auch in wettbewerbsrechtlicher Hinsicht bestehen keine Bedenken. Gemäß Artikel 107 Abs. 1 AEUV sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.

„Aus staatlichen Mitteln gewährt“ sind Vorteile nicht bereits dann, wenn sie lediglich auf einer gesetzlichen Regelung beruhen, sondern erst, wenn sie über eine vom Staat benannte oder errichtete öffentliche oder private Einrichtung gewährt werden, EuGH, Urt. v. 24. 1. 1978, Az.: 82/77, NJW 1978, 1102, 1103 – *Van Tiggele*. Daher wurde die Abnahmepflicht von Strom aus erneuerbaren Quellen zu Mindestpreisen vom EuGH für beihilferechtlich zulässig erachtet, EuGH, Urt. v. 13. 3. 2001, Az.: C-379-98, EuZW 2001, 242 – *PreussenElektra*. Entsprechend ist eine durch die Übertragungsnetzbetreiber zu zahlende, gesetzlich angeordnete Kapazitätsumlage keine Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Abs. 1 AEUV.

Auch ein Verstoß gegen Wettbewerbsrecht ist durch die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes nicht erkennbar. Sollten Kapazitäten künstlich zurückgehalten werden, kann dies den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung nach § 19 GWB oder Artikel 102 AEUV darstellen. Auch ein Verstoß gegen das Verbot der Marktmanipulation nach Artikel 5 der Verordnung (EU) 1227/2011 vom 25. Oktober 2011 („REMIT“) bzw. § 20a WpHG ist denkbar.

### 5.7.3 Ein möglicher Weg nach vorn

Auch wenn die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wie dem Fokussierten Kapazitätsmechanismus für Deutschland rechtlich zulässig ist und auch im Zuge der beschriebenen Verfahren vergleichsweise robust und zügig eingeführt werden könnte, kommt einer Harmonisierung von Kapazitätsmechanismen aus vielen Gründen (Effizienz, Verteilungseffekte, Systemkonsistenz etc.) eine hohe Bedeutung zu.

Solche Harmonisierungsversuche sind aber mit einer Reihe von Herausforderungen konfrontiert. Erstens ist die verfügbare Zeit, bis zu dem Kapazitätsmechanismen ihre Wirkung, vor allem mit Blick auf reale Investitionen, entfaltet haben müssen, nicht unbegrenzt. Wenn die Umsetzung von Kapazitätsmechanismen noch über mehrere Jahre verzögert wird, dann wird zumindest der kontinentaleuropäische Strommarkt vor erheblichen Herausforderungen im Bereich der Kapazitätssicherung gestellt werden. Zweitens sind die politischen Maßnahmen, v.a. in Frankreich bereits so weit gediehen, dass die Harmonisierung eines Kapazitätsmarktmodells vor dem Problem stünde, dass damit ein existierendes System möglicherweise sehr grundlegend verändert werden müsste, was erhebliche politische Hürden für die Harmonisierung aufbauen würde.

Aus dieser Situation ergeben sich mit Blick auf die Möglichkeiten der (anstrebenswerten) Harmonisierung vier Schlussfolgerungen:

- Harmonisierungsbemühungen werden nur dann erfolgreich sein können, wenn sie vergleichsweise schnell eingeleitet werden;
- Harmonisierungsbemühungen sollten sich vor allem auf die bereits hoch integrierten Regionalmärkte und nicht auf EU-weite Ansätze konzentrieren;
- Harmonisierungsbemühungen könnten sich ggf. v.a. in einer ersten Phase auf einige Elemente der jeweils verfolgten Kapazitätsmechanismen konzentrieren, die von besondere Wichtigkeit sind, z.B. die in den jeweiligen Systemen verfolgten Mengenziele (unter Einbeziehung belastbarer Annahmen für die Rolle grenzüberschreitender Stromlieferungen);
- die in den einzelnen Staaten mit dem Hintergrund steigenden Handlungsdrucks ggf. zunächst getrennt eingeführten Kapazitätsmechanismen sollten so flexibel ausgestaltet werden, dass eine Überführung in integrierte Modelle möglich bleibt, also weder die Einführung sehr komplexer, aber nur schwer anpassbarer Kapazitätsmechanismen wie umfassender Kapazitätsmärkte, noch die Ausrichtung auf sehr restriktive Lösungen wie die strategische Reserve vorsehen, mit denen Kapazitäten final aus dem Energy-only-Markt ausgegrenzt werden müssten.

Da der instrumentelle und prozedurale Rahmen für EU-weite Aktivitäten solche Handlungsansätze wahrscheinlich nur schwer möglich machen wird, stellt sich die Frage, ob für einen solchen, ggf. schrittweise umgesetzten Harmonisierungsansatz nicht auf Ebene der Regionalmärkte Ansatzpunkte existieren. Für den nordwesteuropäischen Regionalmarkt sind hier in der Vergangenheit mit dem 2005 gegründeten Pentalateralen Energie-Forum gute Erfahrungen bei der schrittweisen Marktkopplung und -integration gemacht worden. Dieses Forum vereinigt die Regierungen, die Regulierungsbehörden, die Übertragungsnetzbetreiber, die Strombörsen sowie die Marktteilnehmer von Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, Belgien, Luxemburg sowie Österreich (seit 2011) und hat auf einer informellen (völkerrechtlich nicht bindenden) Basis zu erheblichen Fortschritten bei der Marktintegration im mittel- und westeuropäischen Regionalmarkt beigetragen sowie wichtige Initiativen bezüglich des Netzverbundes in der Nordsee unternommen (PEF 2007, Ahner/Boulema 2010). Das Pentalaterale Energie-Forum kann außerdem auf einen relativ gut eingespielten institutionellen Rahmen zurückgreifen.

Eine relativ kurzfristig zu terminierende Initiative im Rahmen des Pentalateralen Energie-Forums könnte vor allem auf die folgenden Elemente abzielen:

- Vereinbarung eines Verfahrens, mit dem grenzüberschreitende Stromlieferungen im Rahmen von Versorgungssicherheitsbewertungen der einzelnen Staaten angemessen und hinreichend robust eingegrenzt werden können;

- Schaffung einer konsistenten Datenbasis und Durchführung gemeinsamer Versorgungssicherheitsbewertungen<sup>28</sup>;
- Abschluss von Vereinbarungen über die ggf. schrittweise Harmonisierung zentraler Funktionalitäten von angestrebten Kapazitätsmechanismen;
- Schaffung von Verfahren für die gegenseitige Einbeziehung in die ggf. geschaffenen Kapazitätsmechanismen.

Angesichts des nicht unerheblichen Zeitdrucks (mit Blick auf die Versorgungssicherheitsdiskussion, aber auch mit Blick auf die Entwicklungen in den Nachbarländern) sollten solche Initiativen jedoch parallel zu den notwendigen Vorbereitungsarbeiten zur Schaffung eines Fokussierten Kapazitätsmarktes verfolgt werden.

## 5.8 Ein möglicher Zeitplan

Der zeitliche Rahmen für die Einführung eines Fokussierten Kapazitätsmarktes ergibt sich einerseits aus den materiellen Handlungsnotwendigkeiten (also dem Flankierungsbedarf für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen) und andererseits aus den notwendigen Umsetzungsmaßnahmen und -abläufen.

Mit Blick auf die beiden genannten Aspekte wäre ein illustrativer Zeitplan wie folgt vorstellbar:

- Herbst 2012/Anfang 2013: Abschichtung der Frage nach der grundsätzlichen Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus und Klärung der Grundsatzfrage, ob es sinnvoll bzw. notwendig ist, die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommenden Anlagen aus dem Energy-only-Markt auszuschließen;
- Verlauf des Jahres 2013: umfassende Diskussion zur grundsätzlichen Ausgestaltung des Instruments und zur Eingrenzung der wesentlichen Parameter, ggf. Konsultationen im Rahmen des Pentilateralen Energieforums;
- November 2013: Aufnahme einer Vereinbarung zur Einführung eines Fokussierten Kapazitätsmarktes in die Koalitionsvereinbarung;
- Mitte 2014: Schaffung der gesetzlichen Grundlagen im Rahmen einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes;
- Herbst 2014 bis Sommer 2015: Erarbeitung des Versorgungssicherheitsberichtes 2015 parallel zum Netzentwicklungsplan 2015, Schaffung des untergesetzlichen Regelwerkes, Einrichtung des Kapazitätsregisters;
- Herbst 2015: Verabschiedung des Versorgungssicherheitsberichts, Meldungen zur Auktionsteilnahme an das Kapazitätsregister;

---

<sup>28</sup> Hier sei auf den Lernprozess verwiesen, der im Rahmen der Versorgungssicherheitsbewertungen für Deutschland v.a. seitens der Bundesnetzagentur durchlaufen werden musste (BNetzA 2011a+b+2012).

- Ende 2015/Mitte 2016: erste Auktion für das Bestandsanlagen- und das Neuanlagensegment (für letzteres möglicherweise mit einer stärkeren Regionalausrichtung);
- Anfang 2016/2017: erste Kapazitätzahlungen an Bestandsanlagen bzw. Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten, finale Investitionsentscheidungen der erfolgreichen Bieter im Neuanlagensegment;
- Mitte/Ende 2017, 2018 etc.: weitere Auktionen für die beiden Segmente des Fokussierten Kapazitätsmarktes;
- im Laufe der Jahre 2019/2020: Inbetriebnahme der ersten Neuanlagen, die Einkommen aus Kapazitätzahlungen erzielen.

Bereits dieser vergleichsweise ambitionierte Zeitplan zeigt, dass der zeitliche Rahmen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus (der sich letztlich für den Fokussierten Kapazitätsmarkt kaum von dem für einen umfassenden Kapazitätsmarkt oder die Schaffung einer Strategische Reserve unterscheidet, da jeweils ähnliche Funktionalitäten und Regelungen geschaffen werden müssen) bereits sehr eng ist, wenn noch in dieser Dekade eine Lösung zur Flankierung der stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerke gefunden und Neuinvestitionen zu Beginn der nächsten Dekade produktionswirksam werden sollten.

Die skizzierten Abläufe zeigen jedoch auch, dass für den Zeitraum bis 2016/2017 v.a. im Bereich der Bestandsanlagensicherung ggf. andere Lösungen gefunden werden müssen. Idealerweise würden die entsprechenden Maßnahmen so aufgesetzt, dass geeignete Elemente des Fokussierten Kapazitätsmarktes (Präqualifikationsbedingungen, Register, Ausschreibungsverfahren etc.) hier bereits einem Erprobungsprozess unterzogen werden könnten.

## 6 Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarkts

### 6.1 Vorbemerkungen

In den vorstehenden Kapiteln wurde das Kapazitätsinstrument des Fokussierten Kapazitätsmarktes genauer spezifiziert, darüber hinaus wurden wesentliche Parameter indikativ abgeschätzt (die bei der konkreten Umsetzung dann in den beschriebenen Verfahren robust und auf transparente Weise bestimmt werden müssen). Auf dieser Basis kann eine erste Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes in das Spektrum anderer Vorschläge zu Kapazitätsinstrumenten vorgenommen werden. Das Ziel der hier vorgelegten Analyse ist kein umfassender Vergleich der verschiedenen Kapazitätsinstrumente (dazu sind einige dieser Vorschläge bisher auch nur zu unvollständig spezifiziert), daher soll sich die Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes auf die folgende Aspekte beschränken:

- den Umsetzungsaufwand,
- die regulatorischen Risiken,
- die Anpassungsfähigkeit,
- die Reversibilität,
- die Verteilungseffekte,
- die (dynamische) Effizienz,
- die Lernfähigkeit und der Beitrag zum Umbau des Energiesystems.

Diese Aspekte werden in den nachfolgenden Ausführungen aus Gründen der Übersichtlichkeit durchgängig qualitativ diskutiert. Die für eine Gesamteinordnung ebenfalls notwendigen quantitativen Analysen müssen weiteren Untersuchungen vorbehalten bleiben.

### 6.2 Umsetzungsaufwand

Zunächst zeigt sich, dass sich die Schritte zur Spezifikation der für das jeweilige Modell relevanten Marktsegmente zwischen den verschiedenen Modellen zumindest im Grundsatz nicht unterscheiden:

- Für den Fokussierten Kapazitätsmarkt muss eine Zielgröße für die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (unter Einschluss der grenzüberschreitenden Stromflüsse) notwendige Gesamtkapazität festgelegt werden, wenn möglich in Abstimmung mit den Nachbarstaaten bzw. den Staaten des gleichen Regionalmarktes. Dieser Schritt ist für alle anderen Kapazitätsinstrumente ebenfalls notwendig und sollte mit den gleichen transparenten Prozeduren umgesetzt werden. Für den umfassenden Kapazitätsmarkt muss die Gesamtkapazität aber auch prozedural (d.h. mit Blick auf die Register, die Präqualifikation für die Auktionen etc.) und auf Ebene der Einzelanlagen erfasst werden. Die damit einhergehende Notwendigkeit einer Vollerfassung auf

Anlagenebene kann jedoch erfahrungsgemäß zu erheblichem Aufwand führen (das letzte Segment der Gesamterfassung führt zu stark überproportionalem Aufwand).

- Für den Fokussierten Kapazitätsmarkt wie auch das Modell der Strategischen Reserve müssen die Zielsegmente für das jeweilige Kapazitätsinstrument spezifiziert werden. Der dazu notwendige Aufwand dürfte sich ebenfalls kaum unterscheiden. Für den umfassenden Kapazitätsmarkt ist dies nicht zwingend erforderlich, falls sich jedoch auch hier die Notwendigkeit ergibt, unterschiedliche Segmente zu differenzieren (Laufzeit der Kapazitätzahlungen, Einbeziehung steuerbarer Lasten), müssten die entsprechenden Segmente ggf. auch abgegrenzt werden.

Hinsichtlich des Vergabeverfahrens unterscheiden sich die Modelle letztlich nicht, die ganz überwiegende Zahl der bisher bekannten Vorschläge für Kapazitätsinstrumente orientieren hier auf Auktionen nach dem Descending-clock-Verfahren. Die Liquidität des Marktes ist naturgemäß bei umfassenden Kapazitätsmärkten (wenn keine weitere Segmentierung vorgenommen wird) am größten und für das Modell der Strategischen Reserve am kleinsten, für den Fokussierten Kapazitätsmarkt ergibt sich eine Situation zwischen den beiden genannten Modellen. Eine geringere Liquidität des Marktes führt dann wiederum zu erhöhten Aufwendungen im Bereich des Marktmonitorings und ggf. für notwendige Regelungen bzw. Eingriffe.

Die Erfüllung der Verpflichtungen ist qualitativ jeweils sehr ähnlich, erfasst jedoch beim Fokussierten Kapazitätsmarkt sowie bei den umfassenden Kapazitätsmärkten eine größere Grundgesamtheit von Anlagen und ist damit definitionsgemäß aufwändiger.

Hinsichtlich des zeitlichen Vorlaufs werden mit einem realistischen Blick auf die Gesamtheit der Umsetzungsschritte letztlich keine signifikanten Unterschiede entstehen können.

### **6.3 Regulatorische Risiken, Anpassungsfähigkeit und Reversibilität**

Regulatorische Risiken bestehen letztlich für alle vorgeschlagenen Kapazitätsinstrumente. Während sich diese für den umfassenden und den Fokussierten Kapazitätsmarkt vor allem im Zuge der Parametrisierung des Systems ergeben und auf der Ebene möglichst robuster Prozeduren aufgefangen werden können, liegen die regulatorischen Risiken für die Strategische Reserve vor allem in der Phase des Betriebes (Freigabe der Kapazitäten jenseits von über die Märkte nicht mehr lösbarer Knappheitssituationen, Aufweichung des „No-way-back“-Prinzips), haben damit nach allen Erfahrungen aus vergleichbaren Situationen eine stark situative Komponente und sind prozedural deutlich schwieriger aufzufangen.

Die Anpassungsfähigkeit ist in allen Modellen letztlich gegeben. Die existierenden umfassenden Kapazitätsmärkte (z.B. in den USA) sind immer wieder modernisiert worden, auch die bisher umgesetzten segmentierten Kapazitätsinstrumente sind bei Bedarf faktisch immer wieder angepasst worden. Der wesentliche Unterschied liegt dabei im

Aufwand für entsprechende Anpassungsmaßnahmen. In umfassenden Kapazitätsmärkten sind entsprechende Anpassungen wegen der Vollerfassung der Kraftwerkskapazitäten aufwändiger, bei segmentierten Absätzen wie dem Fokussierten Kapazitätsmarkt oder bei der Strategischen Reserve ist der Änderungsaufwand ebenfalls nicht marginal, der Komplexitätsgrad von Änderungen am System jedoch tendenziell geringer, teilweise können jedoch die notwendigen Anpassungen auch regelbasiert in das System integriert werden (z.B. durch die dynamische Abgrenzung des Segments stilllegungsgefährdeter Anlagen im Fokussierten Kapazitätsmarkt).

Die Frage nach der Reversibilität muss kontextbezogen bewertet werden. Für umfassende Kapazitätsmärkte, die dauerhaft für den gesamten Kraftwerkspark Einkommensströme für Kapazitäten erzeugen, bildet eine Abschaffung dieses Bepreisungsmechanismus ökonomisch einen Systemschock, dessen Folgen nur schwer und nicht einmal richtungssicher abzuschätzen sind. Für umfassende Kapazitätsmärkte muss bei der Betrachtung dieser Dimension deshalb auch die vorgelagerte Stufe, die Motivation für die ggf. geplante Abschaffung des Systems, einbezogen werden. Wenn die Einführung eines Kapazitätsmarktes von der als belastbar angesehenen Annahme ausgeht, dass Energy-only-Märkte keine nachhaltige Basis für die Entwicklung des Stromversorgungssystems bietet, dann bildet die Reversibilität keine entscheidende Bewertungsdimension.

Im Gegensatz dazu werden die (verschiedenen) Modelle für eine Strategische Reserve explizit als Übergangsmodelle bis zur Klärung der langfristigen Leistungsfähigkeit von Energy-only-Märkten für Versorgungssicherheit etc. deklariert. Ungeachtet der Frage, zu welchem Zeitpunkt die Unsicherheiten im Gesamtportfolio der einschlägigen Bestimmungsgrößen (CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise, Entwicklung des Anlagenmarktes, Ausprägung des Ausbau erneuerbarer Energien, Entwicklung des europäischen Umfeldes etc.) eine solche Bewertung mit hinreichender Robustheit erlauben, müssen die Rahmenbedingungen einer Abschaffung des Instruments der Strategischen Reserve näher betrachtet werden. Wenn die Strategische Reserve sehr klein bleibt (wovon angesichts der aktuellen Entwicklungen eher nicht auszugehen ist), nur Bestandsanlagen erfasst und der „No-way-back“-Ansatz auch für den Zeitraum nach der Abschaffung durchgehalten werden kann („Never go back“), dann wären die Folgen eine Abschaffung tendenziell gering, wenn sich auf dem Energy-only-Markt Konstellationen einstellen sollten, die ausreichende Deckungsbeiträge zum Erhalt der Versorgungssicherheit gewährleisten. Falls aber eine oder mehrere dieser Voraussetzungen nicht als notwendigerweise gegeben angesehen werden, würde auch hier im Abschaffungsfall ein Systemschock entstehen, z.B. wenn eine erhebliche Kapazität von Neuanlagen aus der entsprechend spezifizierten Strategischen Reserve im Abschaffungsfall dieses Instruments aus rechtlichen oder politischen Gründen in den Energy-only-Markt eintreten könnten.

Das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes ist mit Blick auf die Reversibilität mit hoher Wahrscheinlichkeit am robustesten. Stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen werden separat behandelt. Falls sich die Stilllegungsgefährdung nicht länger als relevant herausstellt, wird sich in der Auktion ein Preis von nahe Null ergeben und so ein

empirisch gesichertes Signal für die Notwendigkeit von Kapazitätzahlungen erzeugen. Wenn die Erfüllung der mehrjährigen Kapazitätzahlungen für Neuanlagen gesichert ist, ergibt sich auch hier keine Veränderung der Situation. Falls sich der Energy-only-Markt also – im Gegensatz zu der in dieser Studie dargelegten Grundeinschätzung – als langfristig hinreichend leistungsfähig erweisen sollte, so würde aus einer Abschaffung des Fokussierten Kapazitätsmarktes kein Systemschock entstehen, der eine solche Reversion des Kapazitätsinstrument massiv erschweren würde.

#### **6.4 Kosten, Verteilungseffekte und Effizienz**

Alle Kapazitätsinstrumente haben – wie auch der Energy-only-Markt – Verteilungseffekte. Diese Verteilungseffekte betreffen einerseits Effekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern und andererseits zwischen den verschiedenen Erzeugern. Durch politische Instrumente induzierte Verteilungseffekte sind jedoch für den Strommarkt keineswegs ein neues Phänomen, auch Regelungen wie die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen des EU ETS oder Zuschlagzahlungen im Rahmen des KWKG bewirkten und bewirken Verteilungseffekte (mit sehr unterschiedlicher Richtungen) im Strommarkt.

Für die Verteilungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern müssen folgende Mechanismen unterschieden werden:

- die Kosten für Kapazitätzahlungen sowie
- die (Differenz-) Kosteneffekte auf den Energy-only-Märkten.

Eine Bewertung der Verteilungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern muss dabei den Nettoeffekt beider Mechanismen berücksichtigen, eine selektive Auswahl führt nicht zu sinnvollen Ergebnissen:

- Umfassende Kapazitätsmärkte erzeugen – bei gleicher Bewertung des Kapazitätsbedarfs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – das höchste Niveau an Kapazitätzahlungen, da sie erstens den gesamten Kraftwerkspark bepreisen (Mengeneffekt) und sich bei einer einheitlichen Auktion ein längerfristig an den notwendigen Kapazitätzahlungen für Neuanlagen orientierter, relativ hoher Preis ergibt (Preiseffekt). Dafür werden auf dem Energy-only-Markt knappheitsbedingte Preisspitzen vermieden.
- Die Strategische Reserve erzeugt wahrscheinlich die geringsten Kosten für Kapazitätzahlungen, da die Segmente des Kraftwerksparks, die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommen, wahrscheinlich knapp bemessen sein werden – auch wenn die Gesamtsumme erheblich von der genauen Ausgestaltung dieses Kapazitätsinstrumentes (Altanlagen vs. Neuanlagen oder Hybridmodell) abhängt. Die Strategische Reserve erzeugt jedoch – und das ist der Zweck des Modells – auf dem Energy-only-Markt Preisspitzen, die für das gesamte Marktvolumen wirken und damit eine erhebliche Hebelwirkung entfalten, die die Summe der Kapazitätzahlungen schnell überschreiten können.

- Der Fokussierte Kapazitätsmarkt erfasst mit hoher Wahrscheinlichkeit ein größeres Kapazitätswolumen als die Strategische Reserve, bleibt aber mit großer Sicherheit auch deutlich unter dem des umfassenden Kapazitätsmarktes. Durch die Differenzierung zwischen einem Bestandsanlagen- und einem Neuanlagensegment fällt der o.g. Preiseffekt des umfassenden Kapazitätsmarktes insgesamt geringer aus. Die Preiseffekte auf dem Energy-only-Markt sind bei gleichem Versorgungssicherheitsniveau identisch mit denen für das Modell des umfassenden Kapazitätsmarktes. Der Nettoeffekt dürfte also unter denen der beiden anderen Modelle liegen, da mögliche Ineffizienzen aus der regulatorisch entschiedenen Splittung des Marktes für stilllegungsbedrohte Bestands- und notwendige Neuanlagen im Vergleich zu einem einheitlichen Markt zwar zweifelsohne vorhanden sein, aber kaum eine Größenordnung erreichen werden, die die Unterschiede bei den anderen Kostenkomponenten ausgleicht.

Eine etwas andere Situation ergibt sich für die Verteilungseffekte zwischen den verschiedenen Erzeugern:

- Mit seinem einheitlichen Preissignal für den gesamten Strommarkt hat der umfassende Kapazitätsmarkt keine wesentlichen Verteilungseffekte. Alle Erzeuger erhalten eine zusätzliche Zahlung in gleicher Größenordnung.
- Mit der intendierten Erzeugung hoher Preisspitzen (wie auch immer diese letztlich auf Fixkostendeckung oder Neuinvestitionen wirken) durch die Strategische Reserve erhöhen sich überproportional die Deckungsbeiträge der zum Zeitpunkt dieser Preisspitzen betriebenen Kraftwerksanlagen, auch der mit sehr guter Fixkostendeckung und vergrößern damit die entsprechenden Verteilungseffekte.
- Für den Fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben sich vor allem Verteilungseffekte vor allem zwischen den Kraftwerken, die sich für die Teilnahme an den beiden Auktionssegmenten qualifizieren bzw. in diesen Auktionen erfolgreich sind und den Kraftwerken, die nicht in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommen.

Letztlich bedarf es also hinsichtlich der Verteilungswirkungen der verschiedenen Modelle einer eher politischen Bewertung, wie die Verteilungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern (also die Effekte auf die Strompreise) und die Verteilungseffekte zwischen den Erzeugern (also die unterschiedlichen Gewinnmargen im Markt) gegenseitig gewichtet werden. Darüber hinaus hängen die Effekte im Einzelnen sehr stark von der genauen Parametrisierung der verschiedenen Modelle sowie den energiewirtschaftlichen und den klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen für den Strommarkt insgesamt ab. Hier bedarf es weiterer Analysen.

Grundsätzlich gilt dies auch für die Bewertung der (gesamtwirtschaftlichen) Effizienz, die ja Verteilungseffekte zunächst ausblendet und sich auf die Optimierung der Systemkosten konzentriert. Die statische Effizienz (zu einem gegebenen Zeitpunkt) ist vergleichsweise einfach zu modellieren und zu bewerten. Für die dynamische Effizienz,

also die Frage der optimalen Systemkosten über die Zeit hängt die Bewertung sehr stark von den Annahmen und Erwartungen für die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sowie der Spezifikation und Parametrisierung der Kapazitätsinstrumente ab. Theoretische Überlegungen (EWI 2012) lassen aber vermuten, dass sich Betriebs- und Investitionsentscheidungen, die die Knappheitssignale des Energy-only- wie auch des Kapazitätsmarktes einbeziehen und vor allem auch die Nachfrageseite direkt adressieren, zu Ergebnissen führen, die im Lichte der dynamischen Effizienz vorteilhafter sind. Vor diesem Hintergrund können sich also durchaus Effizienzvorteile für den umfassenden Kapazitätsmarkt, durchaus aber auch für den Fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben.

Letztlich bleibt aber auch darauf hinzuweisen, dass sich ein belastbarer Nachweis realer Effizienzvorteile aus unterschiedlichen Gründen ohnehin als schwierig bis unmöglich erweist (DICE 2011a)

## 6.5 Lernfähigkeit und Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems

Schließlich ist zu berücksichtigen, inwieweit das Kapazitätsinstrument lern- und weiterentwicklungsfähig ist und Beiträge für die Umgestaltung des Stromversorgungssystems erbringen kann.

Die Lernfähigkeit der verschiedenen Kapazitätsinstrumente ist im engen Zusammenhang mit dem potenziellen Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems in Richtung erneuerbarer Energien zu sehen. Die Modelle der Strategischen Reserve und der umfassenden Kapazitätsmärkte richten sich – auch im Lichte des zugrundeliegenden Ansatzes „Ein Ziel – ein Instrument“ – exklusiv auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Herausforderungen in den Bereichen Flexibilitätssicherung in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen variabler erneuerbarer Energien sowie mit Blick auf den Aufbau bzw. den Erhalt eines CO<sub>2</sub>-intensiven Kapitalstocks werden damit in den Wirkungsbereich anderer Instrumente delegiert. Dies kann bei Einzelaspekten durchaus legitim sein, muss aber auch die Restriktionen berücksichtigen, die sich aus einem sehr breit ausdifferenzierten und stark interagierenden Instrumentenportfolio ergeben.<sup>29</sup>

Das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes nimmt dagegen die Herausforderungen aus den Bereichen Flexibilitätsanforderungen für neue Kraftwerke sowie die klimapolitischen Restriktionen bei Neubaukraftwerken explizit auf und adressiert diese mit

---

<sup>29</sup> An dieser Stelle sei nur an die gegenläufigen Effekte erinnert, sie sich aus den mit Einzelinstrumenten verfolgten Bestrebungen zur Aktivierung des Potenzials steuerbarer Lasten einerseits und der Kompensation von Stromkosten (z.B. durch die Befreiung von Netznutzungsentgelten bei bestimmten, d.h. hohen Jahresauslastungen) ergeben können. Zur Gesamtproblematik vgl. auch Matthes (2010).

vergleichsweise einfachen Regelungen. Insofern bildet dieses Kapazitätsinstrument eine anschlussfähige Lösung zum Konzept der Capability-Märkte (RAP 2012).

In der Gesamtschau hat das Instrument des Fokussierten Kapazitätsmarktes hinsichtlich einer Vielzahl von Ausgestaltungseffekten eine größere Schnittmenge zum Modell der umfassenden Kapazitätsmärkte, versucht aber auch, einige Regelungsvorteile der Strategischen Reserve einzubeziehen. Mit Blick auf die verschiedenen, hier auf qualitativer Ebene diskutierten Bewertungsdimensionen ergibt sich eine insgesamt durchaus vorteilhafte Gesamteinordnung für das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarkts.

Gleichwohl bedarf es weiterer, vertiefter Modellvergleiche mit gleichem Spezifikations- und Parametrisierungsgrad für die einzelnen Kapazitätsinstrumente. Ebenso ist eine vertiefte Diskussion der Notwendigkeiten und Möglichkeiten einer Harmonisierung bzw. einer Abstimmung mindestens mit den Staaten, die von den kontinentaleuropäischen Regionalmärkten erfasst werden, sinnvoll und notwendig. Schließlich ist eine ganze Reihe rechtlicher und administrativer Klärungen notwendig.

Die hier vorgelegte Analyse hat neben der Begründung und Spezifikation des Modells eines Fokussierten Kapazitätsmarkts auch Ansatzpunkte für die drei genannten Entwicklungsbereiche aufgezeigt und kann damit vielleicht einen Beitrag zu den notwendigen Debatten leisten bzw. diese beschleunigen helfen.

## 7 Referenzen

### 7.1 Literatur

- Agora Energiewende (Agora) (2012): Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt? Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24.8.2012 im ProjektZentrum Berlin der Stiftung Merkator, Impulse, Berlin August 2012.
- Ahner, N., Boulemlia, A. (2010): Conclusions of the Workshop "EREG's Regional Initiatives and the EU 3<sup>rd</sup> Legislative Package on Energy. Florence School of Regulation, Florence, 29 January 2010.
- Brandenburgische Technische Universität (BTU), Research to Business Energy Consulting (r2b) (2012a): Rationalität einer Strategischen Reserve. Risiken von Markt- und Regulierungsversagen bei der Implementierung von Kapazitätsmärkten. Präsentation auf einem Workshop des Umweltbundesamtes, Berlin, 30.03.2012.
- Brandenburgische Technische Universität (BTU), Research to Business Energy Consulting (r2b) (2012b): Einführung einer Strategischen Reserve. Vorschlag zu Eckpunkten der Ausgestaltung einer strategischen Reserve. Präsentation auf einem Workshop des Umweltbundesamtes, Berlin, 30.03.2012.
- Brattle (2009): A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs. Report prepared for PJM Interconnection. September 2009.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011a): Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bonn, 11. April 2011.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011b): Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit - Aktualisierung. Bonn, 26. Mai 2011.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. Bonn, 03. Mai 2012.
- Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Studie im Auftrag des Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne), Aachen, 02.09.2011.
- Cailliau, M. (2011): EURELECTRIC Analysis on Capacity Remuneration Mechanisms: Preliminary Findings. Seminar 'Market Design: A Raw Model for a North European Capacity Market' by EnBW and Swedish Research Programme, Berlin, 8 April 2011.
- Consentec (2012a): Versorgungssicherheit effizient gestalten. Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, Aachen, 07.02.2012.

- Consentec (2012b): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW, Aachen, 21. September 2012.
- Consentec, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen (IAEW) (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Abschlussbericht, 5.10.2011, Aachen.
- Cramton, P., Ockenfels, A. (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. Report for RWE, 30 May 2011.
- Deutsche Energie-Agentur (Dena) (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin, 15.08.2012.
- Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf (DICE) (2011a): Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien. Gutachten im Auftrag der RWE AG, Düsseldorf.
- Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf (DICE) (2011b): Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 24, Düsseldorf, Januar 2012.
- Ecofys (2012a): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht. UBA Climate Change 12/2012, Dessau-Roßlau, Juli 2012.
- Ecofys (2012b): Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Endbericht für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, 14. September 2012.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Köln, März 2012.
- European Commission (EC) (2012a): Commission Decision of 6.7.2012 concerning the application pursuant to Article 10c (5) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council to give transitional free allocation for the modernisation of electricity generation notified by the Czech Republic. C(2012) 4576 final, Brussels, Brussels, 6.7.2012.
- European Commission (EC) (2012b): Commission Decision of 13.7.2012 concerning the application pursuant to Article 10c (5) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council to give transitional free allocation for the modernisation of electricity generation notified by Poland. C(2012) 4609 final, Brussels, 13.7.2012.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030. ENTSO-E, Brussels.

- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2010): Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland. München, Dezember 2010.
- Fritsch, M. (2010): Marktversagen und Wirtschaftspolitik. 8. Auflage, München.
- Frontier Economics (Frontier) (2011): Practical considerations of capacity mechanisms - German situation and international experience. Report for RWE, 19 July 2011.
- KEMA Consulting (KEMA) (2012): Vergleich der derzeit für Deutschland vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, Oktober 2012.
- LBD Beratungsgesellschaft (LBD) (2011): Energiewirtschaftliches Gutachten zu den Erfordernissen zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt für Strom. Abschlusspräsentation zum Kapazitätsmarktgutachten für das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg, Berlin, 20.12.2011.
- LBD Beratungsgesellschaft (LBD) (2012): Indikative Wirtschaftlichkeitsbewertung und Beurteilung des Konzepts für das geplante Innovationskraftwerk in Wedel. Berlin.
- LBD Beratungsgesellschaft (LBD), Öko-Institut (2012): 20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen. Analyse für WWF Deutschland. Berlin, Juni 2012.
- Matthes, F.Ch. (2010): Greenhouse gas emissions trading and complementary policies. Developing a smart mix for ambitious climate policies. Öko-Institut report commissioned by German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Berlin, June 2010.
- Matthes, F.Ch. (2011): Strommärkte als Auslaufmodell? Die Rolle und das Design von Marktmechanismen in der „Großen Transformation“ des Stromversorgungssystems. In: Schütz, S., Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes. Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien. Boccum 2011, S. 85-106.
- Matthes, F.Ch. (2012b): Marktorientierte Ökostromförderung – Ein Alternativmodell. e21.magazin (2012) Nr. 2, April 2012, S. 38-41.
- Matthes, F.Ch., Neuhoff, K. (2007): Auctioning in the European Union Emissions Trading Scheme. Final Report commissioned by WWF. Berlin/Cambridge.
- Matthes, F.Ch. (2012a): Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Der KWK-Wirtschaftlichkeitsindikator COGIX – Jahresbericht 2011. Studie für den Verband Kommunaler Unternehmen. Berlin, Januar 2012.
- Müsgens, F., Peek, M. (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. ZNER (2011) H. 6, S. 576-583.
- NERA Economic Consulting (NERA) (2011): Electricity Market Reform: Assessment of Capacity Payment Mechanisms. A Report for Scottish Power. London, 9 March 2011.

- Nies, S. (2012): Investitionsnotwendigkeiten und Kapazitätsmechanismen im EU Binnenmarkt. Präsentation auf der Jahreskonferenz Öko-Institut, Berlin, 13. September 2012.
- Öko-Institut (2011): Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preiseffekte. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, März 2011.
- Öko-Institut (2012): Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and Raising Climate Ambition. Facts, Measures and Implications. Berlin, June 2012
- Öko-Institut, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig (IIRM) (2012): Auswirkung einer verstärkten Förderung erneuerbarer Energien auf die Investitionsdynamik im konventionellen Kraftwerkspark. Teilbericht zum Verbundvorhaben „Analyse der Auswirkungen der Integration erneuerbarer Stromerzeugung auf den deutschen Strommarkt bis 2030“ im Rahmen der Querschnittsforschung Erneuerbare Energien des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Leipzig, 26. März 2012
- Paulus, M., Borggrefe, F. (2011). The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. Applied Energy 88 (2011) Issue 2, February 2011, S. 432-441.
- Pentalateral Energy Forum (PEF) (2007): Memorandum of Understanding of the Pentalateral Energy Forum on Market Coupling and Security of Supply in Central Western Europe. Luxembourg, 6 June 2007.
- PJM Capacity Market Operations (PJM) (2011): PJM Capacity Market. PJM Manual 18, Revision 12. Effective Date: 05/25/2011.
- Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2011): Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, Juli 2011.
- Redpoint (2010): Electricity Market Reform. Analysis of policy options. 15 December 2010.
- Smart Energy Demand Coalition (SEDC) (2011): The Demand Response Snapshot. The Reality for Demand Response Providers Working in Europe today. Brussels, September 2011.
- Süßenbacher, W. (2011): Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft. Dissertation, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Graz, Graz, Januar 2011.
- Süßenbacher, W., Schwaiger, M., Stigler, H. (2011): Kapazitätsmärkte und –mechanismen im internationalen Kontext. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Wien, 2011.

- The Regulatory Assistance Project (RAP) (2012): What lies „Beyond Capacity Markets“?. Delivering Least-Cost Reliability Under the New Resource Paradigm. A „straw man“ proposal for discussion. Brussels, August 14, 2012.
- Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (ÜNB) (2012a): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013. Entwurf. Berlin, 17. Juli 2012.
- Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (ÜNB) (2012b): Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 15. August 2012.
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2012a): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Frankfurt a.M., Mai 2012.
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2012b): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt a.M., Juni 2012.
- VGB PowerTech (VGB) (2008): Begriffe der Versorgungswirtschaft. Teil B: Elektrizität und Fernwärme. Heft 3: Grundlagen und Systematik der Verfügbarkeitsermittlung für Wärmekraftwerke. 7. Ausgabe, Essen.

## 7.2 Verwendete Datenbasen

- Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur, [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/So\\_nderthemen/Kraftwerkliste/VeroeffKraftwerkliste\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/So_nderthemen/Kraftwerkliste/VeroeffKraftwerkliste_node.html)
- Bundesnetzagentur (BNetzA): Veröffentlichung Zu- und Rückbau, [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/So\\_nderthemen/Kraftwerkliste/VeroeffKraftwerkliste\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/So_nderthemen/Kraftwerkliste/VeroeffKraftwerkliste_node.html)
- Energate: Marktdaten; Price Forward Curves, TTF (Title Transfer Facility), Natural gas yearly Futures in the Netherlands, [www.energate.de](http://www.energate.de)
- EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Marketarea Germany/Austria. Base Yearly Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Marketarea Germany/Austria. Peak Yearly Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– European –Carbon-Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– Spot - EU emission allowances EEX, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Coal derivatives– ARA Coal Futures – Yearly Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– NCG Futures – Yearly Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– Gaspool Futures – Yearly Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas Spot - Gaspool One Day Ahead, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas Spot – NCG One Day Ahead, Leipzig.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E): Production Data, <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/production/>
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E): Consumption Data, <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E): Balance Area Profile, Vertical Load, <http://www.entsoe.net/data.aspx?IdMenu=9>
- Platts: World Electric Power Plant Database (Stand 06/2012)

### 7.3 Rechtsdokumente

AEUV – Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Fassung aufgrund des am 1.12.2009 in Kraft getretenen Vertrages von Lissabon.

AtG – Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 6 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212).

EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).

EHRl – Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, zuletzt geändert durch Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.

EltRL – Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG

IERL – Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Neufassung).

KWKG – Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. Juli 2012 (BGBl. I S. 1494).

StromNEV – Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690).

REMIT – Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (ABl. EU L 326/1).

WpHG – Gesetz über den Wertpapierhandel (Wertpapierhandelsgesetz) vom 9. September 1998 (BGBl. I S. 2708), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 26. Juni 2012 (BGBl. I S. 1375).

ZuG 2012 – Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 (Zuteilungsgesetz 2012) vom 7. August 2007 (BGBl. I S. 1788), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 23 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044).

ZuV 2012 – Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 (Zuteilungsverordnung 2012) vom 13. August 2007 (BGBl. I S. 1941), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475).