

# KAPAZITÄTSMÄRKTE

HINTERGRÜNDE UND VARIANTEN MIT FOKUS AUF  
EINEN EMISSIONSARMEN DEUTSCHEN  
STROMMARKT

Oliver Tietjen



## Zusammenfassung

Durch den 2011 beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie gewinnt das Thema der Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt zunehmend an Bedeutung. In der Öffentlichkeit wird häufig über eine mögliche „Stromlücke“ diskutiert: Es wird befürchtet, dass durch Erneuerbare Energien in Zeiten hoher Nachfrage wetterbedingt zu wenig Strom produziert werden kann und die Kapazitäten konventioneller Kraftwerke an bestimmten Tagen nicht ausreichen könnten.

Kapazitätsmechanismen können dazu beitragen, möglicherweise entstehende Stromlücken zu schließen, indem Anreize für den Bau und Betrieb geeigneter Kraftwerke geschaffen werden.

Die vorliegende Studie fasst die wissenschaftliche Diskussion zu diesem Thema systematisch zusammen. Neben grundlegenden Erklärungen und Kategorisierungen bewertet sie insbesondere verschiedene Ansätze hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und ihres möglichen Beitrags zu Klimaschutzziele.

In diesem Zusammenhang diskutiert sie außerdem, ob bestehende Kapazitätsmechanismen aus anderen Ländern auf Deutschland übertragen werden könnten: Das Ziel eines klimaneutralen Stromsektors und dabei insbesondere die klare Zielvorgabe für den Ausbau Erneuerbarer Energien verändert das Strommarktsystem und damit auch die Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus.

## Impressum

### Autoren:

Oliver Tietjen

unter Mitarbeit von Damian Arikas, Christoph Bals und Jan Burck

### Redaktion:

Anika Busch

### Herausgeber:

Germanwatch e.V.

Büro Bonn

Dr. Werner-Schuster-Haus

Kaiserstr. 201

D-53113 Bonn

Telefon +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19

Büro Berlin

Schiffbauerdamm 15

D-10117 Berlin

Telefon +49 (0)30 / 28 88 356-0, Fax -1

Internet: [www.germanwatch.org](http://www.germanwatch.org)

E-Mail: [info@germanwatch.org](mailto:info@germanwatch.org)

April 2012

Bestellnr.: 12-3-01

ISBN: 978-3-939846-95-6

Diese Publikation kann im Internet abgerufen werden unter:

[www.germanwatch.org/de/4080](http://www.germanwatch.org/de/4080)



Diese Publikation wurde mit Förderung der European Climate Foundation im Rahmen der Kampagne 100 Prozent Zukunft erstellt.

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Sind Kapazitätsmechanismen notwendig? .....</b>	<b>6</b>
2.1	Der deutsche Strommarkt .....	6
2.2	Das Missing Money Problem .....	8
2.3	Fehlende Investitionsanreize in Deutschland?.....	9
2.3.1	Gründe für Kapazitätsengpässe .....	9
2.3.2	Forschungsergebnisse.....	11
2.4	Zusammenfassung von Kapitel 2 .....	13
<b>3</b>	<b>Varianten und Aspekte von Kapazitätsmechanismen.....</b>	<b>15</b>
3.1	Begriffe und Kategorien .....	15
3.2	Preisbasierte Kapazitätsmechanismen .....	16
3.2.1	Administrative Kapazitätzahlungen .....	16
3.2.2	Strategische Reserve.....	17
3.3	Mengenbasierte Kapazitätsmechanismen .....	17
3.3.1	Kapazitätsbörse (PJM-Markt).....	18
3.3.2	Kapazitätsoptionen (ISO New England) .....	19
3.4	Wichtige Aspekte der Ausgestaltung .....	21
3.4.1	Kraftwerkstyp .....	21
3.4.2	Erneuerbare Energien .....	22
3.4.3	Nachfrageseite .....	23
3.4.4	Weitere wichtige Aspekte.....	24
3.5	Ein Kapazitätsmarkt für Deutschland.....	25
3.6	Zusammenfassung von Kapitel 3 .....	28
<b>4</b>	<b>Bewertung der verschiedenen Varianten .....</b>	<b>31</b>
4.1	Versorgungssicherheit .....	31
4.2	Ökonomische Bewertung .....	32
4.3	Klimaschutzziele .....	35
4.4	Bewertung des BET-Ansatzes .....	38
4.5	Zusammenfassung von Kapitel 4 .....	39
<b>5</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>43</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>47</b>

# 1 Einleitung

Nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima und dem danach beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie gewinnt das Thema der Versorgungssicherheit in Deutschland zunehmend an Bedeutung. In den Medien wird häufig über eine mögliche „Stromlücke“ diskutiert: Es wird befürchtet, dass Erneuerbare Energien in Zeiten hoher Nachfrage wetterbedingt zu wenig Strom produzieren und die Kapazitäten konventioneller Kraftwerke nicht ausreichen könnten, um die Nachfrage zu decken.

Zudem wird bezweifelt, dass sich der zur Sicherstellung der Versorgung notwendige Neubau von Kraftwerken – aus Klimaschutzgründen sollten das neben Anlagen für Erneuerbare Energien vor allem Gaskraftwerke sowie industrielle und dezentrale Kraftwärmekopplungs-Anlagen sein – in dem derzeitigen Strommarktdesign rentiert. Ein wesentlicher Grund dafür könnte ein Versagen des aktuellen Strommarktdesigns sein – das sogenannte *Missing Money Problem* (siehe unten).

Eine weitere Ursache könnte im Ausbau Erneuerbarer Energien selbst liegen, da dieser zu geringeren Laufzeiten anderer Kraftwerke führt. Es ist deshalb absehbar, dass die Risiken für die Rentabilität neuer Kraftwerke in der Zukunft steigen. Eine Energiewende mit dem Makel einer ungesicherten Versorgung würde national wie international große Zweifel daran hervorrufen, ob der Versuch, durch Energieeffizienz und Erneuerbare Energien bis Mitte des Jahrhunderts eine insgesamt risikoarme Stromversorgung zu gewährleisten, gelingen kann.

Als ein möglicher Lösungsansatz, um im notwendigen Ausmaß Anreize für den Neubau von Kraftwerkskapazitäten zu setzen, wird derzeit die Ergänzung des Strommarkts durch sogenannte Kapazitätsmärkte diskutiert. Schon im Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 wird die Überprüfung von Konzepten, die zukünftig Kraftwerkskapazitäten fördern sollen, thematisiert.<sup>1</sup> Unter einem Kapazitätsmarkt (oder allgemeiner einem Kapazitätsmechanismus) im Stromsektor wird gemeinhin die finanzielle Unterstützung für die Bereitstellung von Kapazitäten – mit dem Ziel einer ausreichenden Versorgungssicherheit – verstanden. Weltweit gibt es bereits eine Reihe solcher Instrumente: Beispielsweise wurden in den USA, Australien und Brasilien wettbewerbliche Kapazitätsbörsen implementiert. In Spanien, Irland und Chile gibt es administrativ vorgeschriebene Kapazitätzahlungen.<sup>2</sup>

Die meisten dieser Ansätze verfolgen das Ziel einer langfristigen Versorgungssicherheit, d.h. sie sollen Anreize für Investitionen in Kraftwerkskapazitäten liefern. In Deutschland gibt es mit dem Regenergiemarkt auch ein Instrument, welches das reine Vorhalten von Kapazitäten – und nicht nur den Verkauf von Strom – vergütet. Allerdings ist das primäre Ziel des Regenergiemarkts die kurzfristige Versorgungssicherheit, also die genaue Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage im Stromsystem, nicht aber die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit.<sup>3</sup>

Das Ziel dieser Studie ist die systematische Zusammenfassung der wissenschaftli-

---

<sup>1</sup> BMWi & BMU (2010, S. 21)

<sup>2</sup> Haag et al. (2011, S. 38)

<sup>3</sup> Siegemeier & von Hirschhausen (2011, S. 117)

chen Diskussion zum Thema Kapazitätsmechanismen. Neben grundlegenden Erklärungen und Kategorisierungen soll insbesondere eine Bewertung verschiedener Ansätze hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und ihrem möglichen Beitrag zu Klimaschutzziele erfolgen. In diesem Zusammenhang soll auch diskutiert werden, ob bestehende Kapazitätsmechanismen aus anderen Ländern auf Deutschland übertragen werden könnten: Das Ziel eines klimaneutralen Stromsektors und dabei insbesondere die klare Zielvorgabe für den Ausbau Erneuerbarer Energien verändert das Strommarktsystem und damit auch die Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus. Dieser sollte nicht nur der Versorgungssicherheit dienen, sondern auch Synergien mit den Zielen der Energiewende (Ausstieg aus Kernenergie, Klimaziele, Ausbau der Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz) entwickeln bzw. diese zumindest nicht behindern. Die Diskussion zu diesem Thema steht in Deutschland noch am Anfang. Die Literatur setzt sich dementsprechend bislang nur wenig mit dem Zusammenhang von Klimaschutzziele und Kapazitätsmechanismen auseinander.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut:

Grundlegend wird die Frage behandelt, warum der bestehende Strommarkt mit einem Vergütungssystem nach verkaufter Energie (Energy-Only-Markt) nicht ausreicht, um im nötigen Umfang Investitionsanreize zu liefern. Nachdem in Kapitel 2.1 die Grundprinzipien solcher reiner Strommärkte erklärt werden, folgt in Kapitel 2.2 die Erläuterung dieses als *Missing Money* bezeichneten Problems. In Kapitel 2.3 wird erörtert, welche Investitionsdefizite es in Deutschland gibt.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Frage, wie Kapazitätsmechanismen funktionieren und welche Varianten und Ausgestaltungsmöglichkeiten es gibt. Zunächst wird ein Überblick über Grundsätze und Begrifflichkeiten im Zusammenhang mit Kapazitätsmechanismen gegeben. Darauf aufbauend folgt eine Kategorisierung in preisbasierte (Kap.3.2) und mengenbasierte (Kap.3.3) Mechanismen. Anhand von Praxisbeispielen wird dabei erklärt, wie die verschiedenen Ansätze funktionieren. In Abschnitt 3.4 werden verschiedene Aspekte und Optionen, die bei der Implementierung von Kapazitätsmechanismen von Bedeutung sind, vorgestellt. Es folgt die Zusammenfassung eines ersten konkreten Vorschlags für einen deutschen Kapazitätsmechanismus des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET).

Schließlich werden die vorgestellten Varianten in Kapitel 4 bewertet. In Abschnitt 4.1 wird analysiert, inwiefern die verschiedenen Instrumente dazu beitragen können, das Ziel der Versorgungssicherheit zu erreichen. Die ökonomische Bewertung ist Thema von Kapitel 4.2. Der darauf folgende Abschnitt 4.3 geht der Frage nach, inwieweit Kapazitätsmechanismen mit dem Erreichen von Klimaschutzziele und insbesondere dem Ausbau Erneuerbarer Energien in Verbindung stehen. Im letzten Kapitel des Hauptteils 4.4 wird der BET-Ansatz für einen deutschen Kapazitätsmarkt separat bewertet.

## 2 Sind Kapazitätsmechanismen notwendig?

Grundsätzlich werden Kapazitätsmechanismen eingerichtet um langfristige Versorgungssicherheit herzustellen bzw. aufrechtzuerhalten. Doch warum wird befürchtet, dass der bisherige Strommarktmechanismus dafür nicht ausreicht? Ausgehend von einer vereinfachten Darstellung des deutschen Strommarktes wird im Folgenden das *Missing Money Problem* erläutert. Anschließend wird in Kapitel 2.3 beurteilt, inwiefern in Deutschland Versorgungssicherheit besteht.

### 2.1 Der deutsche Strommarkt

Zunächst wird der bestehende Stromgroßhandel kurz eingeordnet. Die nachstehende Abbildung zeigt den Energie- und Wertschöpfungsfluss im Stromsektor.

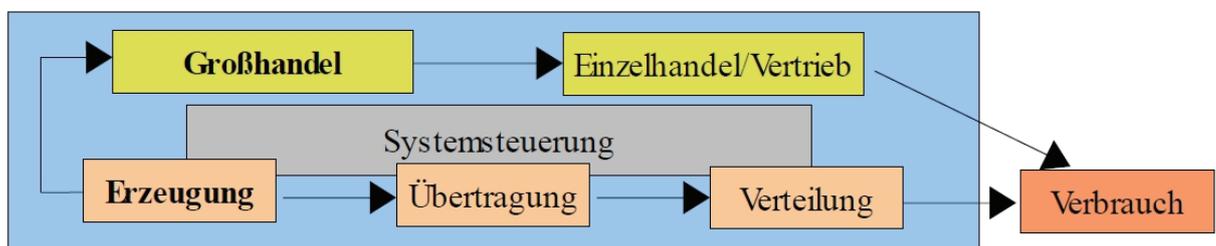


Abbildung 1: Der Energie- und Wertschöpfungsfluss im Stromsektor. Quelle: Eigene Darstellung nach Markard (2004, S. 68)

Beginnend bei der Erzeugung auf der physikalischen Seite (rot), fließt der Strom über die Stufen Übertragung und Verteilung zum Verbraucher. Wichtiger ist hier jedoch die ökonomische Seite (gelb): Über den Großhandel verkaufen die Erzeuger (Kraftwerksbetreiber) ihren Strom entweder direkt über mittel- und langfristige Verträge an große Stromverbraucher bzw. Energieversorger, oder sie nutzen alternativ Strombörsen (v.a. die Leipziger *European Energy Exchange* (EEX)) als Absatzort. Als Nachfrager treten im Großhandel primär Energieversorger auf, die den Strom über den Einzelhandel an die Verbraucher verkaufen. Obwohl im Großhandel in den letzten Jahren nur ca. 10 bis 30 Prozent des gesamten Stroms über Auktionen an der Börse gehandelt wurden, ist der sich hier einstellende Preis auch maßgebend für die außerbörslichen Preise.<sup>4</sup> Im Folgenden wird daher der Mechanismus der Preisbildung an der Strombörse (Spotmarkt) erläutert.

Entgegen der meist mittel- und langfristigen Terminmärkte findet am Spotmarkt eine Auktion für den Folgetag (day-ahead) statt. Kraftwerksbetreiber machen für einzelne Stunden oder Stundenblöcke Angebote. Diese werden der Höhe nach sortiert, woraus sich die sogenannte Merit-Order bildet. Diese wird in der folgenden Abbildung gezeigt, wobei zur einfacheren Darstellung eine veraltete stilisierte Abbildung des Strommarkts gewählt wurde, die den Einfluss Erneuerbarer Energien zunächst vernachlässigt (dieser Einfluss wird in Kapitel 2.3 erläutert).

<sup>4</sup> Monopolkommission (2009, S. 93)

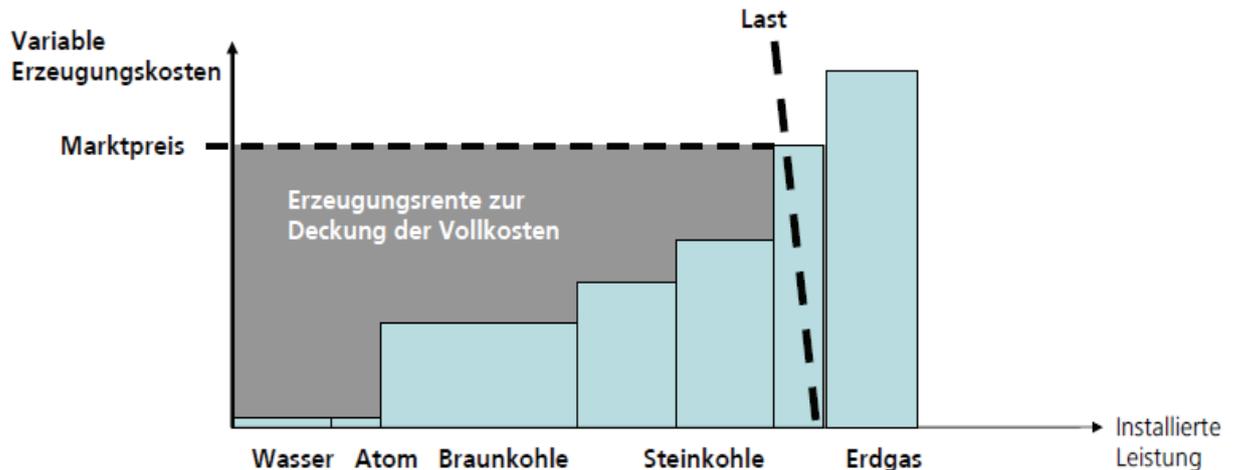


Abbildung 2: Die Preisbildung im Stromgroßhandelsmarkt (Merit-Order). Quelle: Kopp (2010, S.2)

Ganz links befinden sich die Kraftwerke, die Strom am günstigsten anbieten können (Wasser, Atom).<sup>5</sup> Je weiter man nach rechts auf der horizontalen Achse geht, umso teurer werden die Produktionskosten (Steinkohle, Gas). Die gestrichelte, beinahe senkrechte Linie zeigt die Stromnachfrage (Last) zu einem bestimmten Zeitpunkt an. Ist die Nachfrage hoch, die Linie befindet sich entsprechend weiter rechts, müssen auch teurere Kraftwerke dazugeschaltet werden. Der für alle Kraftwerke einheitliche stündliche Marktpreis ergibt sich aus der Höhe der Erzeugungskosten des Kraftwerks, welches gerade noch produzieren muss, damit die Nachfrage gedeckt werden kann (das Grenzkraftwerk). In der Abbildung wird dies durch den Schnittpunkt zwischen der Nachfragelinie und der zur Lastdeckung benötigten Kapazität dargestellt.

Wichtig ist an dieser Stelle die Unterscheidung zwischen kurzfristigen (oder variablen) und langfristigen Kosten: Die kurzfristigen Kosten eines Kraftwerkes enthalten die Brennstoff-, CO<sub>2</sub>-Zertifikats- und sonstige Betriebskosten, die nur anfallen, wenn ein Kraftwerk Strom produziert. In den langfristigen Kosten zusätzlich enthalten sind die festen (oder Fix-)Kosten. Diese spiegeln vor allem die Ausgaben für den Kraftwerksbau umgelegt auf die geplante Lebensdauer wieder. Damit sich ein Kraftwerk rentiert, müssen die Vollkosten, also die langfristigen Kosten, gedeckt werden. Aus der obigen Abbildung geht aber auch hervor, dass eben nicht diese, sondern die kurzfristigen Kosten für den Einsatz eines Kraftwerks entscheidend sind, weil die variablen Kosten den Strompreis in der Merit-Order bestimmen. Dies kann folgendermaßen erklärt werden: Zu dem Zeitpunkt, zu dem die Betreiber ihren Strom verkaufen wollen, steht das Kraftwerk bereits. Dadurch fallen – unabhängig von der tatsächlichen Produktion – laufende Fixkosten an. Entspricht der Preis den variablen Kosten seines Kraftwerks, spielt es für den Betreiber keine Rolle, ob er produziert oder nicht: Die Fixkosten fallen ohnehin an, und der Preis deckt gerade die variablen Kosten, er verursacht also weder einen zusätzlichen Verlust noch einen Gewinn. Liegt der Preis nur minimal über seinen variablen Kosten, kann der Betreiber mit den überschüssigen Einnahmen zumindest einen Teil der Fixkosten decken (graue Fläche in Abbildung 2). Würde der Betreiber einen Preis verlangen, der höher liegt als seine variablen Kosten,

<sup>5</sup> Dabei sind jedoch nicht alle Kosten enthalten, z.B. entstehen durch die Atomkraft hohe langfristige Kosten durch die Endlagerung, die nicht eingepreist sind (externe Kosten).

würde er viel seltener produzieren, ohne dadurch den Strompreis wesentlich zu beeinflussen. In wettbewerblichen Märkten werden Kraftwerksbetreiber deshalb Strom immer in Höhe ihrer kurzfristigen Grenzkosten anbieten.

## 2.2 *Das Missing Money Problem*

Bisher wurde beschrieben, wie sich der kurzfristige Einsatz von Kraftwerken – die Produktionsentscheidung von bestehenden Kraftwerken – vollzieht. Das *Missing Money Problem* bezieht sich jedoch auf die langfristige Planung (Bau von Kraftwerken).

Für Grund- und Mittellastkraftwerke – solche, die sich links oder in der Mitte der Merit-Order befinden – ist die im vorherigen Abschnitt beschriebene Entlohnung nach den kurzfristigen Kosten weniger problematisch. So erzielen sie zu Zeitpunkten, in denen die Nachfrage hoch ist (Peak) und entsprechend ein teures Kraftwerk den Preis bestimmt, über ihre kurzfristigen Kosten hinaus Deckungsbeiträge, mit denen auch die festen Kosten gedeckt werden können (graue Fläche in Abbildung 2). Spitzenlastkraftwerke dagegen können nicht oder nur sehr selten von einem Marktpreis profitieren, der durch die variablen Kosten eines anderen Kraftwerks gesetzt wird und es ihnen ermöglicht, die eigenen Fixkosten zu erwirtschaften. Würde der Strompreis folglich nie die variablen Kosten übersteigen, wären Spitzenlastkraftwerke nicht rentabel, und es gäbe keinen Anreiz, in sie zu investieren.<sup>6</sup> Wie aber erhalten Betreiber von Spitzenlastkraftwerken ihre Fixkosten in dem gerade beschriebenen Energy-Only-Markt<sup>7</sup> zurück?

Der Theorie nach müsste der Strompreis in Zeiten, in denen das Angebot (nahezu) ausgeschöpft ist oder die Nachfrage übersteigt, über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks steigen. In der wissenschaftlichen Literatur wird dabei häufig als maximaler Preis die Höhe des *Value of Lost Load* (VoLL) genannt. Der VoLL gibt die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für die Vermeidung eines Stromausfalls an. Es handelt sich dabei um einen theoretischen Wert, dessen Höhe nicht konkret bestimmt werden kann. Der genaue Wert ist hier auch nicht von Bedeutung. Entscheidend ist die Annahme, dass die Strompreise in diesen Knappheitssituationen über das Grenzkostenniveau hinaus steigen. Durch diese Knappheitspreise können die Betreiber der Spitzenlastkraftwerke ihre Fixkosten decken. Zudem sinkt die Nachfrage der Stromverbraucher, weil der Strom nun wesentlich teurer ist. Würde die Nachfrage nicht fallen, bestünde die Gefahr von großen (und teuren) Stromausfällen, da zu wenig Strom in das Netz eingespeist und die Spannung kritische Werte erreichen würde.<sup>8</sup> Soweit die Theorie, basierend auf idealisierten Marktannahmen. In der Praxis verhalten sich vor allem die Verbraucher nicht so wie hier angenommen. Sie bemerken die Knappheitssituationen nicht und senken entsprechend auch nicht ihre Nachfrage. Die für die Höhe des VoLL wichtige Zahlungsbereitschaft kann den Preis nicht ausreichend beeinflussen. Das *Missing Money Problem* bezeichnet genau diesen Missstand, dass auf Energy-Only-Märkten – wie derzeit auf dem deutschen Strommarkt – nach dem Merit-Order-Prinzip zu geringe Preise erzielt werden, um die Kosten der Kapazität aller nötigen Kraftwerke zu

---

<sup>6</sup> Shuttleworth et al. (2011, S. 8)

<sup>7</sup> Als Energy-Only-Markt bezeichnet man Märkte, an denen nur der Verkauf der Energie zu Erlösen führt. Bei Kapazitätsmechanismen dagegen wird das Halten von Kapazität entlohnt (de Vries 2007, S. 21).

<sup>8</sup> Joskow (2006) / Cramton & Stoft (2006)

decken.<sup>9</sup> Selbst wenn die Knappheitspreise auf ein ausreichendes Niveau stiegen, wäre es fragwürdig, ob der Neubau von Kraftwerken *rechtzeitig* geschehen würde. Denn die Marktreaktion ist aufgrund der langen Planungs- und Bauzeit von Kraftwerken sehr langsam (Investitionszyklen mit sogenannter *Totzeit*).<sup>10</sup> Es ist empirisch belegt, dass das *Missing Money Problem* in vielen liberalisierten Strommärkten entsteht.<sup>11</sup> Daraus folgt ein langfristiges Versorgungssicherheitsproblem, da es nicht genügend Anreize für den Neubau von Kraftwerken gibt.

Wie das nächste Kapitel zeigt, wird die Problematik der Versorgungssicherheit in Deutschland unter anderem durch den Ausbau Erneuerbarer Energien verschärft.

## 2.3 *Fehlende Investitionsanreize in Deutschland?*

Vor der Liberalisierung des deutschen Strommarkts im Jahr 1998 gab es das *Missing Money Problem* nicht, weil die Strompreise nicht wettbewerblich bestimmt, sondern in ausreichender Höhe festgelegt wurden. Aus dieser Zeit vor der Liberalisierung gibt es bis heute Überkapazitäten im Kraftwerkspark, folglich besteht noch keine akute Gefahr von Versorgungsengpässen. Die Problematik könnte allerdings durch verschiedene Umstände entstehen.<sup>12</sup>

### 2.3.1 **Gründe für Kapazitätsengpässe**

Durch den Ausstieg aus der Kernenergie werden bis 2023 ca. 20 Gigawatt (GW) weniger Kapazitäten am Netz sein (nicht eingerechnet sind dabei Kapazitäten, die statt der Kernenergie länger am Netz bleiben). Zudem müssen Kraftwerksbetreiber ihre CO<sub>2</sub>-Zertifikate ab 2013 bezahlen. In der jetzigen Periode des Zertifikatehandels erhalten sie die Emissionsberechtigungen zum größten Teil noch gratis. Trotzdem wird der volle Wert der Zertifikate in die variablen Kosten eingepreist, sodass der Emissionshandel bei konventionellen Kraftwerksbetreibern zu Mehreinnahmen führt (*Windfall Profits*). Aus Klimaschutzgründen ist die neue Regelung notwendig, da sie das Risiko verringert, dass Kraftwerke für fossile Energieträger gebaut werden, die mit dem Klimaschutz unvereinbar sind. Problematisch wird die Situation jedoch dann, wenn dadurch die Anreize weiter sinken, die auch in einem Klimaschutzszenario aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerke (vor allem Gaskraftwerke und dezentrale Kraftwärmekopplung) zu bauen. Außerdem reduzieren sich die Einnahmen der Investoren fossiler Kraftwerke insgesamt – und damit die Investitionsmöglichkeiten der Energieerzeuger. Wenn nicht andere Investoren einspringen, verringert sich dadurch der Spielraum für den Neubau von Kraftwerken.

Die Rentabilität konventioneller Kraftwerke wird auch durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien gesenkt. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten Betreiber von Erneuerbaren Energien eine vom Markt unabhängige feste Vergütung. Zudem wird ihnen die Abnahme des produzierten Stroms durch die im EEG festgelegte Vorrangspeisung garantiert. Der EEG-Strom verdrängt somit

---

<sup>9</sup> Ökonomisch ausgedrückt erkennen die Nachfrager die Preissignale durch die Knappheit der Kapazität nicht, in Folge dessen steigen die Knappheitspreise zu Peak-Zeiten nicht ausreichend an. Für eine ausführliche Erläuterung dieses Problems und von weiteren Gründen, die zu *Missing Money* führen, siehe z.B. Cramton & Stoft (2006, S. 8f), de Vries (2007, S. 21f) oder Shuttleworth et al. (2011, S. 10f).

<sup>10</sup> Nailis et al (2011, S. 4)

<sup>11</sup> Joskow (2008)

<sup>12</sup> Achner et al. (2011) / Haag et al. (2011)

konventionelle Kraftwerke, weshalb deren Auslastung und damit die Rentabilität sinken. Auch ohne die Vorranginspeisung – also in dem Fall, dass Betreiber Erneuerbarer Energien eigenständig über den Strommarkt verkaufen müssten – würde dieser Effekt auftreten. So fallen bei Erneuerbaren Energien keine oder sehr geringe variable Kosten an. Erneuerbarer Strom wird deshalb – gemäß des oben beschriebenen kurzfristigen Einsatzes der Kraftwerke – angeboten, sobald dies wetterbedingt möglich ist. Ohne die Vorranginspeisung ist jedoch von einem geringeren Effekt auszugehen, da insbesondere Photovoltaik- und Windkraftanlagen wetterbedingt schwankend Strom produzieren, woraus sich eine schwierige Vermarktung ergibt. Der als Merit-Order-Effekt bezeichnete strompreissenkende Mechanismus kann anhand folgender Abbildung nachvollzogen werden.

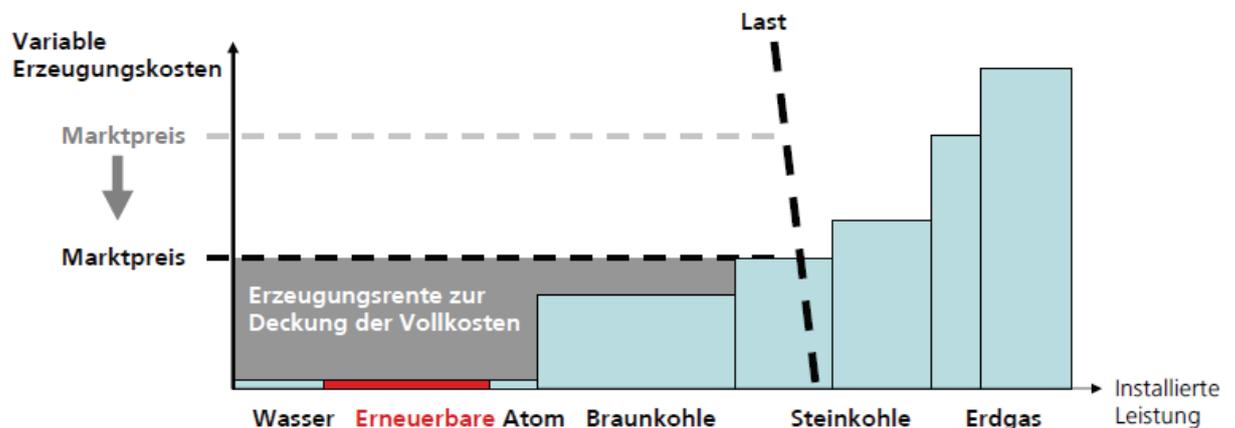


Abbildung 3: Der Merit-Order-Effekt. Quelle: Kopp (2010, S. 3)

Der durch Erneuerbare Energien produzierte Strom verschiebt die Merit-Order nach rechts (vgl. mit Abbildung 2 weiter oben). In der Folge ist – bei der in Abbildung 2 und 3 beispielhaft angenommenen Merit-Order – nicht weiter ein Gaskraftwerk preissetzend, sondern ein Steinkohlekraftwerk, was den Strompreis, die Auslastung konventioneller Kraftwerke und damit auch die Rentabilität derselben sinken lässt (die graue Fläche der Vollkostendeckung wird kleiner). Trotz der geringen absoluten Menge wirkt sich über das EEG eingespeister Strom aus Photovoltaik-Anlagen besonders stark auf die Rentabilität der anderen Kraftwerke aus. Photovoltaik-Anlagen produzieren vor allem zu preislich attraktiven Zeiten mit hoher Nachfrage – nämlich mittags, wenn die Sonne am höchsten steht – mehr Strom und verringern so die Einnahmen am Strommarkt für Betreiber anderer Kraftwerke.<sup>13</sup>

Einen besonderen Druck, neue Kraftwerke zu bauen, gibt es im Süden Deutschlands. Dort fällt ein erheblicher Anteil der Kernkraftwerke bis 2020 weg. Der schnellste Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt hingegen im Norden Deutschlands – ganz überwiegend durch die dort besonders ertragreiche Windenergie. Da der Nord-Süd-Netzausbau bisher nur langsam voranschreitet, kann es zukünftig vor allem im Süden zu Versorgungsengpässen kommen.

Ein weiterer Risikofaktor für die sichere Stromversorgung ist der zögerliche Kurs der EU und der Bundesregierung, ihrem Ziel einer auch absolut verringerten Stromnachfrage die notwendigen Rahmensetzungen und Anreizstrukturen folgen

<sup>13</sup> Haag et al. (2011, S. 27)

zu lassen. Zwar würde durch eine absehbare Verringerung der Stromnachfrage auch die Rentabilität neuer Kraftwerke weiter sinken, aber eben auch deren Notwendigkeit im System.

### 2.3.2 Forschungsergebnisse

Der Merit-Order-Effekt, die Auswirkungen des Emissionshandels, der schleppende Netzausbau und eine unklare Rahmensetzung zur Verringerung der Stromnachfrage lassen es insgesamt fraglich erscheinen, ob die für eine erfolgreiche Energiewende benötigten Kraftwerkskapazitäten ohne Kapazitätsmechanismus tatsächlich in ausreichendem Maß hinzugebaut werden können.

In einer Analyse von Siegmeier und von Hirschhausen wird die Situation dagegen weniger problematisch bewertet.<sup>14</sup> Nach ihrer Einschätzung ist eine Stromlücke vor 2020 auch unter Berücksichtigung des derzeit stattfindenden Atomausstiegs nicht abzusehen. Kurzfristig sehen Siegmeier und von Hirschhausen geringere Auslastungen und damit Gewinnmargen für alle konventionellen Kraftwerke. Die nach Einspeisung der Erneuerbaren Energien verbleibende Nachfrage (Residuallast) wird ihrer Einschätzung nach zunehmend von Gaskraftwerken gedeckt, weil diese flexibler sind als andere Kraftwerkstypen und dadurch eine bessere Anpassung an die Residuallast möglich ist. Während unflexible Kohlekraftwerke somit immer unwirtschaftlicher werden, steigen die Auslastung und damit die Rentabilität von Gaskraftwerken langfristig wieder an. Da die Autoren bis 2020 keine Stromlücke sehen und für den Zeitraum danach mit einer verbesserten Rentabilität von Gaskraftwerken rechnen, sprechen sie sich gegen eine baldige Einführung eines Kapazitätsmechanismus aus.

Diese Argumentation ist jedoch nicht unstrittig: Die oben genannten Argumente, und dabei insbesondere die zunehmende Einspeisung von Erneuerbaren Energien, verringern die Profitmöglichkeiten auch von Gaskraftwerken. Gerade diese erfahren durch die Einspeisung von Solarstrom zu Spitzenlastzeiten (Mittagssonne) geringere Auslastungen, da Gaskraftwerke ebenfalls vor allem zu diesen Zeiten eingesetzt werden. Entgegen der Meinung von Siegmeier und von Hirschhausen kommen andere Studien entsprechend zu Ergebnissen, die ein schwieriges Investitionsklima prognostizieren, und erwarten deshalb – ohne Erweiterung des Marktdesigns – Probleme bei der Versorgungssicherheit.

Um zu prüfen, ob es genug Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke gibt, muss zunächst geklärt werden, nach welchen Kriterien Investitionsentscheidungen erfolgen. Die entscheidende Frage ist dabei, welche möglichen Einnahmequellen Kraftwerke haben. Das Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET) hat den oben beschriebenen Spotmarkt, den Terminmarkt sowie den Regelenergie- und den Intradaymarkt identifiziert und nach deren Bedeutung für Investitionsentscheidungen beurteilt.<sup>15</sup>

Um eine bessere Anpassung von Stromangebot und Nachfrage zu erreichen, gibt es für die Zeit nach Abschluss der Dayaheadauktion (Folgetag) den Intradaymarkt (innerhalb eines Tages). Auf dem Intradaymarkt wird kurzfristig gehandelt, und er bietet daher vor allem Betreibern flexibler Kraftwerke (Gas) die Möglichkeit weiterer Einnahmen. Einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit von Kraft-

---

<sup>14</sup> Siegmeier & von Hirschhausen (2011)

<sup>15</sup> Achner et al. (2011, S. 16ff)

werken kann der Intradaymarkt bisher jedoch nicht bieten. Die zukünftige Entwicklung ist zudem schwer abzuschätzen.

Noch kurzfristiger als der Intradaymarkt ist der Regelle Energiemarkt. Er ist notwendig, um Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht zu halten. Kurzfristige Prognosegenauigkeiten wie Kraftwerksausfälle oder Nachfrageschwankungen können damit ausgeglichen werden. Um am Regelle Energiemarkt teilnehmen zu dürfen, müssen die Kraftwerke bestimmte Anforderungen (z.B. hohe Anfahrsgeschwindigkeit) erfüllen, was den Teilnehmerkreis verkleinert und Marktmachtprobleme fördert. Die Bereithaltung von Regelle Energie wird über eine Plattform ausgeschrieben.<sup>16</sup> Die Anbieter, die einen Zuschlag erhalten, bekommen alleine für das Bereitstellen ihrer Kapazitäten eine Vergütung nach dem *pay-as-bid-Verfahren*, das heißt die Anbieter erhalten den Preis, den sie bieten (im Gegensatz dazu erhalten die Anbieter am Spotmarkt einen einheitlichen markträumenden Preis). Nach Einschätzung des BET bietet der Regelle Energiemarkt die Chance auf Zusatzverdienste. Bei der Kraftwerksplanung spielt der Markt aufgrund des relativ hohen Teilnahmeaufwands, des geringen Handelsvolumens und der schwierig abzuschätzenden zukünftigen Entwicklung jedoch eine untergeordnete Rolle. Darüber hinaus können Kraftwerke, die zur Bereithaltung von Regelleistung verpflichtet werden, nur eingeschränkt am Spotmarkt teilnehmen, was ihre Rentabilität wiederum verschlechtert.

Der Terminmarkt bietet Kraftwerksbetreibern ebenso zusätzliche Chancen, ist jedoch auch mit Risiken verknüpft. Dabei werden Lieferverträge für die nächsten Monate oder Jahre abgeschlossen. Der Hauptgrund für die Teilnahme am Terminmarkt ist die Absicherung (*Hedging*). Preisschwankungen können mit diesen langfristigen Verträgen abgesichert werden. Je nach zukünftiger Preisentwicklung kann ein langfristiges Geschäft einen Mehrertrag bringen oder zu geringeren Erlösen führen als beim kurzfristigen Handel über den Spotmarkt. Wie bereits erwähnt, ist die Entwicklung von Spot- und Terminmarkt eng miteinander verknüpft, wobei die Entwicklung des Spotmarkts Einfluss auf die anderen Märkte hat. Das BET kommt deshalb zu dem Ergebnis, dass der Spotmarkt entscheidend für die Rentabilität und damit für Investitionsentscheidungen ist.

Anhand des Spotmarkts untersucht das BET im nächsten Schritt, inwieweit sich für verschiedene Kraftwerkstypen (Gas, Gas und Dampf (GuD) und Kohle) Investitionen rechnen würden. Dabei zeigt sich, dass sich kein neues Kraftwerk rentiert. Lediglich der Weiterbetrieb alter Kohlekraftwerke scheint eine Option zu sein, die positive Deckungsbeiträge verspricht. Nach Einschätzung des BET reichen die derzeitigen Überkapazitäten unter Berücksichtigung des aktuellen Kernenergieausstieges noch bis 2017, ab 2018 werden neue Kraftwerke benötigt.<sup>17</sup>

Die Unternehmensberatung A.T. Kearney kommt in einer Studie zu ähnlichen Ergebnissen.<sup>18</sup> Nach ihren Berechnungen mit einem Merit-Order-Modell rentieren sich GuD-Kraftwerke heute nur, wenn die Abwärme sinnvoll genutzt werden kann, was jedoch nur selten möglich ist. Auch eine Studie von Germanwatch, der WestLB und dem Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) ermittelt nur geringe Anreize für Neuinvestitionen.<sup>19</sup> Im Gegensatz zu den vorangestellten Studien erfolgt in

---

<sup>16</sup> [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

<sup>17</sup> Achner et al. (2011, S. 29)

<sup>18</sup> Haag et al. (2011)

<sup>19</sup> PIK, WestLB & Germanwatch (2009)

dem hier verwendeten Modell auch eine Berechnung der Barwerte der Kraftwerksportfolios der großen vier Energieerzeuger (RWE, Eon, Vattenfall, EnBW) unter verschiedenen Annahmen zu Ersatzinvestitionen (z.B. Kohle oder Gas) sowie CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreisen. Im Ergebnis zeigt sich, dass sich Steinkohlekraftwerke kaum rentieren und Gaskraftwerke nur bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen. Braunkohlekraftwerke dagegen versprechen am ehesten Profite (bei geringen CO<sub>2</sub>-Preisen ohne, bei hohen allerdings nur mit *Carbon Capture and Storage* (CCS)). Braunkohlekraftwerke sind jedoch aufgrund der besonders starken Emissionen aus Klimaschutzsicht nicht haltbar und passen aufgrund ihrer geringeren Flexibilität nicht zu einem auf Erneuerbaren Energien basierendem System. Zudem scheint der Einsatz von CCS in Deutschland derzeit mehr als fraglich.

Inwieweit und ab wann eine Stromlücke in Deutschland bestehen könnte, ist nicht abschließend geklärt. Hier besteht noch weiterer Forschungsbedarf – insbesondere muss berücksichtigt werden, nach welchen Kriterien Investitionen erfolgen: Rentabilitätsabschätzungen, die auf Modellen mit einem in der Realität nicht existierenden perfekten Spotmarkt basieren – wie beispielsweise das des BET –, können zu ungenauen Ergebnissen führen. Zudem vernachlässigen solche Modelle meist (der Theorie nach gewünschte) Knappheitspreise oder gründen auf einer unsicheren Datenlage. Da jedoch insgesamt die Mehrheit solcher Studien als auch der alternative Ansatz von Germanwatch, PIK und der WestLB zumindest langfristig Probleme mit der Versorgungssicherheit erwartet und in diesem Punkt – auch im Sinne einer erfolgreichen Energiewende – keine großen Risiken eingegangen werden sollten, ist eine rechtzeitige Diskussion über die Verbesserung von Investitionsanreizen notwendig.

## 2.4 Zusammenfassung von Kapitel 2

- Im deutschen Strommarkt ist der Spotmarkt die wichtigste Stufe für die Preisfindung im Großhandelsmarkt.
- Der Strompreis am Spotmarkt ist für alle gleich (markträumender Preis) und ergibt sich aus der Höhe der kurzfristigen Kosten des Kraftwerks, welches gerade noch produzieren muss, damit die Nachfrage gedeckt werden kann.
- Grundsätzlich gibt es in Energy-Only-Märkten wie dem deutschen das Problem, dass der Spotmarkt nicht vollständig die Kapitalkosten (Fixkosten) von Spitzenlastkraftwerken deckt: Der Theorie nach sollte der Strompreis in Spitzennachfragezeiten über das Niveau der kurzfristigen Kosten hinaus steigen (Knappheitspreise). In der Praxis wird dies jedoch nicht in ausreichendem Umfang beobachtet (*Missing Money Problem*), weshalb es zu geringen Investitionsanreizen und in der Folge Versorgungsengpässen geben kann.
- In Deutschland gibt es noch Überkapazitäten, sodass das *Missing Money Problem* bisher von geringerer Bedeutung ist. Aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie, des Abbaus von Überkapazitäten und einer Reihe weiterer Gründe wie dem Ausbau der Erneuerbaren Energien verschärft sich die Situation jedoch auch in Deutschland.
- Studien zeigen indes die Unrentabilität von für die Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerken. Dabei ist es jedoch nicht eindeutig – und von

verschiedenen Entwicklungen wie der Rahmensetzung für die Absenkung der Stromnachfrage, die Entwicklung des Ausbaus Erneuerbarer Energien, die Zielsteigerung für den Emissionshandel und damit absehbare höhere CO<sub>2</sub>-Preise usw. abhängig –, ob überhaupt, und wenn ja ab wann (2018 oder nach erst nach 2020) ein Kapazitätsmechanismus in Deutschland notwendig ist.

- Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es möglicherweise einen Bedarf für finanzielle Unterstützungen von konventionellen Gaskraftwerken geben wird, um eine sichere Versorgung bei ambitionierten Klimaschutzzielen zu gewährleisten. Diese finanziellen Unterstützungen könnten in Form von Kapazitätsmechanismen implementiert werden. Das nächste Kapitel stellt die Grundprinzipien, verschiedene Varianten und Aspekte von Kapazitätsmechanismen vor.

## 3 Varianten und Aspekte von Kapazitätsmechanismen

Dieses Kapitel erläutert die Grundprinzipien von Kapazitätsmechanismen und gibt einen Überblick über verschiedene Ausprägungen. Einführend werden in Kapitel 3.1 einige Begrifflichkeiten und Kategorien vorgestellt. Darauf aufbauend werden in den Abschnitten 3.2 und 3.3 unterschiedliche Varianten von Kapazitätsmechanismen anhand von Praxisbeispielen erklärt. Kapitel 3.4 beschreibt Aspekte, die bei der Ausgestaltung beachtet werden müssen. Schließlich wird in Kapitel 3.5 ein erster Vorschlag für einen deutschen Mechanismus vorgestellt.

### 3.1 Begriffe und Kategorien

In diesem Abschnitt werden wichtige Begriffe sowie die Grundeinteilung der Mechanismen in Kategorien vorgestellt. Es ist wichtig zu berücksichtigen, dass die Diskussion über Kapazitätsmechanismen in Deutschland erst am Anfang steht. Eine einheitliche Verwendung der Begriffe sowie eine einheitliche Kategorisierung gibt es bisher nicht.

Als Oberbegriff wird im Folgenden der Begriff „Kapazitätsmechanismus“ (synonym auch -instrument) verwendet. Damit ist im weitesten Sinne eine auf unterschiedliche Art mögliche finanzielle Unterstützung von Kapazitäten gemeint. Zum größten Teil sind das Kraftwerke, daneben sind aber auch Maßnahmen zur Regelung bzw. Senkung der Nachfrage (Nachfragerressourcen) gemeint.

Kapazitätsmärkte bilden eine Unterkategorie des Kapazitätsmechanismus. Grundsätzlich sind in "freien" Märkten Mengen (hier die Kapazitäten) und die Preisbildung frei, d.h. die Höhe des Angebots und der Nachfrage sind flexibel bzw. werden durch die Marktteilnehmer gebildet. Bei den hier vorgestellten Mechanismen wird entweder die Menge oder der Preis administrativ vorgeschrieben. Dennoch können mengenbasierte Mechanismen (Kap. 3.3) als *Kapazitätsmärkte* bezeichnet werden: Bei diesen wird die zu erreichende Kapazität zwar vorgeschrieben, der sich einstellende Preis ist jedoch frei. Im Gegensatz dazu scheint bei preisbasierten Instrumenten (Kap. 3.2) nur der Preis vorgegeben und die Menge frei zu sein, doch handelt es sich weniger um einen Markt: Mit der Preisfestlegung wird auch immer eine bestimmte Menge anvisiert. Wird die Menge verfehlt, finden Anpassungen des Preises statt, entsprechend sind weder der Preis noch die Menge frei. Im Folgenden bezeichnet der Begriff Kapazitätsmarkt deshalb immer nur Instrumente, die eine – auf einer bestimmten Kapazitätsmenge basierende – freie Preisbildung zulassen.

Neben der Kategorisierung in preis- und mengenbasiert können die Mechanismen auch in *selektiv* und *umfassend* unterteilt werden. Ein Mechanismus ist selektiv, wenn nur bestimmte (meist neu errichtete) Kapazitäten einen Zuschuss erhalten können. In einem umfassenden Ansatz dagegen werden prinzipiell alle Kraftwerke (und ggf. Nachfragerressourcen) gefördert. Nach einer Studie der Consultingorganisation "Brattle Group" sind selektive Mechanismen auch immer preisbasiert.<sup>20</sup> Dagegen ist es nach der hier vorgenommenen Einteilung auch möglich, dass ein

---

<sup>20</sup> Pfeifenberger et al. (2009, S. 4)

(wettbewerblicher) mengenbasierter Mechanismus nur selektiv fördert.<sup>21</sup>

Kapazitätsprämien sind die Einnahmen, die aus einem Kapazitätsmechanismus resultieren. Bei wettbewerblichen Kapazitätsmärkten ist es der sich einstellende Preis. Schließlich ist mit dem Regulator eine staatliche (oder staatlich überwachte) Institution gemeint, die den Kapazitätsmechanismus organisiert. Beispielsweise legt der Regulator die Höhe der Kapazitätsprämien im Falle eines preisbasierten Mechanismus fest, bestimmt beim mengenbasierten Mechanismus die anvisierte Menge oder sorgt für die Systemstabilität. In vielen nationalen Energiemärkten gibt es eine solche Instanz, in Deutschland bisher allerdings nicht. Die Bundesnetzagentur im Zusammenspiel mit den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) hat einen Teil dieser Rollen übernommen.

Kapazitätsmechanismen dienen gemeinhin der Versorgungssicherheit, da durch sie Anreize für Investitionen in Kapazitäten geschaffen werden. Sie sind dabei als Ergänzung zu dem bestehenden Strommarkt zu verstehen: Während ein Kapazitätsmechanismus die Aufgabe hat, Kapazitäten zu schaffen (bzw. den Strommarkt dabei zu unterstützen), soll der Strommarkt dafür sorgen, dass die bestehenden Kapazitäten effizient eingesetzt werden. In den nächsten Abschnitten erfolgt anhand von Praxisbeispielen eine Einteilung verschiedener Kapazitätsmechanismen in preisbasierte und mengenbasierte Instrumente.

### **3.2 Preisbasierte Kapazitätsmechanismen**

Bei preisbasierten Mechanismen setzt der Regulator einen finanziellen Anreiz, in Kapazitäten zu investieren. Dazu entscheidet er, wie viele Kapazitäten notwendig sind, um die Versorgungssicherheit herzustellen. Auf Grundlage dessen werden Zahlungen pro installierter oder verfügbarer Leistung (Kapazität) vergeben, so dass die Vollkosten der für nötig gehaltenen Kapazitäten gedeckt werden können. Die Kosten der Zahlungen können auf die Strompreise umgelegt werden. Solche Instrumente finden schon seit längerer Zeit Anwendung in Energiemärkten. Dabei kann zwischen administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen (z.B. in Spanien und Irland) und einer strategischen (z.B. Schweden) oder operativen Reserve unterschieden werden.<sup>22</sup>

#### **3.2.1 Administrative Kapazitätzahlungen**

In Spanien gibt es seit 2007 das Modell *pagos por capacidad*. Dort können neu errichtete Anlagen mit mindestens 50 MW Leistung Zuschüsse erhalten (selektiver Ansatz). Außerdem sind alte Anlagen mit erheblichen Investitionen in die Aufwertung des Kraftwerks berechtigt, Kapazitätsprämien zu erhalten. Eine erhebliche Investition in diesem Sinne ist beispielsweise der Einbau einer Abgasentschwefelungsanlage in ein bestehendes Kohlekraftwerk. Die Höhe der Zahlungen hängt von der tatsächlich verfügbaren Kapazität und dem benötigten Spitzenlastbedarf im Gesamtsystem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des bezuschussten Kraftwerks ab. Wenn der Bedarf steigt, erhöhen sich auch die Zahlungen für die dann in Betrieb gehenden Kraftwerke. Gleichzeitig werden weniger Zahlungen geleistet, wenn der Bedarf sinkt. Sind ausreichend Kapazitäten vorhanden, gibt es

<sup>21</sup> So z.B. der in Kapitel 3.5 vorgestellte BET-Ansatz (Achner et al. 2011)

<sup>22</sup> Süßenbacher et al. (2011, S. 3) / Eine operative Reserve in Reinform ist weltweit nicht implementiert und wird hier vernachlässigt.

keine Zahlungen. Einmal zugesagte Zahlungen werden in unveränderter Höhe über einen Zeitraum von zehn Jahren garantiert. Dieser Mechanismus wurde erst 2007 implementiert, weshalb die Wirkungsweise noch nicht ausreichend bewertet werden kann.<sup>23</sup>

Im irischen Modell ergeben sich die jährlichen Kapazitätzuschüsse aus dem administrativ festgelegten Kapazitätsbedarf und den jährlichen Fixkosten des günstigsten neu zu errichtenden Spitzenlastkraftwerks. Die Kostenentwicklung von neuen Kraftwerken wird so mit berücksichtigt. Im Gegensatz zum spanischen Modell fließen die Gelder nicht nach der installierten Kapazität der bezuschussten Kraftwerke, sondern nach deren tatsächlicher Verfügbarkeit. Auch können, im Gegensatz zu Spanien, nicht nur neue Anlagen oder Anlagen mit erheblichen Investitionen die Zahlungen erhalten. Alle Kraftwerke erhalten die Zahlungen je nach Verfügbarkeit (umfassender Ansatz), wobei die Betreiber für Kapazitäten, die zu Zeiten von Lastspitzen verfügbar sind, mehr Gelder erhalten.<sup>24</sup>

### 3.2.2 Strategische Reserve

Bei der strategischen Reserve hält der Regulator Kapazitäten für Engpässe auf Abruf. Entweder sichert er sich die Kapazitäten vertraglich, oder er unterhält selbst Kraftwerke. Im Falle der vertraglichen Lösung erhält der Kraftwerksbetreiber Zahlungen in Höhe der Fixkosten des Kraftwerks, was hier gewissermaßen als Kapazitätsprämie angesehen werden kann.<sup>25</sup> Die strategische Reserve wird dann nach technischem Bedarf in Engpasssituationen bzw. ab einem bestimmten Preis im Spotmarkt eingesetzt. Da die als strategische Reserve eingesetzten Kraftwerke im normalen Strommarkt nicht mehr eingesetzt werden, entzieht der Regulator dem Markt Kapazitäten. Aufgrund des Entzugs der Kraftwerke aus dem normalen Betrieb steigen die Preise im Strommarkt. Dadurch sollen Investitionen, die die ursprüngliche Menge an Kapazitäten auf dem Strommarkt wiederherstellen, angeregt werden.<sup>26</sup> Bei diesem Ansatz erhalten nur bestimmte Kraftwerke eine Kapazitätsprämie, folglich handelt es sich um einen selektiven Ansatz.<sup>27</sup>

## 3.3 Mengenbasierte Kapazitätsmechanismen

Im Gegensatz zu den preisbasierten Mechanismen wird bei den mengenbasierten nicht der Preis vorgeschrieben, sondern die Menge. Der Regulator bestimmt die benötigte Kapazitätsmenge, der Preis wird dann in Form von Kapazitätzahlungen durch den Markt ermittelt. Solche wettbewerblichen Kapazitätsmärkte gibt es in Nordamerika, Brasilien und Australien. Prinzipiell sind die Märkte ähnlich, im Folgenden werden die zwei Märkte PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) und ISO New England betrachtet.<sup>28</sup> Das Besondere am Markt von ISO New England ist, dass Optionen gehandelt werden. Einer anderen als der hier verwendeten

---

<sup>23</sup> Süßenbacher et al. (2011, S. 4f)

<sup>24</sup> CER (2010, S. 24)

<sup>25</sup> Süßenbacher et al. (2011, S. 7f)

<sup>26</sup> Siegmeier (2011, S. 12)

<sup>27</sup> Matthes & Ziesing (2011, S. 21)

<sup>28</sup> Süßenbacher et al. (2010, S.3) / Haag et al. (2011, S. 38). Einen weiteren ähnlichen Markt gibt es in Nordamerika z.B. im Bundesstaat New York. Ein wichtiger Unterschied ist, dass dieser wesentlich kurzfristiger organisiert ist als die beiden hier vorgestellten. Bei dem derzeitigen Design dieses Markts wird angezweifelt ob er langfristig ausreichend funktionieren kann, weshalb es Bestrebungen gibt, ihn ähnlich dem PJM-Markt anzupassen (Süßenbacher et al. 2011, S. 16).

Einteilung nach handelt es sich bei den Kapazitätsoptionen um eine Mischform aus preis- und mengenbasierten Mechanismen.<sup>29</sup>

### 3.3.1 Kapazitätsbörse (PJM-Markt)<sup>30</sup>

PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) ist ein regionaler Netzbetreiber (Regulator) an der Ostküste der USA, der auch den Stromgroßhandelsmarkt organisiert. Seit 2007 wird dort das *Reliability Pricing Model* als Kapazitätsmarkt verwendet.

Die Stromlieferanten (und Großkunden) sind dazu verpflichtet, genügend Kapazitäten zur Deckung der Spitzenlast ihrer Kunden (oder ihres eigenen Bedarfs) vorzuweisen. PJM prognostiziert für drei Jahre im Voraus die notwendigen Kapazitäten plus Reserve. Die benötigte Kapazität wird dann auf die Energieversorger je nach Absatzmenge des Stroms aufgeteilt. Dabei ist jedoch nicht die installierte, sondern die tatsächlich verfügbare Kapazität entscheidend. Die verfügbare Kapazität ergibt sich aus der installierten Leistung abzüglich einer historisch bestimmten Ausfallrate. Unter Kapazität sind hier nicht nur Kraftwerke zu verstehen, ebenso können Nachfragerressourcen genutzt werden: Es können auch Energieeffizienz- und Lastmanagementmaßnahmen, die die Nachfrage senken bzw. verschieben, sowie der Ausbau von Stromleitungen angeboten werden.

Grundsätzlich haben die Stromversorger drei Möglichkeiten, um nachzuweisen, dass sie in drei Jahren ausreichend Kapazität haben werden: Sie können eigene Kraftwerke besitzen bzw. bis zum Lieferjahr errichten, Verträge mit Kraftwerksbetreibern oder Verbrauchern (Lastmanagement, Energieeffizienz) abschließen oder sich an der Börse beteiligen. An der Börse bieten wiederum Kraftwerksbetreiber ihre Kapazitäten und Verbraucher ihre Nachfragerressourcen an. Die Preisfindung ist in der folgenden Abbildung vereinfacht dargestellt.

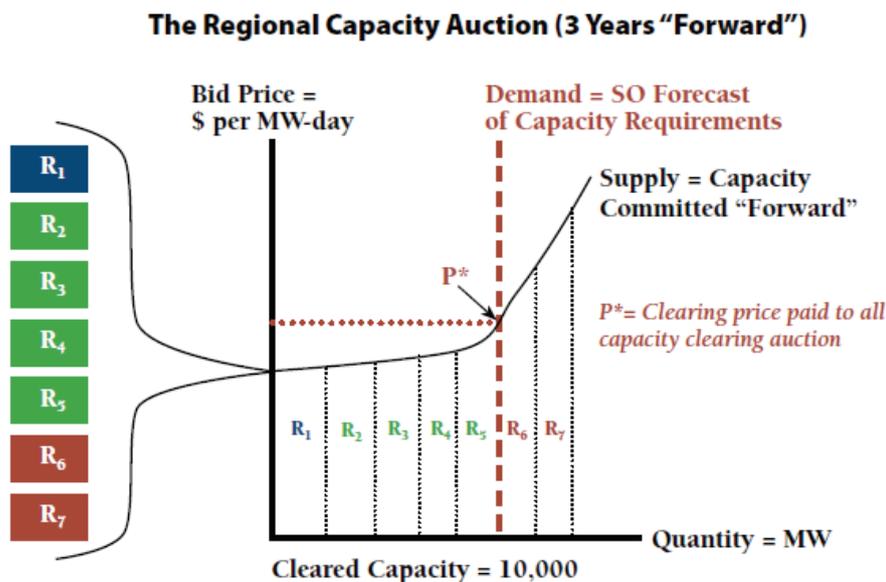


Abbildung 4: Preisbildung der PJM-Kapazitätsbörse. Quelle: Gottstein & Schwartz (2010, S. 34)

<sup>29</sup> Siegmeier (2011, S. 15)

<sup>30</sup> Wenn nicht anders angegeben, bezieht sich dieser Abschnitt auf Süßenbacher et al. (2010) / Süßenbacher et al. (2011)

R1 bis R7 sind dabei die Kapazitätsangebote (Kraftwerke, Nachfragerressourcen), die der Höhe ihrer Angebote nach aufsteigend von links nach rechts sortiert sind. Die grünen Angebote R2 bis R5 werden den Stromversorgern, die ihre Last noch nicht selbst oder über Verträge gedeckt haben, zugeteilt. Für das blaue Angebot R1 wird der Preis mit einem Wert von null angegeben, da es schon vorher als eigene Kapazität gemeldet oder vertraglich an einen Stromversorger abgegeben wurde. Der in der Auktion entstehende Preis spielt für das blaue Angebot R1 keine Rolle, der Stromversorger bezahlt für dieses den vorher vertraglich festgelegten Preis. In dem Fall, dass der Stromversorger selbst das Kraftwerk betreibt, muss er entsprechend weniger Kapazität kaufen. Die senkrecht verlaufende gestrichelte Linie zeigt die vom Regulator bestimmte benötigte Gesamtkapazität (Nachfragekurve). Das Angebot R5 stellt das letzte noch benötigte Angebot dar. Die Angebote R6 und R7 sind zu hoch und erhalten keine Kapazitätszuschüsse. Alle anderen benötigten Kapazitäten erhalten den einheitlichen markträumenden Preis. Dieser wird von den Nachfragern (Stromlieferanten) an die Anbieter (Kraftwerksbetreiber, Anbieter von Nachfragerressourcen) gezahlt. Die Stromlieferanten werden in aller Regel die dadurch entstehenden Mehrkosten auf ihre Kunden übertragen. Neben der drei Jahre im Voraus stattfindenden Auktion werden mit ungefähr jährlichem Abstand drei weitere Auktionen für denselben Liefertermin durchgeführt. Diese sind zur Anpassung aufgrund von vorzeitigen Anlagenstilllegungen oder Prognoseänderungen notwendig. Wichtig ist auch, dass es für das ganze PJM-Gebiet nicht jeweils nur eine Auktion gibt, sondern je nach Region und Netzengpässen mehrere. Das Ziel ist es, Kapazitäten dort zu erstellen, wo sie am meisten gebraucht werden.

Angenommen sei z.B. das Lieferjahr 2016/17 (1.Juni-31.Mai): Der markträumende Preis, der auf der Auktion drei Jahre vorher entsteht, liegt bei 100\$/MW-Tag<sup>31</sup>. Ein Kapazitätsbesitzer hat den Zuschlag für 20 MW für das Lieferjahr erhalten, wofür er 730.000\$ (20MW \* 100\$ \*365 Tage) erhält. Für das nächste Lieferjahr 2017/18 beginnt der Prozess wieder von vorne.<sup>32</sup>

Grundsätzlich nehmen die Betreiber aller bestehenden und bis zum Lieferjahr errichteten Anlagen an diesem Verfahren teil (umfassender Ansatz). Um die Planungssicherheit für Betreiber neuer Anlagen zu erhöhen, wird diesen der Auktionspreis für drei Jahre garantiert. Für ältere Anlagen werden dagegen je nach Auktionsergebnis der Lieferperiode Zahlungen in unterschiedlicher Höhe geleistet. Werden die Kapazitäten knapp, steigen die Zahlungen. In der Folge entsteht ein Anreiz, bestehende Anlagen in Betrieb zu lassen oder neue zu errichten. Sollten die Stromerzeuger oder die Anbieter der Nachfragerressourcen ihre Kapazitäten nicht entsprechend ihres Angebots liefern, drohen Strafzahlungen.

### 3.3.2 Kapazitätsoptionen (ISO New England)

Der Kapazitätsmarkt in New England, organisiert durch den *Independent System Operator New England* (ISO NE), wird als *Forward Capacity Market*<sup>33</sup> bezeichnet und zeigt viele Ähnlichkeiten mit dem Markt von PJM auf. Energieversorger und Großkunden müssen sich wiederum entsprechend ihres Stromverbrauchs mit

<sup>31</sup> Mit *\$/MW-Tag* wird angegeben wie viele Geld (\$) der jeweilige Anbieter, der einen Zuschlag erhält, pro Tag und Megawatt (MW) bekommt.

<sup>32</sup> Gottstein & Schwartz (2010, S. 7)

<sup>33</sup> Damit ist lediglich die Bezeichnung des Marktes gemeint. Auch bei dem PJM-Markt handelt es sich um einen *Forward Capacity Market*.

ausreichend Kapazität (Spitzenlast + Reserve) ausstatten. Dazu dienen ihnen, wie im PJM, eigene Kraftwerke, Verträge mit Kraftwerksbetreibern oder das Handeln an der Börse. An dem Verfahren nehmen Betreiber existierender und neuer Kapazitäten teil (umfassender Ansatz). Die durch ISO NE organisierte börsliche Auktion findet 40 Monate vor dem Lieferjahr (bei PJM drei Jahre) statt. Auch besteht die Möglichkeit, im Falle von Netzengpässen verschiedene Auktionen in unterschiedlichen Regionen durchzuführen.<sup>34</sup>

Ein wesentlicher Unterschied zu dem PJM-Markt liegt in der Art des gehandelten Produkts: Die Anbieter von Kapazitäten im Markt von ISO New England verkaufen an die Energieversorger *Optionen* auf Leistung. Dabei wird vom Regulator ein Ausführungspreis (*Strike Price*) festgelegt, der für den Spotmarktpreis eine implizite Preisobergrenze darstellt.<sup>35</sup> Liegt der Spotmarktpreis über dem Ausführungspreis, erhalten die Energieversorger die Differenz aus beiden Preisen von den Erzeugern. Mit dem Optionsmodell soll verhindert werden, dass Zahlungen unabhängig von Knappheitssituationen erfolgen, wie es bei anderen Kapazitätsmärkten der Fall ist: Wenn Erzeuger in Knappheitssituationen nicht alle ihre durch den Kapazitätsmarkt verpflichteten Kapazitäten einsetzen, verringern sie ihre Einnahmen. So müssen sie unabhängig davon, welchen Anteil ihrer verpflichteten Kapazitäten sie einsetzen, die Differenz aus dem Spotmarkt- und Ausführungspreis multipliziert mit ihren verpflichteten Kapazitäten zahlen. Steigt der Preis im Spotmarkt (Knappheitssignal), haben sie einen Anreiz, all ihre verpflichteten Kapazitäten einzusetzen, weil sie so bei gleich bleibenden Differenzzahlungen an die Energieversorger mehr Einnahmen erzielen.<sup>36</sup>

Daneben wird die Organisation der Börse unterschiedlich gehandhabt: Statt der Sortierung der Angebote der Höhe nach von links nach rechts wie im PJM, wird eine *descending clock auction* (Rückwärtsauktion) verwendet. Folgende Abbildung zeigt schematisch die Preisfindung in einer solchen Auktion.

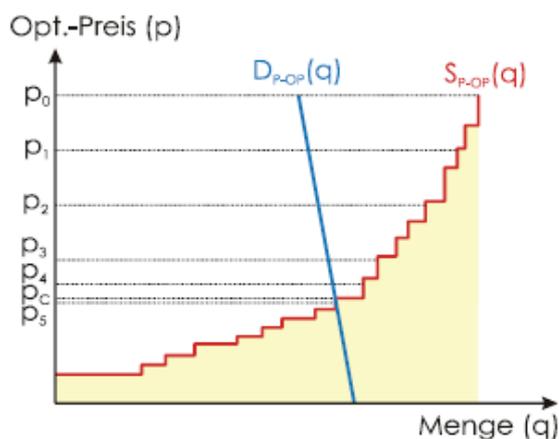


Abbildung 5: Preisbildung der Descending Clock Auction von ISO New England. Quelle: Süßenbacher et al. (2011, S. 18)

<sup>34</sup> Süßenbacher et al. (2011, S. 19f)

<sup>35</sup> Eine Preisobergrenze ist auch hinsichtlich von Marktmahtausübungen wichtig: In Knappheitssituationen haben Erzeuger große Anreize, Kapazitäten zurückzuhalten, da sich der Strompreis dann besonders stark erhöht, wovon andere produzierende Kraftwerke stark profitieren. Durch eine Obergrenze kann dieses Problem eingeschränkt werden.

<sup>36</sup> Cramton & Ockenfels (2011, S. 17f)

Der Preis  $p_0$  ist der Startpunkt der Auktion.  $p_0$  entspricht der doppelten Höhe der jährlichen Fixkosten des günstigsten neu zu errichtenden Kraftwerks. In maximal sieben Schritten wird der Preis nun rundenweise abgesenkt, bis die vom Regulator vorgegebene Kapazitätsmenge (blaue Linie) erreicht wird.<sup>37</sup> Der Prozess beginnt beispielsweise bei einem Preis  $p_0$  von 15.00\$/kW-Monat<sup>38</sup>. Zu diesem Preis werden 10.000 MW Kapazität angeboten, gebraucht werden jedoch nur 5.000 MW. In der nächsten Runde wird der Preis auf 10.00\$ pro kW-Monat gesenkt, dafür werden nur noch 7.000 MW angeboten. Der Prozess ist abgeschlossen, wenn der Preis so hoch ist, dass die vorgeschriebene Nachfrage erreicht wird. Für Kapazitäten die zum ersten Mal an der Auktion teilnehmen, können sich die Betreiber den Preis aus Gründen der Planungssicherheit für fünf Jahre (bei PJM drei Jahre) sichern lassen. Neben dieser ersten Auktion gibt es, ähnlich wie bei PJM, jährliche Anpassungsauktionen.<sup>39</sup>

### 3.4 Wichtige Aspekte der Ausgestaltung

Auf Basis der grundlegenden Einteilung in preisbasierte und mengenbasierte Mechanismen und der Erläuterung der Grundprinzipien anhand von Beispielen, werden nun konkrete Aspekte der Ausgestaltung thematisiert. Vorangestellt sei eine der wichtigsten Fragen: Sollen grundsätzlich bestehende *und* neue Kapazitäten in den Kapazitätsmechanismus eingebunden werden (umfassender Ansatz) oder nur bestimmte, meist neue Anlagen, Zahlungen erhalten können (selektiver Ansatz)? Wie sich in den folgenden Kapiteln zeigen wird, hat diese Entscheidung erheblichen Einfluss auf unterschiedliche Aspekte. In Kapitel 4 wird die Antwort auf diese Frage bei der Bewertung hinsichtlich Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutzziele wiederum von großer Bedeutung sein.

#### 3.4.1 Kraftwerkstyp

Unter den Begriff „Kraftwerkstyp“ wird hier zum einen die Art (Kohle- oder Gas-kraftwerk) und zum anderen das Alter der geförderten Kapazitäten gefasst.

Umfassende Ansätze begünstigen bestehende Kraftwerke. Dies liegt daran, dass nur in umfassenden Ansätzen alle, also auch alte Kraftwerke, Kapazitätsprämien erhalten können. Alte Kraftwerke, die eigentlich unrentabel sind, können aufgrund der Zuschüsse wieder wirtschaftlich werden. Selektive Ansätze dagegen fördern die Erneuerung des Kraftwerksparks, da nur neue Anlagen Zuschüsse erhalten können.<sup>40</sup> Ältere Anlagen mit höheren kurzfristigen Grenzkosten rücken hier aufgrund von Neuanlagen in der Merit-Order weiter nach rechts, was zu einer niedrigeren Auslastung und Rentabilität der Altanlagen führt. Bestandskapazitäten werden somit verdrängt und schneller durch neue ersetzt. Selektive Mechanismen setzen einen stärkeren Anreiz für Innovation und Investition, sie können deshalb auch zu einer schnelleren Dekarbonisierung des Kraftwerksparks führen.<sup>41</sup>

Zum anderen stellt sich die Frage, ob der Mechanismus eher Kohle- oder Gas-kraftwerke bevorzugt. Diese Frage ist eng damit verknüpft, ob bestimmte techni-

---

<sup>37</sup> Newell et al. (2009, S. 8)

<sup>38</sup> 15.00\$ pro Kilowatt (kW) und Monat.

<sup>39</sup> Süßenbacher et al. (2011, S. 19)

<sup>40</sup> Matthes (2011, S. 94)

<sup>41</sup> Achner et al. (2011, S. 38)

sche Aspekte der Kraftwerke als Förderungsbedingung vorausgesetzt werden. Zur Herstellung der Versorgungssicherheit wird die Flexibilität von Kraftwerken zukünftig immer mehr an Bedeutung gewinnen. Aufgrund der schlecht prognostizierbaren wetterbedingten Einspeisung der Erneuerbaren Energien müssen konventionelle Kraftwerke schnell reagieren können. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien werden deshalb flexiblere Kraftwerke wichtiger. Ein Kapazitätsmechanismus, der hohe Ansprüche an die Flexibilität der Kraftwerke stellt, wird aufgrund der schnelleren Regelbarkeit vermutlich mehr Gaskraftwerke fördern. Gasanlagen werden ebenfalls bevorteilt, wenn Emissionsstandards berücksichtigt werden. Dies könnte beispielsweise in Form eines *Emission Performance Standard* (EPS) erfolgen, bei dem geförderte Kraftwerke eine Obergrenze an Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde (kWh) Strom einhalten müssen.<sup>42</sup> Aktuell gibt es im spanischen Modell Umweltauflagen für geförderte Retrofit-Anlagen (vgl. Kap. 3.2.1).

Prinzipiell kann sowohl ein umfassender als auch ein selektiver Mechanismus solche Voraussetzungen enthalten. Doch lassen sie sich in einen selektiven Mechanismus besser implementieren, da umfassende Mechanismen grundsätzlich auf alle installierten Kapazitäten abzielen.<sup>43</sup> Zu hohe Flexibilitäts- oder Emissionsanforderungen widersprechen diesem Ziel, weil viele ältere Kraftwerke nur langsam regelbar sind oder hohe Emissionen erzeugen. Bei einem selektiven Mechanismus dagegen können leichter technische Voraussetzungen eingeführt werden. Neue Kraftwerke müssen dann entsprechend den Vorgaben geplant werden, wenn der Betreiber eine Förderung erhalten möchte.

### 3.4.2 Erneuerbare Energien

Dieses Unterkapitel geht der Frage nach, inwieweit Erneuerbare Energien grundsätzlich in einen Kapazitätsmechanismus eingebunden werden können.

Ein Problem bei der Aufnahme Erneuerbarer Energien in den Energiemarkt ist deren wetterbedingt schwankende Stromproduktion (Dargebotsabhängigkeit). Regenerativer Strom steht nicht immer bedarfsgerecht zur Verfügung, z.B. wenn der Wind nicht weht, aber der Stromverbrauch hoch ist. Zu dem wichtigen Ziel von Kapazitätsmechanismen, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, können Erneuerbare Energien (mit der Ausnahme von Biomasse/Biogas, Wasserkraft oder Geothermie) deshalb bisher wenig beitragen. Aus diesem Grund sind volatile Erneuerbare Energieträger durch Kapazitätsmechanismen nicht immer förderungsberechtigt. Im PJM-Markt können jedoch auch schwankende Erneuerbare Energieträger Kapazitätsprämien erhalten. Die tatsächlich verfügbare Leistung volatiler Kapazitäten, welche im PJM-Markt gehandelt wird, ergibt sich aus der geringsten stets verfügbaren Leistung zu Spitzenlastzeiten. Für bestehende Anlagen können dafür historische und für Neuanlagen typspezifische Werte verwendet werden.<sup>44</sup>

Durch einen Ausbau von Speichern können aber auch Erneuerbare Energien zukünftig mehr zur Versorgungssicherheit beitragen. Überschüssig produzierter grüner Strom kann dadurch in Zeiten hoher Nachfrage und schlechteren Wetterbedingungen für Erneuerbare Energien verlagert werden. In Deutschland werden bereits

---

<sup>42</sup> Gottstein & Schwartz (2010, S. 23)

<sup>43</sup> Screen et al. (2010, S. 103) / Matthes (2011, S. 94) / Gottstein (2011)

<sup>44</sup> Süßenbacher et al. (2010, S. 6)

Ansätze diskutiert, die volatil produzierende Kraftwerke marktfähiger, d.h. bedarfsgerechter, machen sollen. Insbesondere sind dabei das Marktpremien- und das Kombi-Kraftwerksmodell zu nennen. Beide Modelle werden an dieser Stelle allerdings nicht weiter vertieft, da es sich nicht um Kapazitätsmechanismen im Sinne dieser Studie handelt.<sup>45</sup> Seitens des Arrhenius Instituts für Energie- und Klimapolitik wird kritisiert, dass beide Modelle lediglich den Betrieb bestehender Anlagen beeinflussen, jedoch kaum Investitionsanreize für neue disponible (steuerbare Anlagen wie Biomasse) Erneuerbare Energien bzw. Speicher liefern.<sup>46</sup> Als Alternative wird eine Prämie für dargebotsunabhängige bzw. disponible Kapazitäten vorgeschlagen. Diese Kapazitätsprämie vergütet die Fähigkeit, jederzeit Strom zu produzieren – nicht nur die produzierte Menge an Strom. Grundsätzlich handelt es sich bei dem Vorschlag also um ein ähnliches Instrument wie die bisher vorgestellten Kapazitätsmechanismen. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass Prämien explizit nur für (disponible) Erneuerbare Energien ausgezahlt werden und das EEG um diesen Aspekt erweitert werden soll. Die Betreiber erhalten demnach für jede Stunde, in der sie ihre steuerbaren Anlagen an der Börse melden, eine Prämie. Die Höhe dieser Verfügbarkeitsprämie soll von einem Expertengremium festgelegt werden und mindestens die Investitionskosten der Anlage refinanzieren.<sup>47</sup> Nach der obigen Einteilung handelt es sich damit um einen preisbasierten Mechanismus, da nicht die Menge (MW), sondern der Preis vorgegeben wird. Ob dieser Mechanismus jedoch als Alternative zu den bisher vorgestellten Kapazitätsmechanismen, durch die primär konventionelle Kapazitäten gefördert werden, angesehen werden kann, ist unsicher – insbesondere aufgrund der bisher beschränkten Ausbaupotenziale disponibler Erneuerbarer Energien in Deutschland (v.a. Pumpspeicher). Entscheidend ist dabei, ab wann alternative Speichermethoden (z.B. Power-to-Gas) zur Verfügung stehen und wie schnell der Ausbau des europäischen Stromnetzes (z.B. in skandinavische Länder mit großen Speicherpotenzialen) voranschreitet. Sollten die Maßnahmen zur Anpassung der erneuerbaren Stromproduktion an die Nachfrage nicht schnell genug umgesetzt werden, und sollte gleichzeitig eine Stromlücke entstehen, wäre ein Kapazitätsmechanismus für Erneuerbare Energien zunächst nur als Ergänzung zu einer Förderung konventioneller Kraftwerke zu verstehen. Es könnte allerdings auch hier ein Vorrang für Erneuerbare Energien verankert werden.

### 3.4.3 Nachfrageseite

Wie bereits erläutert wurde, können nicht nur Kraftwerke als Angebotsressourcen (positive Kapazität), sondern auch Nachfragerressourcen (negative Kapazität) in Kapazitätsmechanismen aufgenommen werden.

Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird mit Nachfragerressourcen beim Stromverbrauch angesetzt. Dabei gibt es drei Kategorien:<sup>48</sup>

1. Energieeffizienz: Die kontinuierliche und permanente Senkung des Stromverbrauchs.
2. Lastmanagement: In Reaktion auf Preissignale oder Anweisungen wird die Nachfrage von den Verbrauchern in Zeiten mit niedrigerer Last oder hoher

---

<sup>45</sup> Für eine ausführliche Darstellung siehe r2b & Consentec (2010)

<sup>46</sup> Groscurth & Bode (2011, S. 7)

<sup>47</sup> Groscurth & Bode (2011, S. 8ff)

<sup>48</sup> Gottstein & Schwartz (2010, S. 2)

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verlagert (z.B. mit Hilfe von *Smart Metern*).

3. Dezentrale Erzeugung in Spitzenlast: Verbraucher erzeugen auf Anfrage in Knappheitssituationen ihren eigenen Strom und entlasten das öffentliche Netz.

Nachfrageressourcen in Kapazitätsmechanismen werden im größeren Umfang bisher nur in PJM und ISO New England adressiert. Prinzipiell funktioniert der Mechanismus für sie dort genauso wie der für Kraftwerkskapazitäten: Zu einem im Voraus bestimmten Zeitpunkt (Lieferzeitraum) müssen die Anbieter ihre Nachfrage senken bzw. verlagern oder ihren eigenen Strom erzeugen. Für diese Leistung erhalten sie eine Prämie, deren Höhe vorher vertraglich ausgehandelt oder über eine Auktion ermittelt wurde. Sind sie zu dem vereinbarten Zeitpunkt nicht in der Lage, ihre (negativen) Kapazitäten entsprechend einzusetzen, drohen Strafen. Im Markt von ISO New England machten Nachfrageressourcen für das Lieferjahr 2012/13 ca. 8 Prozent der Gesamtkapazität aus. Der Anteil zeigt ein stetiges Wachstum und übertrifft die Erwartungen. Durch die Einbindung von Nachfrageressourcen werden Kosten gespart, weil der Marktpreis für Kapazitäten gesenkt wird, indem günstigere Nachfrageressourcen teurere Kraftwerkskapazitäten verdrängen.<sup>49</sup> In New England wurden so in einem Lieferjahr ca. 290 Mio. \$ oder 15 Prozent der Gesamtkosten gespart. Im PJM-Markt zeigen sich ähnlich positive Ergebnisse.<sup>50</sup>

Gerade in einem Energiesystem mit steigendem Anteil volatiler Erneuerbarer Energien ist die Einbindung der Verbraucher von großer Bedeutung. Es werden Anreize gesetzt, den Strombedarf an die schwierig zu steuernde Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien anzupassen. Außerdem können Energieeffizienz- und Klimaziele leichter erreicht werden, indem Energiesparen vergütet wird.

#### 3.4.4 Weitere wichtige Aspekte

In diesem Kapitel werden weitere Aspekte, die bei der Implementierung von Kapazitätsmechanismen von Bedeutung sind, kurz erläutert.

Durch eine räumliche Differenzierung können Kapazitäten geographisch sinnvoll gefördert werden. Als teilweise Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau ließen sich so regionale Versorgungsengpässe besser beheben. Allerdings steigt damit der Strompreis, da Kapazität nicht dort erzeugt wird, wo dies am kostengünstigsten möglich ist. Dieses Problem besteht vor allem dann, wenn der Kapazitätsmechanismus Erneuerbare Energien mit einbezieht bzw. auf diese fokussiert ist. Für Deutschland – mit hoher Stromproduktion im Norden und hoher Nachfrage im Süden – ist die räumliche Differenzierung, bei der der Regulator je nach regionalen Engpässen unterschiedlich hohe Zuschüsse vergeben kann, dennoch eine wichtige Option. In den Märkten von PJM und New England finden je nach Bedarf räumlich getrennte Auktionen statt (vgl. Kap. 3.3). Kapazitätsmechanismen sollten jedoch nur soweit räumlich getrennt werden, wie es technisch notwendig ist. Eine zu starke Trennung führt zu einer geringen Anzahl an Angeboten je Auktion, woraus sich Liquiditätsengpässe im Markt und Marktmachtprobleme ergeben

<sup>49</sup> Gottstein & Schwartz (2010, S. 3, 13ff)

<sup>50</sup> Gottstein (2011, S. 22)

können.<sup>51</sup>

Generell ist Marktmacht ein in Verbindung mit Kapazitätsmechanismen häufig diskutiertes Thema. Wie schon in Kapitel 2.2 erklärt, müssen die Preise in einem reinen Strommarkt (energy-only) in Spitzenlastzeiten über das Niveau der kurzfristigen Grenzkosten des letzten benötigten Kraftwerks hinaus steigen (Knappheitspreise). Grundsätzlich ist daran problematisch, dass nie sicher ist, ob wirklich eine Knappheitssituation besteht – die Höhe der Preise also gerechtfertigt ist – oder ob Stromerzeuger durch das gezielte Zurückhalten von Kapazitäten die Preise absichtlich erhöhen (Marktmacht). Gerade in Knappheitssituationen führen schon leichte Kapazitätszurückhaltungen zu hohen Preisaufschlägen, was Markt-machtausübungen sehr attraktiv macht.<sup>52</sup> Ein Kapazitätsmechanismus soll nun die Fixkosten von Kraftwerken, die sich in Energy-Only-Märkten nicht rentieren, aber gebraucht werden, decken. Dadurch wird die Funktion von Knappheitspreisen – mit denen auch die Fixkosten gedeckt werden sollen – ersetzt. Entsprechend könnten im Strommarkt Höchstpreise eingeführt werden, da hohe Knappheitspreise nicht mehr im selben Umfang notwendig sind. Markt-machtausübungen durch Kapazitätszurückhaltung würden somit weniger rentabel, weil die Preise nicht über ein bestimmtes Niveau steigen könnten.<sup>53</sup> Die Auswirkungen von Marktmacht können im Strommarkt folglich durch Kapazitätsmechanismen eingeschränkt werden. Daneben sind Markt-machtausübungen im (mengenbasierten) Kapazitätsmarkt selbst zu beachten. Preisbasierte Mechanismen mit festen Preisen lassen sich schlechter manipulieren, jedoch kann strategisches Handeln der Erzeuger auch hier negative Auswirkungen haben: Erfolgt eine Auszahlung der (preisbasierten) Kapazitätsprämien z.B. ab einem bestimmten Strommarktpreis, könnten Unternehmen versuchen, den Preis häufiger auf dieses Niveau zu treiben, um mehr Kapazitätsprämien zu erhalten.<sup>54</sup> Die Marktmachtproblematik scheint auch für Deutschland aufgrund der hohen Marktkonzentration von Bedeutung zu sein. Die vier großen Unternehmen RWE, Eon, Vattenfall und EnBW hatten 2009 zusammen einen Marktanteil von über 80 Prozent.<sup>55</sup>

Ein weiterer Punkt, der beachtet werden muss, ist die Anbindung an andere Märkte. In Europa gibt es eine Vielzahl von Strommärkten, die miteinander in Verbindung stehen. Wird in einem dieser Märkte ein Kapazitätsinstrument eingeführt, kann dies Auswirkungen auf andere Märkte haben. Bei der Wahl des Mechanismus muss deshalb auf eine Kompatibilität mit benachbarten Märkten geachtet werden. In Europa scheint deshalb – zumindest mittelfristig – ein koordiniertes Vorgehen sinnvoll zu sein.<sup>56</sup>

### ***3.5 Ein Kapazitätsmarkt für Deutschland***

Die Diskussion über Kapazitätsmärkte steht in Deutschland noch am Anfang. Entsprechend gibt es bisher noch keine konkreten Vorschläge. Das Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET) hat im Auftrag des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter (bne) jedoch Eckpunkte für einen deutschen Kapazitätsme-

---

<sup>51</sup> Achner et al. (2011, S. 42f)

<sup>52</sup> Cramton & Ockenfels (2011, S. 10f)

<sup>53</sup> Shuttleworth et al. (2011, S. 8)

<sup>54</sup> Siegmeier (2011, S. 11)

<sup>55</sup> Bundeskartellamt (2011)

<sup>56</sup> Mehr dazu z.B. in Süßenbacher et al. (2011) / Brunekreeft et al. (2011) / Baker & Gottstein (2011, S. 38ff)

chanismus entwickelt.<sup>57</sup> Nach der in Kapitel 3.1 vorgenommenen Einteilung handelt sich dabei um einen mengenbasierten und selektiven Mechanismus. Im Folgenden wird dieser BET-Ansatz vorgestellt.

1. Ein Regulator berechnet mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf (fünf Jahre), in welchem Umfang im Erfüllungsjahr Kapazitäten zur Verfügung stehen müssen. Dabei werden sowohl konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare Energien als auch Nachfrageressourcen berücksichtigt.
2. Nur neu errichtete Kraftwerke können am Kapazitätsmarkt teilnehmen (selektiver Mechanismus). Der Regulator muss deshalb neben den insgesamt zur Verfügung stehenden Kapazitäten auch die im Erfüllungsjahr vorhandenen Kapazitäten schätzen. Die Differenz ergibt dann die zusätzlich benötigten Kapazitäten, die auf dem Kapazitätsmarkt jährlich für fünf Jahre im Voraus in einer Auktion nachgefragt werden. Neu ist ein Kraftwerk, wenn es zum Zeitpunkt der Auktion nicht in Betrieb ist. Auch im Bau befindliche Anlagen können Gelder erhalten. Jede (neue) Kapazität kann folglich nur einmal einen Zuschlag bei der Auktion erhalten. Falls eine Kapazität Bestandteil der Auktion ist, aber keinen Zuschlag erhält, kann sie im darauffolgenden Jahr wieder angeboten werden.
3. Nach dieser ersten Auktion fünf Jahre vor dem Erfüllungsjahr folgt ein Jahr vor dem Erfüllungsjahr eine zweite Marktstufe zur Integration von Nachfrageressourcen und Retrofit-Maßnahmen alter Kraftwerke. Aufgrund der wesentlich geringeren Kosten und kürzerer Haltbarkeit dieser Maßnahmen können sie nach Ansicht des BET schlecht Bestandteil derselben Auktion sein wie die Kapazitäten neuer Kraftwerke. Außerdem ist die Realisierungsdauer von Retrofit- und Nachfrageressourcen wesentlich geringer, weshalb sie sich gut zur Anpassung von Prognoseabweichungen der ersten Marktstufe eignen. Folgende Abbildung zeigt die zeitlichen Eckpunkte von der ersten Auktion fünf Jahre im Voraus (t-5) bis zum Erfüllungsjahr (t).

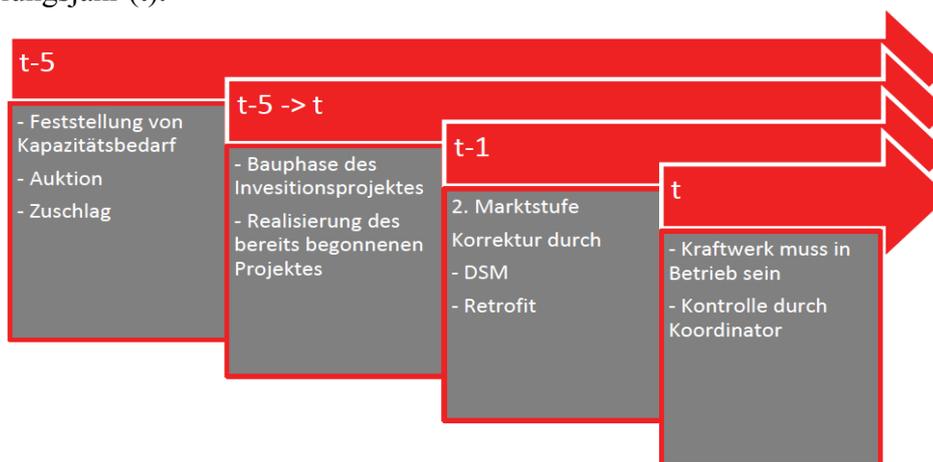


Abbildung 6: Zeitlicher Ablauf des BET-Kapazitätsmarktes.

Anmerkung: DSM steht für *Demand Side Management* (Nachfrageressourcen)

Quelle: Achner et al. (2011, S. 41)

<sup>57</sup> Achner et al. (2011)

4. Das BET schlägt für den Fall, dass der Kapazitätsmarkt nicht die technisch benötigten Kraftwerke liefert, eine technische Differenzierung des Markts vor. So könnte es in den Auktionen eine Klasse für sehr flexible Kraftwerke und eine Grundlastklasse geben.
5. Eine räumliche Marktdifferenzierung wird ebenfalls vorgeschlagen. In Deutschland fallen die Produktion erneuerbaren Stroms (Wind im Norden) und der Verbrauch (Industrie im Süden) zum Teil auseinander. Als Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau können mittels räumlich getrennter Kapazitätsauktionen Anreize gesetzt werden, Neubauten in Regionen mit Kapazitätsmangel zu errichten.
6. Die Auktionen sollen mit dem *market clearing price* (mcp)-Verfahren umgesetzt werden (wie im Strommarkt, vgl. Kap. 2.1). Es werden bestimmte Mengen an Kapazitäten (MW) zu einem Preis, der die Deckungslücke zwischen den Einnahmen aus dem Strommarkt und den Vollkosten schließt, geboten. Die günstigsten Angebote, die zur Erfüllung der Nachfrage des Regulators benötigt werden, erhalten den Zuschlag. Die Finanzierung der Kapazitätspreise soll dabei über eine bundesweite Umlage erfolgen. Im Gegensatz zu dem *pay-as-bid* (pab)-Verfahren erhalten beim mcp alle Anbieter denselben Preis, obwohl nur die teuerste Anlage, die einen Zuschlag erhält, auf diesen Preis angewiesen ist. Alle anderen günstigeren Anbieter erhalten eine Überdeckung, da sie auch zu einem geringeren Preis ihre Kapazitäten bereitstellen würden. Beim pab erhalten die Anbieter den Preis, den sie angeboten haben. Empirische Untersuchungen zeigen jedoch, dass die Überdeckung trotzdem nicht verhindert wird, weil die Anbieter ihre Preise spekulativ höher setzen.<sup>58</sup> Um die spekulativen Elemente zu vermeiden und mehr Transparenz zu schaffen, spricht sich das BET für das mcp-Verfahren aus. Außerdem soll vor einer Auktion eine Präqualifikation stattfinden. In dieser soll festgelegt werden, welche Ansprüche an technische (Flexibilität) oder umweltrelevante Aspekte der Kapazitäten gestellt werden. Kapazitäten, die diesen Ansprüchen nicht genügen, können nicht an den Auktionen teilnehmen.
7. Die Gewinner der Auktion müssen entsprechend ihrer Angebotsmenge im Erfüllungsjahr Kapazitäten zu Verfügung stellen. Falls diese Verpflichtungen nicht eingehalten werden, werden die Unternehmen bestraft. Der allgemeine Betrieb der geförderten Anlagen unterliegt keinerlei Vorschriften. Die Betreiber können ihre Anlagen nach eigenem Ermessen einsetzen, der Strommarkt liefert ausreichend Anreize für einen effizienten Einsatz. Das BET erwähnt allerdings nicht, wie Nachfragerressourcen, die nicht – wie Kraftwerke – am Strommarkt agieren, eingesetzt werden sollen.
8. Die Aufgabe des Regulators muss einer Instanz mit ausreichender Expertise, Akzeptanz am Markt und Neutralität zukommen. Dazu fordert das BET die Schaffung eines Independent System Operators (ISO), ähnlich wie beispielsweise PJM im Osten der USA. Aufgrund ihrer Expertise sollten in Deutschland die ÜNB eingebunden werden. Wegen ihrer teilweise noch nicht aufgelösten Verflechtungen mit den großen Stromerzeugern und möglichen schädlichen Auswirkungen durch privatwirtschaftliche Eigenin-

---

<sup>58</sup> Ockenfels et al. (2008)

teressen, können diese allerdings nicht als neutral angesehen werden. Es sollte demnach eine neue öffentliche Institution geschaffen werden, welche die ÜNB einbindet, indem entsprechende Aufträge verteilt werden.

Das BET fordert eine umgehende Einführung eines solchen Systems. Zunächst wird nicht mit zusätzlichen Kosten (außer durch Administration) gerechnet, da in Deutschland immer noch Überkapazitäten vorliegen und die ausgeschriebene Menge null wäre. Bei einem schleppenden Netzausbau wären zu Beginn möglicherweise nur in süddeutschen Regionalauktionen neue Kapazitäten notwendig.

Nach der eher allgemeinen Bewertung verschiedener Varianten von Kapazitätsmechanismen in den Kapiteln 4.1 bis 4.3 folgt in Kapitel 4.4 eine kurze Bewertung des BET-Ansatz.

### 3.6 Zusammenfassung von Kapitel 3

- Die bestehenden Kapazitätsmechanismen sind Instrumente, die den bisherigen Strommarkt mit dem grundlegenden Ziel, Versorgungssicherheit herzustellen, ergänzen. Im Gegensatz zum Strommarkt dienen sie nicht der Vergütung des erzeugten Stroms selbst, sondern der *Fähigkeit*, Strom (generell oder zum gewünschten Zeitpunkt) zu produzieren (Kraftwerke) oder den Verbrauch an die Produktion anzupassen (Nachfragerressourcen). Die Höhe der Kapazitätsprämien werden entweder administrativ (preisbasiert) oder durch einen Markt (mengenbasiert) bestimmt.
- Bei preisbasierten Mechanismen wird die Höhe der Kapazitätsprämien durch den Regulator festgelegt. Die Zahlungen können je nach Bedarf an Kapazitäten angepasst werden. Da die Kapazitätsprämien explizit und die benötigten Mengen implizit administrativ festgelegt werden, handelt es sich nicht um einen Markt. Die Zahlungen können leicht an Bedingungen (z.B. nur neue Kraftwerke und Umweltauflagen in Spanien oder Verfügbarkeiten zu bestimmten Zeiten mit hoher Nachfrage in Irland) geknüpft werden. Neben einfachen finanziellen Zuschüssen gibt es preisbasierte Mechanismen auch in Form einer strategischen Reserve (Schweden). Dabei kauft oder bindet der Regulator vertraglich Kraftwerke, die in Knappheitszeiten eingesetzt werden.
- Bei mengenbasierten Mechanismen wird die benötigte Menge an Kapazitäten hingegen vom Regulator bestimmt. Diese Menge entspricht gleichzeitig der Nachfrage in einem Kapazitätsmarkt. Das Angebot ergibt sich aus den Kapazitäten von Kraftwerksbetreibern und (je nach Ausgestaltung) den Verbrauchern, die ihre Nachfrage senken bzw. an die Last anpassen (Nachfragerressourcen). Der sich aus dem Markt ergebende Preis ermöglicht es, alte Kraftwerke länger rentabel am Netz zu lassen bzw. neue Kraftwerke zu errichten. Wie in den Kapazitätsmärkten im Osten der USA können Energieversorger verpflichtet werden, entsprechend ihres verkauften Stroms Kapazitäten in ausreichender Höhe vorzuweisen.
- Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen gibt es verschiedene Optionen und Aspekte, die beachtet werden müssen. Grundlegend ist die Frage, ob alle, also bestehende und neue, Kapazitäten angesprochen werden sollen (umfassender Ansatz) oder nur neue bzw. bestimmte Kapazitäten (selektiver Ansatz) Zuschüsse erhalten können.

- Durch die einseitige Förderung und die Verdrängung von Bestandsanlagen fördern selektive Ansätze eine Erneuerung des Kraftwerksparks. Umfassende Ansätze setzen hingegen in erster Linie Anreize für längere Laufzeiten von Bestandsanlagen. Außerdem lassen sich im Rahmen von selektiven Mechanismen leichter Bedingungen an die geförderten Kapazitäten knüpfen. In einem System, das auf einem schnell wachsenden Anteil schwankender Erneuerbarer Energien basiert, könnten so mit Hilfe von Flexibilitätsanforderungen eher Anreize für den Neubau von Gas- statt Kohlekraftwerken gesetzt werden.
- Wetterabhängige Erneuerbare Energien werden in den meisten Kapazitätsmechanismen nicht berücksichtigt, weil sie aufgrund der Nicht-Steuerbarkeit bisher wenig zur ständigen Versorgungssicherheit beitragen können. Für Deutschland schlägt das Arrhenius-Institut deshalb einen preisbasierten Kapazitätsmechanismus nur für Erneuerbare Energien vor: Durch eine Erweiterung des EEG sollen Betreiber von steuerbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen (Speicher, Biomasse) eine Kapazitätsprämie erhalten. Eine solche Option könnte beim Aufbau der Power-to-Gas-Strategie und anderer Speicheroptionen eine wichtige Rolle spielen.
- Als Ergänzung zur Förderung von Kraftwerken können Nachfragerressourcen in einen Kapazitätsmechanismus integriert werden. Durch eine Verminderung bzw. Verlagerung der Nachfrage in Zeiten niedriger Last oder durch eine zu Knappheitszeiten dezentrale Produktion mit Eigenverbrauch können erhebliche Kosten gespart werden. Durch die Einbindung von *Demand Side Management* wurden in den Märkten von PJM und New England bisher sehr gute Erfahrungen gemacht.
- Eine räumliche Differenzierung der Kapazitätsprämien kann auch für Deutschland sinnvoll zu sein. Kapazitäten können dadurch in Regionen mit Engpässen gefördert werden (Süddeutschland), was eine Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau darstellt. Da das Ziel eine fast vollständige Versorgung mit Erneuerbaren Energien ist, dazu aber sinnvollerweise gerade in den Regionen Wind genutzt wird, in denen dieser besonders ergiebig und der entsprechende Strom deshalb relativ günstig ist, ist allerdings kein dauerhafter Verzicht auf den Netzausbau möglich. Außerdem erzwingt schon die heutige Stromerzeugungsstruktur diesen Netzausbau, wenn nicht immer häufiger Windanlagen trotz ausreichenden Windes stillgelegt werden sollen.
- Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Beschränkung der Ausübung von Marktmacht. Ein Kapazitätsmechanismus kann bei entsprechendem Design Marktmachtprobleme einschränken. Das Kapazitätsinstrument selbst kann bei entsprechender Marktmacht jedoch auch manipuliert werden.
- Bei der Implementierung von Kapazitätsinstrumenten muss auf die Kompatibilität mit benachbarten Märkten (anderer Länder) geachtet werden, da die Funktionsweise sonst gestört werden kann.
- Das BET greift einige der angesprochenen Aspekte auf und entwickelt erstmals einen Vorschlag für Eckpunkte für einen deutschen Kapazitätsmarkt. In dem BET-Ansatz bestimmt ein Regulator, wie viele neue Kapazitäten benötigt werden. Fünf Jahre im Voraus sollen Auktionen für neue

Kraftwerkskapazitäten stattfinden (mengenbasiert und selektiv). Ein Jahr vor dem Lieferzeitraum sollen weitere Auktionen für Nachfragerressourcen und Retrofit-Maßnahmen für bestehende Kraftwerke durchgeführt werden. Die Gewinner erhalten den sich aus den Auktionen ergebenden einheitlichen Marktpreis (mcp-Verfahren) und verpflichteten sich damit, die gebotenen Kapazitäten bis zum Lieferjahr zu installieren. Besondere Anreize, die geförderten Kraftwerke in Knappheitssituationen einzusetzen, gibt es nicht. Zur Organisation und Durchführung des Kapazitätsmarkts fordert das BET die Schaffung einer unabhängigen Institution (Regulator).

## 4 Bewertung der verschiedenen Varianten

In diesem Abschnitt wird eine vorläufige Bewertung der verschiedenen Varianten von Kapazitätsmechanismen (insbesondere preisbasiert vs. mengenbasiert sowie umfassend vs. selektiv) vorgenommen. Die Bewertung kann im Rahmen dieser Studie jedoch nicht alle Aspekte umfassen, sondern stellt nur einige wichtige Punkte bezüglich der Bereiche Versorgungssicherheit, ökonomische Effizienz und Klimaschutzziele heraus. Im vorherigen Kapitel hat sich gezeigt, dass bestehende Mechanismen in anderen Staaten meist nur dem Ziel einer sicheren Versorgung dienen sollen. Insbesondere in Kapitel 4.3 soll diskutiert werden, inwiefern ein möglicher deutscher Mechanismus darüber hinaus auch die Energiewende unterstützen kann bzw. welche Varianten schädlich für dieses Ziel sein könnten. In Kapitel 4.4 wird der BET-Ansatz gesondert für Deutschland betrachtet und bewertet.

### 4.1 Versorgungssicherheit

Wie bereits erwähnt, ist die Herstellung der Versorgungssicherheit das ursprüngliche und zentrale Ziel von Kapazitätsmechanismen. Nicht alle Instrumente erreichen dieses Ziel jedoch gleichermaßen gut.

Grundsätzlich können sowohl preisbasierte als auch mengenbasierte Mechanismen positiv auf die Versorgungssicherheit wirken, was auch in der Praxis bestätigt wurde.<sup>59</sup> Mengenbasierte Mechanismen, wie die Kapazitätsmärkte von PJM und ISO New England, werden häufig als effektiver angesehen, d.h. sie erreichen das Ziel einer bestimmten Menge installierter bzw. verfügbarer Kapazität genauer. Bei mengenbasierten Instrumenten ist das Ziel (die angestrebte Menge an Kapazität) fest vorgegeben. Der Preis für die Kapazität wird dagegen vom Markt bestimmt. Bei preisbasierten Mechanismen muss der Regulator auch eine Vorstellung davon haben, wie viele Kapazitäten benötigt werden. Um diese Zielmenge zu erreichen, gibt er einen Preis vor. Das Problem dabei ist, dass ein zu niedrig angesetzter Preis zu wenige Kapazitäten anreizt. Andersherum bewirkt ein zu hoher Preis zu viele Kapazitäten.<sup>60</sup>

Sowohl umfassende als auch selektive Mechanismen scheinen geeignet, eine sichere Versorgung herzustellen, wobei es in dieser Hinsicht auf den ersten Blick leichte Vorteile für umfassende Ansätze zu geben scheint.<sup>61</sup> Wenn sowohl neue als auch alte Kapazitäten am Kapazitätsmarkt teilnehmen, erhöht sich zunächst die Zuverlässigkeit. Wie im Falle von PJM und ISO New England können die Energieversorger in umfassenden Ansätzen verpflichtet werden, sich mit Kapazitäten, die für ihren verkauften Strom zuzüglich einer Reserve notwendig sind, abzusichern. Allerdings kann ein System, das sich auf viele alte Anlagen stützt, mittel- bis langfristig eigene Probleme der Zuverlässigkeit aufwerfen, zumindest wenn die bestehende Kraftwerksstruktur durch einen umfassenden Ansatz gefestigt wird und nicht zu einem auf schwankenden Erneuerbaren Energien basierenden System passt.

Wenn selektive Mechanismen in Form einer strategischen Reserve (Schweden)

---

<sup>59</sup> Süßenbacher et al. (2011)

<sup>60</sup> Brunekreeft et al. (2011, S. 16) / Siegmeier (2011, S. 11)

<sup>61</sup> Achner et al. (2011, S. 36)

ausgestaltet werden, können sie zwar die kurzfristige Versorgungssicherheit – also den Einsatz bestehender Kraftwerke – verbessern. Fragwürdig ist jedoch, ob sie auch langfristige Investitionsanreize setzen können. In Falle der strategischen Reserve gibt es keine expliziten Zahlungen für den Neubau von Kraftwerken, sondern nur implizite Zahlungen über das Herausnehmen von Kraftwerken aus dem Markt und damit verbundene höhere Strompreise. Wichtig ist, zu welchem Preis der Regulator die strategische Reserve einsetzt, weil diese Höhe den maximalen Strompreis bestimmt. Wird der Preis zu niedrig gewählt, können privatwirtschaftliche Investitionen verdrängt werden, da für die Rentabilität von Neubauten keine ausreichend hohen Preise im Strommarkt mehr möglich sind. In der Folge kann die langfristige Investitionssicherheit sinken.<sup>62</sup>

Mit einer sinnvollen Ausgestaltung selektiver Mechanismen können solche Anreizprobleme jedoch vermieden werden. Beispielsweise wird der vom BET vorgeschlagene selektive Ansatz zu ausreichenden Kapazitäten führen (vgl. Kap. 4.4), weil hier die Höhe der Zahlungen durch den Markt variabel ist und Investoren Zahlungen in ausreichender Höhe erhalten können. Zudem passen selektive Mechanismen besser zu einem sich verändernden Stromsystem wie in Deutschland. Der Ausbau Erneuerbarer Energien verlangt neue flexible Kraftwerke, die in einem selektiven Ansatz besser gefördert werden.

## 4.2 Ökonomische Bewertung

Bei der ökonomischen Bewertung verschiedener Varianten hinsichtlich ihrer Effizienz scheinen zunächst wiederum mengenbasierte Mechanismen den preisbasierten überlegen zu sein. Legt man die Standard-Annahme der ökonomischen Theorie zugrunde, dass im Allgemeinen rein marktgetriebene Ergebnisse verglichen mit solchen, die staatlich beeinflusst sind, effizienter sind,<sup>63</sup> kann das folgendermaßen nachvollzogen werden: Bei mengenbasierten Mechanismen legt der Staat (bzw. eine andere Instanz) eine Menge fest, folglich wird die Menge nicht durch den Markt bestimmt. Der Preis kann sich jedoch auf einem Kapazitätsmarkt bilden.

In preisbasierten Mechanismen dagegen wird der Preis vorgegeben, und die Menge ist variabel. Prinzipiell könnte sich dann eine effiziente Menge an Kapazitäten einstellen, doch ist das in der Praxis schwierig. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, liegt der theoretisch optimale Höchstpreis in Knappheitssituationen beim *Value of Lost Load* (VoLL). Der VoLL, gewissermaßen die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher zur Verhinderung eines Stromausfalls, kann jedoch nicht exakt ermittelt werden, es handelt sich dabei eher um einen theoretischen Wert. Außerdem stellt sich die Frage, ab wann bzw. in welchen Situationen dieser Preis in Form von Kapazitätsprämien gezahlt werden soll. Bei einem preisbasierten Mechanismus steht der Regulator deshalb vor der schwierigen Frage, wie hoch er den Preis setzen und in welchen Situationen er ihn zahlen soll. Da eine dauerhaft effiziente Preissetzung annähernd unmöglich ist, wird sich der Regulator bei diesem Ansatz überlegen müssen, wie viele Kapazitäten im Markt gebraucht werden. Den Preis wird er dann so hoch setzen, dass diese Menge erreicht wird. Mit einem falsch gewählten Preis wird er seine Zielmenge verfehlen.

---

<sup>62</sup> Siegmeier (2011, S. 12) / Süßenbacher et al. (2011, S. 24)

<sup>63</sup> Dies gilt nicht immer, z.B. im Falle von Marktversagen (z.B. durch Externe Effekte wie Emissionen) oder Kollektivgut-Problemen können Staatseingriffe zu effizienteren Ergebnissen führen.

Der Vorteil des mengenbasierten Ansatzes ist es, dass die Zielmenge relativ sicher und zu einem effizienten Preis erreicht werden kann (d.h. die günstigsten Kapazitäten werden die Mengen bereitstellen). Zwar ist die vorgeschriebene Menge ggf. nicht effizient gewählt, doch der Grund für die Installation des Kapazitätsmechanismus ist ja gerade ein Marktversagen, auf das der Regulator reagiert. Zudem gibt es dieses Problem bei einem preisbasierten Ansatz implizit auch – und dort noch zusätzlich einen mit Unsicherheit behafteten Preis. Dies kann – wie im vorherigen Kapitel beschrieben – zu Unsicherheiten in der Versorgung führen. Darüber hinaus ist der Markteingriff in preisbasierten Mechanismen größer, sodass nach der ökonomischen Theorie ineffizientere Ergebnisse zu erwarten sind.<sup>64</sup>

Beim Vergleich umfassender und selektiver Mechanismen ist das Ergebnis weniger eindeutig. In der ökonomischen Literatur werden umfassende Ansätze häufig als effizienter angesehen. So findet bei einem selektiven Instrument eine Ungleichbehandlung alter und neuer Kapazitäten statt, die zu einer Marktverzerrung und daher zu Ineffizienz führt. Bei einem umfassenden Markt erhalten die Betreiber alter und neuer Kraftwerke zusätzliche Einnahmen. Wenn alte Kraftwerke mit dem Zuschuss länger am Netz bleiben, ist das effizient, weil sie günstiger sind als neue mit Zuschuss. Bei einem selektiven Mechanismus werden alte Kraftwerke benachteiligt. Die Betreiber haben keine Möglichkeit, diese Einnahmen zu erzielen, und die Kraftwerke rentieren sich weniger und scheiden schneller aus dem Markt aus.

In einem selektiven Mechanismus besteht zudem die Gefahr, dass neue Kraftwerke ohne staatliche Zuschüsse nicht mehr gebaut werden. Die Förderung über den Kapazitätsmechanismus müsste dann immer mehr ausgeweitet werden (*Rutschbahn- oder Slippery slope-Effekt*): Eine selektive Förderung kann zu einer Absenkung der Knappheitspreise führen, die für Investitionsanreize außerhalb eines Kapazitätsmechanismus notwendig sind (vgl. Kap.2.2). Das *Missing Money Problem* bleibt für alle Kraftwerke, die nicht bezuschusst werden, bestehen, weil die nun nicht mehr auftretenden Knappheitspreise zu geringeren Anreizen für Mittel- und Grundlastkraftwerke führen. In der Folge könnte es noch weniger Investitionen ohne Kapazitätszuschüsse geben. Die ursprünglich nur für Spitzenlastkraftwerke vorgesehenen Zuschüsse *rutschen* hinunter in den Bereich der Mittellastkraftwerke, die ebenso nur noch mit Förderungen gebaut werden. (Effiziente) privatwirtschaftliche Investitionen würden so durch administrativ gelenkte Investitionen verdrängt.<sup>65</sup>

Es gibt jedoch auch Ansätze, die dieses Problem lösen sollen: Die geförderten Kapazitäten sollen nur als strategische Reserve eingesetzt werden (ähnlich wie in Schweden, vgl. Kap. 3.2.2). Demnach sollen sie nur Strom produzieren, wenn alle nicht geförderten Kraftwerke im Einsatz sind und die Versorgungssicherheit in Gefahr gerät (*last resort dispatch*).<sup>66</sup> Der Einfluss auf den Einsatz der übrigen Kraftwerke soll so minimiert werden und das Marktergebnis effizient bleiben. Das Beratungsunternehmen NERA argumentiert allerdings, dass das grundlegende Problem damit nicht gelöst wird.<sup>67</sup> Wichtig scheint dabei die Frage zu sein, zu welchem Preis die strategische Reserve angeboten wird. Ist der Preis zu niedrig,

<sup>64</sup> Pfeifenberger et al. (2009, S. 39f) / Brunekreeft et al. (2011, S. 16) / Siegmeier (2011, S. 11)

<sup>65</sup> Shuttleworth et al. (2011, S. 12) / Pfeifenberger et al. (2009, S. 40ff) / Gottstein (2011, S. 30)

<sup>66</sup> Screen et al. (2010, S. 97).

<sup>67</sup> Shuttleworth et al. (2011, S.12)

können sich zu geringe oder keine Knappheitspreise, die für Kraftwerke ohne Förderung notwendig sind, bilden (vgl. Kap.2.2 und 4.1).<sup>68</sup> Eine solche strategische Reserve scheint wegen der schwer zu kalkulierbaren Auswirkungen auf das Marktergebnis und der damit verbundenen unsicheren langfristigen Versorgungssicherheit daher auch ökonomisch fragwürdig.

Selektive Kapazitätsmärkte scheinen dagegen sinnvoller zu sein. Das Rutschbahnargument kann gegen diese zwar erhoben werden, doch ist nicht bewiesen, dass dieser Effekt auftritt und in Deutschland überhaupt von großer Relevanz wäre. Langfristig wird in einem auf Erneuerbaren Energien basierendem System ohnehin ein Kapazitätsmechanismus notwendig sein (wegen der geringen variablen Kosten von Erneuerbaren Energien, dazu mehr im Kap. 4.3). Außerdem löst sich die Einteilung in Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerke langfristig auf (vgl. Kap. 4.3). Andere Aspekte überwiegen deshalb bei der ökonomischen Bewertung.

Ein großer Vorteil der selektiven Mechanismen ist der geringere finanzielle Aufwand. Die Menge der geförderten Kapazitäten ist wesentlich geringer, sodass die Gesamtkosten eines selektiven Mechanismus deutlich niedriger sind. Ein umfassender Mechanismus wird zu *Wind Fall Profits* für Betreiber alter Anlagen führen. Die meisten dieser Kapazitäten können auch ohne Förderung rentabel betrieben werden, der neue Mechanismus bringt zusätzliche Einnahmen ohne eigenes Zutun der Anlagenbetreiber.<sup>69</sup> Dies ist jedoch weniger eine Frage der theoretischen ökonomischen Effizienz, sondern eine Verteilungsfrage: Die Mehrkosten des Kapazitätsmechanismus werden von den Energieversorgern oder dem Regulator auf den Strompreis aufgeschlagen, woraus sich höhere Strompreise ergeben. Höhere Strompreise wiederum haben gesamtwirtschaftlich negative Auswirkungen. Darüber hinaus unterstützen selektive Ansätze durch die alleinige Förderung neuer Kraftwerke Innovationen und Investitionen, was wirtschaftlich ebenso vorteilhaft ist. Nur wenn ein kurzsichtiger Blick alleinig auf die theoretisch effiziente Herstellung der Versorgungssicherheit erfolgt, ist ein umfassender Ansatz im Vorteil. Die sich aus umfassenden Ansätzen ergebenden Widersprüche zu umweltpolitischen Zielen (Ausbau schwankender Erneuerbarer Energien, emissionsneutraler Stromsektor) sowie die genannten gesamtwirtschaftlichen Vorteile selektiver Instrumente sprechen ebenso für die Implementierung eines selektiven Kapazitätsmarktes.

Interessant ist weiterhin der Vergleich der beiden vorgestellten umfassenden mengenbasierten Kapazitätsmärkte: Bei Modellen mit Kapazitätsoptionen wie in New England wird häufig die bessere Effizienz hervorgehoben.<sup>70</sup> Wie in Kapitel 3.3.2 erläutert wurde, haben Kraftwerksbetreiber bei dieser Variante einen Anreiz, ihre Kapazitäten in Knappheitszeiten einzusetzen, was auch für einen auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsektor von Bedeutung ist (vgl. Kap. 4.3). Zudem scheint eine *Descending Clock Auction* (vgl. Kap. 3.3.2) effizienter zu sein. Gegenüber anderen Märkten, wie z.B. dem von PJM, zeigten sich in New England in den ersten Auktionen deshalb niedrigere Preise, was auf eine bessere Funktionsweise hindeutet. Gleichwohl fehlt es hier noch an Erfahrungen, um ein abschließendes Urteil bilden zu können.<sup>71</sup>

<sup>68</sup> Süßenbacher et al. (2011, S. 8f)

<sup>69</sup> Screen et al. (2010, S. 101ff) / Achner et al. (2011, S. 36ff)

<sup>70</sup> Siegmeier (2011) / Cramton & Ockenfels (2011)

<sup>71</sup> Süßenbacher et al. (2011, S. 19)

Schließlich ist es ökonomisch sinnvoll, nicht nur Angebots-, sondern auch Nachfragerressourcen in einen Kapazitätsmechanismus zu integrieren. Anstatt zur Befriedigung der Spitzenlast den Neubau oder das Vorhalten von mehr Kraftwerken finanziell zu unterstützen, kann es deutlich günstiger sein, die Nachfrage gegen eine Kapazitätsprämie zu senken oder zeitlich zu verlagern. Wie schon in Kapitel 3.4.3 beschrieben, konnten so in den Märkten von PJM und New England erhebliche Kosten eingespart werden.

### 4.3 Klimaschutzziele

In diesem Abschnitt wird diskutiert, inwieweit die verschiedenen Kapazitätsmechanismen zu Emissionsminderungszielen passen. Besonders in Deutschland, mit relativ ambitionierten Zielen zur Senkung der Emissionen im Strommarkt und für den starken Ausbau Erneuerbarer Energien, ist dies von großer Bedeutung.

Gemeinhin wird mit Kapazitätsmechanismen das Ziel einer Sicherung der Stromversorgung verfolgt. Dabei findet meist eine Orientierung an der klassischen Einteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke statt. Im Falle eines hohen Anteils wetterabhängiger Erneuerbarer Energien funktioniert das Strommarktsystem jedoch anders. Die Aufgabe konventioneller Kraftwerke in einem immer stärker von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dominierten System besteht zunehmend in der Deckung der schwankenden Residuallast. Damit ist die Stromnachfrage gemeint, die in der Übergangsphase zu einer vollständigen Umstellung auf Erneuerbare Energien noch nicht von diesen gedeckt wird. Dies gilt übrigens auch, wenn die im EEG festgeschriebene Vorrang einspeisung wegfallen sollte. So fallen für die wichtigsten regenerativen Quellen (Wind und Sonne) kurzfristige Grenzkosten (v.a. Brennstoffkosten) fast nicht an. In dem aktuellen Strommarktsystem, in dem sich die Einsatzreihenfolge nach kurzfristigen Grenzkosten richtet (Merit Order), werden sie deshalb immer Strom einspeisen, wenn dies wetterbedingt möglich ist. Konventionelle Kraftwerke müssen sich also der daraus entstehenden Residuallast anpassen. Das derzeitige Strommarktsystem bietet ohne EEG auch für Erneuerbare Energien selbst, bei einem hohen Anteil eben dieser, nicht die Möglichkeit einer Kostenabdeckung. Dies liegt daran, dass die preisbestimmenden kurzfristigen Grenzkosten Erneuerbarer Energien sehr niedrig sind, gleichzeitig jedoch auch über den Strommarktpreis die hohen Fixkosten gedeckt werden müssen. Für Erneuerbare Energien (und zukünftig möglichst auch für Speicher und Nachfragerressourcen) wird voraussichtlich auch langfristig ein Kapazitätsmechanismus benötigt.<sup>72</sup> Derzeit übernimmt diese Funktion das EEG. Der Vorschlag des Arrhenius-Institut, das EEG um Kapazitätsprämien für steuerbare Erneuerbare Energien (insbesondere für Speicher) zu erweitern, ist in diesem Zusammenhang sinnvoll (vgl. Kap.3.4.2).

Daneben stellt sich die Frage, ob es zielführend ist, in einem komplementären bzw. im selben Mechanismus auch konventionelle Kraftwerke zu fördern. Grundsätzlich ist die Förderung fossiler Kraftwerke mit Blick auf den Klimaschutz nicht die beste Lösung, weil dadurch der Ausstoß von Emissionen unterstützt wird. Aus Klimaschuttsicht ist ein solcher Mechanismus nur sinnvoll, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

1.) Der Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie die Anpassung des Stromange-

---

<sup>72</sup> Siegmeier (2011, S. 2ff)

bots an die Nachfrage durch Speicher, Nachfrageressourcen und den Netzausbau lassen sich (im als sinnvoll erachteten Kostenrahmen) nicht rechtzeitig realisieren. 2.) Es rentieren sich zur Befriedigung der Residuallast notwendige emissionsarme konventionelle Kraftwerke nicht, woraus sich eine Stromlücke ergeben könnte.

Wie bereits in Kapitel 2.3 erwähnt, ist es nicht sicher, ob es in absehbarer Zeit (vor 2020) zu wenige Kraftwerkskapazitäten geben wird. Dieser Frage kann im Rahmen dieser Studie nicht vertieft nachgegangen werden. Sollte sich der Verdacht der Stromlücke jedoch erhärten, sollte neben einem Kapazitätsmechanismus für Erneuerbare Energien (Speicher und Nachfrageressourcen) auch einer für konventionelle Kraftwerke eingeführt werden. Es stellt sich dann die Frage, welcher Kapazitätsmechanismus in einem System mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien am besten geeignet ist.

Bisherige Kapazitätsmechanismen – sowohl umfassende als auch selektive – werden überwiegend als Ergänzung zum bestehenden vorrangig fossilen oder nuklearen Strommarktssystem (und nicht zu schwankenden Erneuerbaren Energien) gesehen.<sup>73</sup> In vielen Kapazitätsmechanismen werden die Zahlungen Jahre im Voraus bestimmt, zudem wird meist schlicht das Vorhalten der Kapazitäten und nicht der Einsatz in Knappheitszeiten bezahlt. Die Gefahr ist, dass so Kapazitäten gefördert werden, die sich nicht an die durch Erneuerbare Energien vorgegebene Residuallast anpassen (können) oder die Menge der geförderten Kapazitäten nicht zu der Ausbauentwicklung Erneuerbarer Energien passt.<sup>74</sup> Die Folge wären viele Zahlungen für Kraftwerke, die nur wenig zur Versorgungssicherheit beitragen und nur in geringem Maße betrieben werden können. Hierbei würde es sich, ökonomisch gesehen, um Fehlinvestitionen handeln. Um diese zu vermeiden, liegt die politische Strategie nahe, den Ausbau Erneuerbarer Energien deutlich zu verlangsamen. Damit gerieten die Ausbauziele für Erneuerbare Energien ebenso wie die Klimaziele in Gefahr.

Zur Verhinderung solcher Kompatibilitätsprobleme zwischen Kapazitätsmechanismus und Ausbau Erneuerbarer Energien werden in der Literatur u.a. *Reliability Contracts* bzw. ein Markt für Kapazitätsoptionen wie in New England (vgl. Kap. 3.3.2) erwogen.<sup>75</sup> Gegenüber Mechanismen, die nur das Vorhalten von Kapazität honorieren, erfolgen hier stärkere Anreize für den Ausbau von Kapazitäten, die speziell dann zur Verfügung stehen, wenn sie besonders gebraucht werden (hohe Residuallast). Bei anderen Mechanismen lässt es sich nur schwer kontrollieren, ob Kraftwerke zu Knappheitszeiten eingesetzt werden. Insbesondere ist dies problematisch, wenn Kraftwerksbetreiber Anreize erhalten, Kapazitäten gerade in diesen Zeiten zurückzuhalten und hohe Zusatzgewinne durch Marktmacht zu erzielen. Dagegen setzt ein Markt für Kapazitätsoptionen Anreize, Kraftwerke in Spitzenlastphasen bzw. bei hoher Residuallast einzusetzen.

Zu bedenken ist jedoch auch, dass es sich bei dem Modell mit Kapazitätsoptionen wie in New England um einen umfassenden Ansatz handelt. Umfassende Ansätze fördern viele bestehende fossile Kraftwerke. Folgende Abbildung zeigt die Verteilung der Kapazitätsprämien an verschiedene Kraftwerkstypen und Nachfrageressourcen in dem umfassenden PJM-Markt.

---

<sup>73</sup> Gottstein (2011, S. 13ff)

<sup>74</sup> Siegmeier (2011, S. 14f)

<sup>75</sup> Befürwortet von Siegmeier (2011) (auch Siegmeier & von Hirschhausen (2011)) / Cramton & Ockenfels (2011)

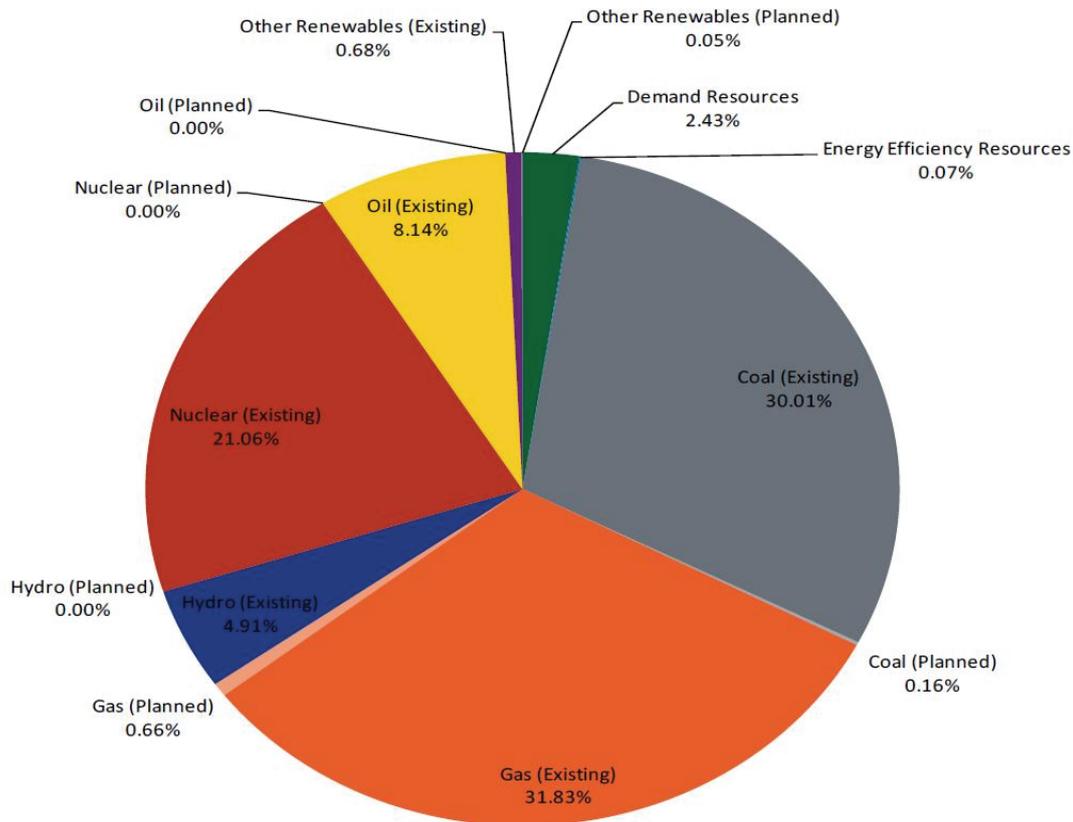


Abbildung 7: Verteilung der Prämien an Kapazitätstypen im PJM-Markt. Quelle: Gottstein (2011, S. 24)

Die ersten sechs Auktionen im PJM-Markt ergaben, dass ca. 70 Prozent der Kapazitätsprämien an bestehende fossile Kraftwerke gingen. Es ist zu vermuten, dass ein Großteil davon ein Mitnahmeeffekt war. Neue Gaskraftwerke, die aufgrund ihrer Flexibilität zur Sicherung eines kohlenstoffarmen, auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems notwendig sind, erhielten gerade einmal 0,66 Prozent des Geldes. Zwar kann es auch sinnvoll sein, bestehende Kraftwerke (insbesondere Gas mit immerhin 31,83 Prozent der Prämien) länger am Netz zu lassen, doch scheint insgesamt eine derartige Förderstruktur im Rahmen einer Entkarbonisierungsstrategie des Energiesystems nicht zielführend zu sein. Im deutschen Strommarkt würde sich zwar eine andere Verteilung als in Neuengland oder PJM ergeben, jedoch würden voraussichtlich auch hier primär bestehende fossile Kraftwerke unterstützt werden. Eine sich daraus ergebende Konsequenz wären längere Laufzeiten für alte, besonders emissionsreiche Kraftwerke, weil deren Rentabilität steigen würde. Die Transformation des Energiesystems hin zu Erneuerbaren Energien und zu effizienten und gut steuerbaren fossilen Kraftwerken würde sich, wie schon erwähnt, verlangsamen.

Aus Klimaschutzsicht sind deshalb zumindest hohe Anforderungen an die Flexibilität und ggf. Mindest-Emissionsstandards für teilnehmende Kraftwerke begründenswert. Ein umfassender Ansatz, der solche Bedingungen stellt und bei dem sich die Energieversorger entsprechend ihres Stromverkaufs mit Kapazitäten ausstatten müssen (PJM, New England), würde allerdings sehr viele bestehende Kraftwerke ausschließen, was schon in sich widersprüchlich bzw. nicht praktika-

bel ist. Ein selektiver Mechanismus, der nur neue oder bestehende flexible und emissionsarme Kapazitäten fördert, ist deshalb vielversprechender.<sup>76</sup> Durch die Benachteiligung und Verdrängung älterer Kraftwerke wird der Kraftwerkspark zudem schneller erneuert und kann entsprechend schneller an die Bedürfnisse Erneuerbarer Energien angepasst werden (in der gegenwärtigen ökonomischen Lage der EU werden solche Investitionen zudem dringend gesucht). In Modellberechnungen des Beratungsunternehmens Red Point für Großbritannien zeigen sich – vor diesem Hintergrund nicht überraschend – auch niedrigere Emissionen in selektiven Ansätzen.<sup>77</sup>

Neben der Förderung von Erneuerbarer Energien, Speichern und gegebenenfalls passenden (Gas-)Kraftwerken kann ein Kapazitätsmechanismus die Transformation des Energiesystems auch folgendermaßen vereinfachen: Zur besseren Integration Erneuerbarer Energien in das Stromsystem können Nachfragerressourcen in den Kapazitätsmechanismus aufgenommen werden. Durch die Vergütung von Effizienzmaßnahmen sowie die Verlagerung der Nachfrage in Niedriglastzeiten (*Demand Side Management*) oder auf Anfrage des Regulators dezentraler Produktion in Spitzenlastzeiten können wichtige Fortschritte erzielt werden. Wie schon erwähnt, ist eine verstärkte Förderung solcher Maßnahme ohnehin angebracht. Sollte ein Kapazitätsmechanismus implementiert werden, könnten diese Nachfragerressourcen jedoch auch in diesem eingebunden werden, wie die ermutigenden Erfahrungen aus den USA zeigen.

Außerdem könnte eine räumlich differenzierte Förderung im Rahmen des Mechanismus sinnvoll sein. Während es für Erneuerbare Energien eingeschränkte Potenziale und wetterbedingt unterschiedlich passende Standorte gibt, können konventionelle Kraftwerke einfacher platziert werden. Ein Kapazitätsmechanismus sollte deshalb – zumindest solange der notwendige Netzausbau nicht gesichert ist, Anreize setzen, Kraftwerke dort zu errichten, wo die Residuallast höher ist bzw. Engpässe häufiger auftreten.

#### **4.4 Bewertung des BET-Ansatzes**

In den letzten Kapiteln wurden viele wichtige Punkte herausgestellt, die bei einer Implementierung eines Kapazitätsmechanismus beachtet werden sollten. In diesen Abschnitt soll kurz bewertet werden, inwiefern diese Aspekt in den Eckpunkten für einen deutschen Kapazitätsmechanismus des BET berücksichtigt werden.

Eine sichere Versorgung kann mit dem BET-Ansatz voraussichtlich gewährleistet werden. Da es sich um einen mengenbasierten Ansatz handelt und der Preis (die Kapazitätsprämie) flexibel ist, würde es voraussichtlich genügend Angebote geben. Wichtigste Voraussetzung zur Sicherstellung der Versorgung sind möglichst verlässliche Prognosen und damit die Mengenfestlegungen (sowie entsprechende Nachsteuerungen) des noch zu bestimmenden Regulators.

Dagegen fällt die ökonomische Bewertung nicht eindeutig aus. In Hinblick auf die theoretische Effizienz ist die selektive Förderung von ausschließlich neuen Kraftwerken oder bestehenden Anlagen mit Retrofit-Maßnahmen zweifelhaft. Ältere Anlagen könnten die Versorgungssicherheit zumindest kurzfristig zum Teil güns-

---

<sup>76</sup> Befürwortet von Gottstein (2011) / Achner et al. (2011) / Matthes & Ziesing (2011)

<sup>77</sup> Screen et al. (2010, S. 102)

tiger herstellen, werden so aber benachteiligt und scheiden eher aus dem Markt aus. Positiv sind dagegen die zu erwartenden relativ niedrigen Kosten eines selektiven Ansatzes. Aufgrund der derzeitig bestehenden Überkapazitäten würden vor 2020 möglicherweise nur Verwaltungskosten entstehen. Danach würden im Gegensatz zu umfassenden Ansätzen nur Kosten für neue Anlagen entstehen (keine *Windfall Profits* für alte Anlagen). Daneben würden die schon in Kapitel 4.2 herausgestellten gesamtwirtschaftlichen Vorteile (Förderung von Innovationen und Investitionen sowie Zusammenspiel mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien) positiv hervortreten, weshalb sich insgesamt eine positive ökonomische Bewertung ergibt.

Aus Klimaschutzsicht bietet der BET-Ansatz viele Möglichkeiten, Anforderungen bezüglich Flexibilität und Emissionsausstoß zu stellen, sodass ökologisch sinnvollere Gaskraftwerke bevorteilt würden. Auch beinhaltet der BET-Ansatz eine räumliche Differenzierung, die insbesondere für die sichere Versorgung in Süddeutschland hilfreich ist.

Die Integration von Nachfrageressourcen ist grundsätzlich ebenso positiv zu bewerten. Es ist jedoch unsicher, ob die Nachfrageressourcen beim vorgeschlagenen Design ausreichend zur Geltung kommen können. So findet die Auktion für Kraftwerke fünf Jahre im Voraus statt, die für Nachfrageressourcen erst vier Jahre später. Im schlechtesten Fall könnte es schlicht keinen Bedarf nach weiteren Anpassungen und damit Nachfrageressourcen geben. Die lange Vorlaufzeit von fünf Jahren für Kraftwerke könnte auch schlecht mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zusammenpassen. So war das reale Wachstum in diesem Bereich in den letzten Jahrzehnten regelmäßig schneller als prognostiziert. Wenn beispielsweise Kraftwerke 2020 feste Zuschläge in einer Auktion erhalten, ist deshalb nicht sichergestellt, ob die Kraftwerke 2025 sinnvoll betrieben werden (können). Dies kann insbesondere deshalb problematisch sein, weil das BET vorschlägt, keine Anreize für den Betrieb der geförderten Kraftwerke zu setzen.<sup>78</sup> Kraftwerksbetreiber könnten dadurch, auch absichtlich, besonders zu Zeiten hoher residualer Nachfrage, Kapazitäten zurückhalten und mit anderen von ihnen betriebenen Kraftwerken von den resultierenden hohen Preisen profitieren. Außerdem muss sich der Regulator bei der Bestimmung der ausgeschriebenen Mengen u.a. auf die Verfügbarkeitsangaben der Betreiber für ihre Kraftwerke stützen. Diese haben jedoch einen Anreiz, die Verfügbarkeiten möglichst niedrig anzusetzen, damit insgesamt mehr Kraftwerke gefördert werden. Der in Kapitel 3.3.2 vorgestellte Ansatz, der Kapazitätsoptionen beinhaltet, begegnet derartigen Problemen (vgl. auch Kap. 4.3). Eine in der Ausgestaltung noch offene Verpflichtung oder ein Anreiz, geförderte Kraftwerke in Knappheitssituationen einzusetzen, scheint insgesamt sinnvoll zu sein.

#### 4.5 Zusammenfassung von Kapitel 4

- Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem sich schnell wandelnden Stromsektor scheinen selektive mengenbasierte Instrumente im Vorteil zu sein. Mit diesen können notwendige Zielmengen genau erreicht werden und zudem flexible Kraftwerke – welche für die Versorgungssicherheit bei einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien von großer Bedeu-

---

<sup>78</sup> Achner et al. (2011, S. 46)

tung sind – gefördert werden. Preisbasierte Instrumente werden in der Literatur meist als ineffektiver angesehen, weil mit den administrativ gesetzten Preisen leicht zu wenige oder zu viele Kapazitäten angereizt werden können. Im Gegensatz zu selektiven Anreizmechanismen wird die Zuverlässigkeit bei umfassenden Ansätzen erhöht, da die Beteiligung vorgeschrieben werden kann. Dagegen verschlechtern umfassende Ansätze möglicherweise die langfristige Versorgungssicherheit, weil sie den bestehenden (nicht zu Erneuerbaren Energien passenden) Kraftwerkspark länger erhalten. Insgesamt ist deshalb ein selektiver Kapazitätsmarkt vorzuziehen.

- Bei der ökonomischen Bewertung scheinen mengenbasierte Instrumente preisbasierten überlegen zu sein: Bei Ersteren wird nur die Menge administrativ festgelegt, der Preis bildet sich im Markt. In preisbasierten Modellen wird dagegen der Preis vorgeschrieben. Da mit der Festlegung des Preises jedoch auch immer eine bestimmte Menge anvisiert wird, werden bei dieser Variante weder Preis noch Menge durch den Markt bestimmt. Aufgrund der wettbewerblichen Organisation von mengenbasierten Märkten werden diese in der Theorie als effizienter betrachtet als preisbasierte Instrumente. Als besonders effizient gilt demnach ein auf Kapazitätsoptionen setzender umfassender und mengenbasierter Marktansatz wie in New England. Zudem scheint eine *Descending Clock Auction* bessere Ergebnisse zu liefern als andere Auktionsformate.
- Solange man nur effiziente Versorgungssicherheit im Sinne des ökonomischen Standard-Modells im Blick hat (unter Vernachlässigung des Dreiecks Versorgungssicherheit, Umwelt und Preise), können umfassende Ansätze verglichen mit selektiven Modellen als die bessere Alternative bezeichnet werden. Der Effizienzvorteil von umfassenden gegenüber selektiven Mechanismen kann folgendermaßen begründet werden: Nach ökonomischer Theorie liefern funktionierende reine Strommärkte (Vergütung nur durch Merit Order) effiziente Ergebnisse (in der Praxis funktioniert das aber häufig nicht). Ziel eines Kapazitätsmechanismus soll es sein, das *Missing Money Problem* zu lösen, d.h. den Marktfehler (zu geringe Knappheitspreise) der reinen Strommärkte auszugleichen. Statt der sich in der Realität nicht einstellenden Knappheitspreise (die theoretisch ideal wären), soll ein Kapazitätsmechanismus Einnahmen für Kraftwerksbetreiber in möglichst der gleichen Höhe liefern. Es müssen also alle potentiellen Kapazitäten von diesen zusätzlichen Einnahmen profitieren, denn alle sind von dem *Missing Money Problem* betroffen bzw. alle würden die Knappheitspreise erhalten (wenn der Markt nach der Theorie funktionieren würde). Da umfassende Ansätze eben alle Kapazitäten adressieren, werden sie als effizienter angesehen. An einem selektiven Mechanismus wird kritisiert, dass dieser zu einem immer weiteren Ausbau der Förderung führen könnte, weil Kraftwerke ohne finanzielle Unterstützung nicht mehr gebaut werden würden (Rutschbahneffekt).
- Die reine Fokussierung auf diese theoretische ökonomische Effizienz ist jedoch fragwürdig und in der Realität nicht zielführend. So soll der Strommarkt generell – aber verstärkt nach der deutschen Energiewende – nicht alleine dazu dienen, möglichst effizient eine sichere Versorgung zu gewährleisten, oder anders ausgedrückt, eine alleinige Fokussierung auf

diesen Aspekt führt an anderer Stelle zu ineffizienten Ergebnissen. Vielmehr sollen zugleich klima- und energiepolitische Ziele erreicht werden. Umfassende Mechanismen fördern aber gerade auch unflexible emissionsreiche (Kohle-)Kraftwerke, die nicht zu einem auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsektor passen. In der Folge könnten ökologisch und letztlich auch ökonomisch schädliche Fehlinvestitionen entstehen.

- Neben den umweltpolitischen hat ein selektiver Ansatz auch ökonomische Vorteile. So führt eine selektive Förderung zu geringeren Kosten, weil weniger Kapazitäten gefördert werden und – anders als beim umfassenden Instrument – keine Mitnahmeeffekte entstehen. Bei umfassenden Mechanismen zahlen die Verbraucher über den Strompreis *Wind Fall Profits* an die Betreiber von Kraftwerken, die auch ohne Förderung betrieben würden. Höhere Strompreise wiederum wirken sich negativ auf die Gesamtwirtschaft aus. Zudem fördern selektive Ansätze durch die ausschließliche Unterstützung neuer Kraftwerke Innovationen und Investitionen.
- Beim Klimaschutz im Stromsektor muss bedacht werden, dass die für eine Emissionsminderung notwendigen Erneuerbaren Energien meist wetterabhängig sind. Die Funktion konventioneller Kraftwerke in einem auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem verändert sich dadurch: Während Erneuerbare Energien primär die Nachfrage decken sollen – soweit Biomasse- und -gas bzw. Geothermie, Wasserkraft, Speicher oder ein transeuropäischer Netzausbau dies nicht leisten können –, müssen konventionelle Kraftwerke zur Versorgungssicherheit beitragen, d.h. sie müssen die vorerst nicht von Erneuerbaren Energien zu deckende Nachfrage (Residuallast) befriedigen. Ein Kapazitätsmechanismus für Erneuerbare Energien (sowie für Speicher und Nachfragerressourcen) ist grundsätzlich notwendig, da ein auf der Merit Order basierender Strommarkt mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien zu niedrigen Strompreisen ergibt. Dagegen ist ein Kapazitätsmechanismus für konventionelle Kraftwerke aus Klimaschutzsicht nicht die erste Wahl, da – auch bei einer ausschließlichen Förderung von Gaskraftwerken – der Ausstoß von Emissionen unterstützt wird. Für den Fall, dass das Risiko einer Stromlücke besteht, sollte allerdings auch ein Kapazitätsmechanismus für nicht-erneuerbare Kraftwerke implementiert werden.
- Ein Kapazitätsmechanismus sollte Anreize setzen, die geförderten Kapazitäten einzusetzen, wenn die Residuallast hoch ist, also Knappheit im System vorherrscht. Viele bisherige Kapazitätsmechanismen fördern jedoch nur die Installation von Kapazitäten oder setzen auf eine (schwierige) Überwachung der Anlagen. Eine Möglichkeit, dem zu entgegen, ist ein Modell mit einem Markt für Kapazitätsoptionen. Dieser setzt Anreize, die Kapazitäten angepasst an die Produktion von Erneuerbaren Energien einzusetzen. Anreize für Fehlinvestitionen, die als unerwünschter Nebeneffekt den Ausbau Erneuerbarer Energien verlangsamen können, sind dadurch deutlich unwahrscheinlicher.
- Allerdings muss bedacht werden, dass Modelle mit Kapazitätsoptionen bisher in der Praxis als umfassende Ansätze implementiert wurden. Umfassende Mechanismen fördern jedoch zu großen Teilen auch alte unflexible Kraftwerke mit hohen Emissionen.

- Bei einem selektiven Ansatz können Anforderungen an die Flexibilität oder Emissionsmindeststandards leichter vorgeschrieben werden. Der Kraftwerkspark kann so schneller erneuert, und Innovationen angestoßen werden. Aufgrund des Ausbaus Erneuerbarer Energien und der klimapolitischen Ziele sollten zumindest Flexibilitätsanforderungen in einem Kapazitätsmechanismus enthalten sein.
- Die Einbindung von Nachfrageressourcen (und damit von Anreizen für verringerten Strombedarf, vor allem zu Peak-Zeiten) und eine teilweise räumliche Differenzierung der Förderung ist ebenso geeignet, das Ziel eines klimaneutralen Stromsektors schneller zu erreichen. Die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien kann so zeitlich und räumlich besser an die Nachfrage angepasst werden. Die Einbindung von Nachfrageressourcen in einen Kapazitätsmarkt kann außerdem zu geringeren Preisen (Kapazitätsprämien) führen, was aus ökonomischer Sicht wünschenswert ist.
- Der Ansatz des BET für einen deutschen Kapazitätsmechanismus hat das Potenzial, die Versorgungssicherheit herzustellen. Auch bei der ökonomischen und klimapolitischen Bewertung überwiegen die Vorteile eines selektiven Kapazitätsmechanismus. Es besteht jedoch noch weiterer Klärungsbedarf, ob der BET-Ansatz geeignet ist, ausreichend die wichtigen Nachfrageressourcen zu fördern. Auch fehlen in dem Ansatz bislang Anreize, geförderte Kraftwerke entsprechend der Residuallast einzusetzen.

## 5 Fazit

Die vorliegende Studie beschreibt, dass bei einer Implementierung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland viele Aspekte beachtet werden müssen. In einigen Ländern gibt es zwar bereits zum Teil seit Jahren mehr oder weniger erfolgreiche Instrumente zur Förderung von Kapazitäten, doch können Erfahrungen aus anderen Ländern aufgrund von landesspezifischen Merkmalen, Förderinstrumenten und Zielen nur bedingt auf die Situation in Deutschland übertragen werden.

Viele reine Strommärkte zeigen das sogenannte *Missing Money Problem*: Die ausschließliche Vergütung des verkauften Stroms in der Höhe der variablen Kosten des letzten benötigten Kraftwerks reicht nicht aus, um Anreize für Investitionen in neue Kapazitäten im benötigten Maß herzustellen. Zur Lösung dieses Problems wurden weltweit verschiedene Kapazitätsmechanismen mit dem primären Ziel der Versorgungssicherheit implementiert.

Die bestehenden Mechanismen können in preis- und mengenbasierte Ansätze unterteilt werden. Bei ersteren handelt es sich nicht um *Kapazitätsmärkte*, da eine zentrale Instanz (Regulator) administrativ eine Kapazitätsprämie festlegt, die das fehlende Geld reiner Strommärkte ersetzen soll. Mit der Höhe der Zahlung verfolgt der Regulator eine bestimmte Zielmenge. Wird diese nicht erreicht, werden Preisanpassungen vorgenommen. Da somit weder Preise noch Mengen frei sind, kann hier nicht wirklich von einer Marktlösung gesprochen werden. Kritisiert wird die Ineffektivität dieses Ansatzes: Ein zu niedriger Preis erbringt zu wenige, ein zu hoher zu viele Kapazitäten. Auch werden preisbasierte Mechanismen meist als ökonomisch ineffizient angesehen, da der Preis administrativ festgelegt und nicht durch den Markt ermittelt wird. Bei mengenbasierten *Kapazitätsmärkten* wird die benötigte Menge an Kapazität durch einen Regulator festgelegt. Die Zielmenge kann folglich effektiv erreicht werden. Zudem kann sich die Höhe der Kapazitätzahlungen auf einem Markt bilden, was in der ökonomischen Theorie als effizienter angesehen wird.

Ein Vorteil der Preis- gegenüber der Mengenlösung besteht jedoch darin, dass der preisbasierte Mechanismus wegen der geringeren Schwankungsanfälligkeit mehr Investitionssicherheit schafft. Da nicht alleine die Kosten, sondern auch die risikoadjustierten Kosten über Investitionen entscheiden, liegt hier eine mögliche, in der Theorie oft zu wenig bedachte Schwäche.

Ferner wird zwischen umfassenden und selektiven Mechanismen unterschieden. Umfassende Ansätze zielen grundsätzlich auf eine Förderung aller (bestehenden und neuen) Kapazitäten ab. Bei selektiven Instrumenten werden nur bestimmte (in der Regel neue) Kapazitäten finanziell unterstützt. Da bei letzteren eine Ungleichbehandlung verschiedener Kapazitäten erfolgt, ist das Marktergebnis – insofern nur eine kurzfristige ökonomische Perspektive eingenommen und ausschließlich das Ziel der Energiesicherheit berücksichtigt wird – ineffizienter: Ökonomisch gesehen kann es dann sinnvoller sein, bestehende Anlagen länger am Netz zu lassen, als ausschließlich neue zu fördern. Durch die Benachteiligung bestehender Kraftwerke werden diese schneller vom Netz genommen, und das Marktergebnis wird verzerrt.<sup>79</sup> Doch gerade dieser Effekt, dass bezüglich des Emissionsausstoßes

---

<sup>79</sup> Umfassende Ansätze werden u.a. in Siegmeier (2011) (auch Siegmeier & von Hirschhausen (2011)) und Cramton & Ockenfels (2011) befürwortet.

besonders ineffektive Anlagen schnell vom Markt genommen werden, ist ökologisch erwünscht. Vor allem deshalb kann nicht behauptet werden, dass umfassende Ansätze – insbesondere, wenn das Ziel einer Entkarbonisierung des Stromsektors besteht – selektiven Instrumenten ökonomisch überlegen sind.

Ein weiterer wichtiger Vorteil selektiver Mechanismen besteht in den niedrigeren entstehenden Kosten, was an der geringeren Anzahl geförderter Kapazitäten – oder besser gesagt der vermiedenen Mitnahmeeffekte – liegt. Die Kosten des Mechanismus werden auf den Strompreis aufgeschlagen, sodass ein selektiver Mechanismus zu niedrigeren Strompreisen führt. Aufgrund der Bedeutung von Strompreisen für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung haben selektive Mechanismen gegenüber umfassenden Ansätzen in diesem Punkt also ökonomische Vorteile. Gerade in Deutschland werden die gestiegenen Strompreise in den letzten Jahren häufig diskutiert. Im Zusammenhang mit der Energiewende werden Erneuerbare Energien dabei gelegentlich als alleiniger Kostentreiber angesehen, was jedoch nicht der Realität entspricht.<sup>80</sup> Da umfassende Ansätze die Strompreise stärker treiben, könnten sie gesellschaftliche Akzeptanzprobleme auslösen bzw. verschärfen.

Da bei selektiven Ansätzen nur neue Anlagen gefördert werden, besteht hier ein deutlich größerer Investitionsanreiz. Der Kraftwerkspark wird schneller erneuert. Dies ist in der gegenwärtigen und absehbaren wirtschaftlichen Großwetterlage der EU sehr erwünscht.

Weiterhin können bei selektiven Ansätzen Vorgaben hinsichtlich der Flexibilität und Emissionsstandards leichter implementiert werden. Aus Klimaschutzsicht sind selektive Ansätze dementsprechend wesentlich zielführender. Aber auch aus ökonomischer Sicht hat dieser Ansatz Vorteile. Viele der aktuell installierten Kraftwerke haben einen hohen Emissionsausstoß, sind unflexibel und passen daher schlecht zu fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Umfassende Ansätze würden die Rentabilität solcher Kapazitäten vergrößern – zum einen, ohne dass sie Strom produzieren (durch die Kapazitätsprämie). Zum zweiten durch eine höhere Auslastung, da weniger neue Kraftwerke (mit geringeren variablen Grenzkosten) gebaut würden. Im Ergebnis wird die Kompatibilitätsproblematik konventioneller (Atom-, Kohle-)Kraftwerke mit Erneuerbaren Energien verstärkt, und der Ausbau letzterer gehemmt. Daraus ergeben sich wiederum Kosten, beispielsweise durch stärker schwankende Strompreise (z.B. negative Preise an der Börse, weil konventionelle Kraftwerke nicht schnell genug reagieren können) sowie höhere CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise aufgrund vermehrter Emissionen im Stromsektor oder – im Falle von Neubauten – durch Fehlinvestitionen in unflexible (Kohle-)Kraftwerke.<sup>81</sup> Für eine angemessene ökonomische Bewertung müssen solche Aspekte berücksichtigt werden. Eine alleinige Fokussierung auf die theoretische Effizienz des Strommarktes reicht nicht aus. Insbesondere muss die Bewertung im Kontext anderer Aspekte - wie einer erfolgreichen Energiewende bei gleichzeitig einzuhaltenden Klimaschutzzielen - erfolgen. Umfassende Ansätze laufen diesen Zielen aufgrund der Förderung unflexibler emissionsreicher Kapazitäten und der damit verbundenen Verstärkung des bestehenden Kraftwerkspark entgegen.

---

<sup>80</sup> Zu Kosten und Nutzen Erneuerbarer Energien vgl. Tietjen et al. (2011)

<sup>81</sup> Selektive Ansätze werden u.a. in Gottstein (2011), Achner et al. (2011) und Matthes & Ziesing (2011) befürwortet.

Was folgt daraus für die Situation in Deutschland?

Zunächst muss festgehalten werden, dass die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus zur Förderung konventioneller Kraftwerke in Deutschland noch nicht abschließend geklärt ist. Das BET und andere Einrichtungen erwarten mit guten Argumenten, dass noch vor 2020 neue Kraftwerke benötigt werden, um eine Stromlücke zu vermeiden, diese sich aber im heutigen Strommarkt nicht rentieren würden. Siegmeyer und von Hirschhausen gehen hingegen nicht von einer Stromlücke aus bzw. erwarten diese erst nach 2020 (vgl. Kap.2.3). Wichtig ist eine zügige Klärung dieser Frage.

Investoren treffen ihre Entscheidungen aber nicht alleine aufgrund theoretischer Berechnungen. Sie berücksichtigen u.a. Zukunftserwartungen, die Stabilität der Rahmensetzungen ("politisches Risiko") und Diversifizierungsaspekte. Je nach Art des Investors differieren sowohl die Renditeerwartung und die Risikobereitschaft als auch die strategische Ausrichtung. Die Berechnung der für Neubauten notwendigen Deckungsbeiträge erfolgt häufig – z.B. in der BET-Studie – anhand von Computermodellen, die einen perfekten Markt, in dem sich Strompreise aus den kurzfristigen Grenzkosten bilden, unterstellen.<sup>82</sup> Knappheitspreise, die über diesen kurzfristigen Grenzkosten liegen und in Energy-Only-Märkten durchaus gewünscht sind (vgl. Kap.2.2), werden meist nicht berücksichtigt, sodass das Investitionspotenzial eventuell unterschätzt wird. Allerdings zeigt die Praxis, dass hier häufig – entgegen den Annahmen der Theorie – eher mit einem Marktversagen zu rechnen ist, weshalb Kapazitätsmechanismen bereits weltweit implementiert wurden.

Grundsätzlich sollten zunächst Maßnahmen, die Stromangebot und -nachfrage unter Berücksichtigung von Klimaschutzziele besser in Einklang bringen, ergriffen werden, bevor konventionelle Kraftwerke gefördert werden. Damit sind insbesondere die Förderung bzw. der Ausbau von steuerbaren Erneuerbaren Energien, Speichern, Nachfrageressourcen (*Demand Side Management*, Energieeffizienz, dezentrale Eigenversorgung auf Anfrage in Spitzenlastzeiten) und der Netzausbau gemeint. Hierbei scheint beispielsweise eine Erweiterung des EEG um eine Kapazitätsprämie für Speicher und steuerbare Erneuerbare Energien, wie sie vom Arrhenius-Institut vorgeschlagen wird, sinnvoll zu sein.

Wenn diese Maßnahmen nicht rechtzeitig bzw. nicht ausreichend greifen und sich eine Investitions- mit einer anschließenden Stromlücke abzeichnet, ist die Implementierung von Kapazitätsmechanismen eine empfehlenswerte Lösung. Um die Kosten für dieses Instrument zu begrenzen und gleichzeitig die Transformation hin zu einem klimafreundlichen Stromsystem zu unterstützen, werden folgende Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus gestellt:

*Anforderung 1:* Es sollte ein selektiver Kapazitätsmarkt implementiert werden, an dem nur neue oder bestehende Anlagen mit erheblichen Retrofit-Maßnahmen teilnehmen dürfen. Aus den oben genannten Gründen ergeben sich daraus insgesamt gesehen sowohl wirtschaftliche Vorteile als auch eine leichtere Umsetzung von Klimaschutzziele. Die höheren Kosten und die Gefahr, Fehlinvestitionen in unflexible Kohlekraftwerke zu fördern, sind bei umfassenden Ansätzen zu groß, weshalb sie abzulehnen sind.

---

<sup>82</sup> Achner et al. (2011, S. 2f)

*Anforderung 2:* Kraftwerke, die am Kapazitätsmarkt teilnehmen, sollten bestimmte Anforderungen an die Flexibilität erfüllen und eventuell auch Emissionsstandards einhalten. Von Seiten der fossilen Energieträger werden diese Kriterien voraussichtlich nur von Gaskraftwerken erfüllt. Ob Erneuerbare Energien und Speicher auch im Rahmen dieses Mechanismus oder über ein separates Instrument gefördert werden sollten (im Sinne der Weiterentwicklung des EEG), kann im Rahmen dieser Studie nicht beurteilt werden. Wichtig ist jedoch in jedem Fall, dass die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien ausreichend berücksichtigt wird, um Förderungen von Fehlinvestitionen zu vermeiden und die erklärten Ziele der Bundesregierung zur Senkung von Emissionen und zum Ausbau Erneuerbarer Energien zu unterstützen.

*Anforderung 3:* Aus Gründen der Effektivität (genaues Erreichen der gewünschten Kapazitätsmengen) und der Effizienz (wirtschaftlich günstiger) sind mengenbasierte gegenüber preisbasierten Mechanismen vermutlich vorzuziehen. Wichtig ist bei mengenbasierten Ansätzen aus Gründen der Investitionssicherheit, dass für den Investor die Zahlungen in den nächsten Jahren mit ausreichender Sicherheit zu kalkulieren sind.

*Anforderung 4:* Es sollten Anreize (bzw. Verpflichtungen) geschaffen werden, damit geförderte Kraftwerke in Knappheitssituationen eingesetzt werden, um den Beitrag zur Versorgungssicherheit zu erhöhen. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Kapazitäten in Zeiten hoher Nachfrage nicht im vollen Umfang eingesetzt werden, um zusätzliche Renditen durch höhere Marktpreise zu erhalten (Marktmacht). In dem umfassenden Markt von New England werden solche Anreize durch ein Modell mit Kapazitätsoptionen gesetzt. Es sollte geprüft werden, wie Anreize in einem selektiven Markt sinnvoll gesetzt werden können.

*Anforderung 5:* Nachfragerressourcen (*Demand Side Management*, Energieeffizienz, dezentrale Eigenversorgung auf Anfrage in Knappheitssituationen) sollten in den Kapazitätsmechanismus integriert werden. Dadurch sinkt der Bedarf nach Kraftwerken, und es findet eine bessere Anpassung der Nachfrage an das Angebot statt. Außerdem können so die Gesamtkosten des Kapazitätsmechanismus verringert werden.

*Anforderung 6:* Es sollte, wo sinnvoll, auch geographisch getrennte Kapazitätsmärkte geben. Dies führt zu einer sinnvollen Platzierung der unterstützten Kraftwerke in Regionen mit hohem Strombedarf (v.a. Süddeutschland). Der Ausbau von Stromleitungen kann damit gegebenenfalls eingeschränkt werden.

*Anforderung 7:* Es sollte eine neutrale Institution (Regulator) geschaffen werden, die den Kapazitätsmarkt organisiert.

*Anforderung 8:* Der Kapazitätsmarkt muss mit den Strommärkten benachbarter Länder kompatibel sein. Die europäischen Energiemärkte werden immer weiter harmonisiert. Ein nationaler Kapazitätsmarkt, der diesen Umstand nicht berücksichtigt, kann zu Fehlanreizen führen.

Die Eckpunkte des BET berücksichtigen die meisten dieser Punkte. Kritisch zu sehen sind die eventuell zu schwache bzw. zu späte Einbindung von Nachfragerressourcen sowie fehlende Anreize, geförderte Kapazitäten in Engpasssituationen einzusetzen. Hier gibt es weiteren Entwicklungsbedarf, um sicherzustellen, dass ein solcher selektiver Mechanismus an die Anforderungen eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems angepasst ist.

## 6 Literaturverzeichnis

- Achner, Siggi / Michels, Armin / Nailis, Dominic / Ritzau, Michael & Lukas Schuffelen (2011): Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Studie vom Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) im Auftrag des Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne). Aachen: BET.  
[http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20110907\\_bne\\_bet\\_studie\\_kapazitaetsmarkt\\_final.pdf](http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20110907_bne_bet_studie_kapazitaetsmarkt_final.pdf) (10.11.2011).
- Baker, Philip & Meg Gottstein (2010): Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation : Key Issues to Consider. Briefing Paper. Brüssel: The Regulatory Assistance Project (RAP).  
<http://www.raponline.org/document/download/id/879> (10.11.2011).
- BMWi & BMU – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi & BMU.  
[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept\\_bundesregierung.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf) (10.11.2011).
- Brunekreeft, Gert / Damsgaard, Niclas / De Vries, Laurens / Fritz, Peter & Roland Meyer (2011): A Raw Model for a North European Capacity Market. Discussion Paper. Stockholm: Elforsk.  
[http://srv128.bluerange.se/Documents/Market%20Design/projects/CapacityMarkets/ER\\_11\\_30.pdf](http://srv128.bluerange.se/Documents/Market%20Design/projects/CapacityMarkets/ER_11_30.pdf) (10.11.2011).
- Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Stromgroßhandel. Bonn: Bundeskartellamt.  
[http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113\\_Bericht\\_SU\\_Strom\\_\\_2\\_.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom__2_.pdf) (10.11.2011).
- CER – Commission for Energy Regulation (2010): Electricity Security of Supply Report 2010. Bericht im Auftrag der Europäischen Kommission. Dublin: CER. <http://www.cer.ie/GetAttachment.aspx?id=5d0de66d-4d34-4238-8824-07f862a71d1e> (10.11.2011).
- Cramton, Peter & Axel Ockenfels (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf> (10.11.2011).
- Cramton, Peter & Steven Stoft (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. A White Paper for the Electricity Oversight Board. <http://tisiphone.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2006-007.pdf> (10.11.2011)
- De Vries, Laurens J. (2007): Generation adequacy: Helping the market do its job. In: Utilities Policy 15, S. 20-35.
- Gottstein, Meg (2011): Kapazitätsmärkte für einen klimaneutralen Stromsektor: Herausforderungen und Erfahrungen. Vortragsfolien.  
<http://www.raponline.org/document/download/id/4431> (10.11.2011).

- Gottstein, Meg & Lisa Schwartz (2010): The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources. Montpellier: The Regulatory Assistance Project.  
[http://www.raponline.org/docs/RAP\\_Gottstein\\_Schwartz\\_RoleofFCM\\_ExperienceandProspects2\\_2010\\_05\\_04.pdf](http://www.raponline.org/docs/RAP_Gottstein_Schwartz_RoleofFCM_ExperienceandProspects2_2010_05_04.pdf) (10.11.2011).
- Groscurth, Helmuth-M & Sven Bode (2011): Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken einschließlich Speicher. Ein Ansatz zur Weiterentwicklung des EEG. Discussion Paper 5, Hamburg: Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.  
[http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius\\_DP\\_5\\_-\\_EEG-Kapazit%C3%A4tspr%C3%A4mien\\_Final\\_06062011.pdf](http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_5_-_EEG-Kapazit%C3%A4tspr%C3%A4mien_Final_06062011.pdf) (10.11.2011).
- Haag, Wolfgang / Arms, Hanjo / Witzemann, Matthias / Ledermann, Christof & Sebastian Reinartz (2011): Paradigmenwechsel Erzeugung – Der Weg aus der Vertrauens- und Strukturkrise. Zusammenfassung der Studie von A.T. Kearney.  
[http://www.atkearney.de/content/misc/wrapper.php/id/51401/name/pdf\\_at\\_kearney\\_studie\\_paradigmenwechsel\\_erzeugung\\_2011\\_13131372764f44.pdf](http://www.atkearney.de/content/misc/wrapper.php/id/51401/name/pdf_at_kearney_studie_paradigmenwechsel_erzeugung_2011_13131372764f44.pdf) (10.11.2011).
- Joskow, Paul L. (2006): Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. Working Paper. <http://econ-www.mit.edu/files/1190> (10.11.2011).
- Joskow, Paul L. (2008): Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. In: Utilities Policy 16, S. 159-170.
- Kopp, Oliver (2010): Kapazitätsmärkte: Stromhandel im neuen Design. Vortragsfolien. [http://ingrid-nestle.de/fileadmin/user\\_upload/gruene\\_btf\\_nestle/Praesentationen/4-Kopp\\_Kapazit%C3%A4tsmarktdesign.pdf](http://ingrid-nestle.de/fileadmin/user_upload/gruene_btf_nestle/Praesentationen/4-Kopp_Kapazit%C3%A4tsmarktdesign.pdf) (10.11.2011).
- Markard, Jochen (2004): Strommarkt im Wandel. Zurich: vdf Hochschulverlag.
- Matthes, Felix (2011): Strommärkte als Auslaufmodell? Die Rolle und das Design von Marktmechanismen in der „Großen Transformation“ des Stromversorgungssystems. In: Schütz, D. & Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes - Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, S. 84-106. Bochum: Ponte Press.
- Matthes, Felix Christian & Hans-Joachim Ziesing (2011): Beschleunigter Verzicht auf die Kernenergie in Deutschland: Elemente eines flankierenden Einstiegsprogramms. Kurzanalyse für die Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“.  
[http://www.nachhaltigkeitsrat.de/fileadmin/user\\_upload/dokumente/newsletter/2011/201105-Matthes-Ziesing-Kurzanalyse-fuer-die-Ethikkommission.pdf](http://www.nachhaltigkeitsrat.de/fileadmin/user_upload/dokumente/newsletter/2011/201105-Matthes-Ziesing-Kurzanalyse-fuer-die-Ethikkommission.pdf) (10.11.2011).
- Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten 54. Bonn: Monopolkommission.  
[http://www.monopolkommission.de/sg\\_54/s54\\_volltext.pdf](http://www.monopolkommission.de/sg_54/s54_volltext.pdf) (10.11.2011).
- Nailis, Dominic / Baumgart, Bastian & Gerd Hinüber (2011): Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt? In:

- Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. [http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Artikel\\_Kapazitaetsmarkt\\_1102.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Artikel_Kapazitaetsmarkt_1102.pdf) (10.11.2011)
- Newell, Sam / Celebi, Metin & Attila Hajos (2009): Internal Market Monitoring Unit Review of the Forward Capacity Market Auction Results and Design Elements. Bericht von The Brattle Group für ISO New England. [http://www.iso-ne.com/markets/mktmonmit/rpts/other/fcm\\_report\\_final.pdf](http://www.iso-ne.com/markets/mktmonmit/rpts/other/fcm_report_final.pdf) (10.11.2011).
- Ockenfels, Axel / Grimm, Veronika & Gregor Zoettl (2008): Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG (EEX). [http://www.eex.com/de/document/38614/gutachten\\_eex\\_ockenfels.pdf](http://www.eex.com/de/document/38614/gutachten_eex_ockenfels.pdf) (10.11.2011).
- Pfeifenberger, Johannes / Spees, Kathleen & Adam Schumacher (2009): A Comparison of PJM 's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs. Bericht von The Brattle Group für PJM Interconnection. [http://www.brattle.com/\\_documents/UploadLibrary/Upload807.pdf](http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Upload807.pdf) (10.11.2011).
- PIK / WestLB & Germanwatch (2009): Deutsche Stromversorger in der CO<sub>2</sub>-Falle? Ein neues Spiel hat begonnen. Studie im Rahmen des Projektes „Mainstreaming von Klimarisiken und -chancen im Finanzsektor“ im Auftrag des BMBF. <http://www.germanwatch.org/climain/co2strom.pdf> (10.11.2011).
- r2b & Consentec (2010): Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des BMWi. Köln/Aachen: r2b/Consentec. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-intergration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (10.11.2011).
- Screen, Nick / Parail, Vladimir / Sinclair, Duncan & Oliver Rix (2010): Electricity Market Reform Analysis of policy options. Bericht von Redpoint Energy für die britische Regierung. <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Consultations/emr/1043-emr-analysis-policy-options.pdf> (10.11.2011).
- Shuttleworth, Graham / Gammons, Sean / Kvekvetsia, Vakhtang / Druce, Richard & Robin Brejnholt (2011): Electricity Market Reform: Assessment of Capacity Payment Mechanisms. Bericht von NERA für Scottish Power. <http://www.scottishpower.com/uploads/ermsresponseacpm.pdf> (10.11.2011).
- Siegmeier, Jan (2011): Kapazitätsinstrumente in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem. Working Paper. [http://tu-dresden.de/die\\_tu\\_dresden/fakultaeten/fakultaet\\_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseiten/ordner\\_programmes/ordner\\_ge/wp\\_em\\_45\\_Siegmeier\\_Kapazittsinstrumente.pdf](http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseiten/ordner_programmes/ordner_ge/wp_em_45_Siegmeier_Kapazittsinstrumente.pdf) (10.11.2011).
- Siegmeier, Jan & Christian von Hirschhausen (2011): Energiewende: Brauchen wir noch „Kapazitätsmärkte“ für konventionelle Kraftwerke? In: Schütz,

D. & Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes - Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, S. 108-131. Bochum: Ponte Press.

Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael & Heinz Stigler (2010): PJM Kapazitätsbörse – Reliability Pricing Model (RPM). Paper zum 11. Symposium Energieinnovation.  
[https://online.tugraz.at/tug\\_online/voe\\_main2.getvolltext?pCurrPk=49776](https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=49776) (10.11.2011).

Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael & Heinz Stigler (2011): Kapazitätsmärkte und Mechanismen im internationalen Kontext. Paper zur Internationalen Energiewirtschaftsfachtagung 2011 an der TU Wien.  
[http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/plenarysessions\\_iewt2011/P\\_Suessenbacher.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/plenarysessions_iewt2011/P_Suessenbacher.pdf) (10.11.2011).

Tietjen, Oliver / Arikas, Damian / Austrup, Tobias / Bals, Christoph / Burck, Jan & Nikolas von Wysesiecki (2011): Warum sich die Energiewende rechnet. Eine Analyse von Kosten und Nutzen der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie von Germanwatch.  
[www.germanwatch.org/klima/energiekosten.pdf](http://www.germanwatch.org/klima/energiekosten.pdf) (20.11.2011).

**... Sie fanden diese Publikation interessant und hilfreich?**

Wir stellen unsere Veröffentlichungen zum Selbstkostenpreis zur Verfügung, zum Teil auch unentgeltlich. Für unsere weitere Arbeit sind wir jedoch auf Spenden und Mitgliedsbeiträge angewiesen.

**Spendenkonto:** 32 123 00, Bank für Sozialwirtschaft AG, BLZ 10020500

**Spenden per SMS:** Stichwort "Weitblick" an 8 11 90 senden und 5 Euro spenden.

Informationen zur Mitgliedschaft finden Sie auf der Rückseite dieses Hefts. Vielen Dank für Ihre Unterstützung!

## Germanwatch

"Hinsehen, Analysieren, Einmischen" – unter diesem Motto engagiert sich Germanwatch für globale Gerechtigkeit sowie den Erhalt der Lebensgrundlagen und konzentriert sich dabei auf die Politik und Wirtschaft des Nordens mit ihren weltweiten Auswirkungen. Die Lage der besonders benachteiligten Menschen im Süden bildet den Ausgangspunkt des Einsatzes von Germanwatch für eine nachhaltige Entwicklung.

Unseren Zielen wollen wir näher kommen, indem wir uns für die Vermeidung eines gefährlichen Klimawandels, faire Handelsbeziehungen, einen verantwortlich agierenden Finanzmarkt und die Einhaltung der Menschenrechte stark machen. Germanwatch finanziert sich aus Mitgliedsbeiträgen, Spenden und Zuschüssen der Stiftung Zukunftsfähigkeit sowie aus Projektmitteln öffentlicher und privater Zuschussgeber.

Möchten Sie die Arbeit von Germanwatch unterstützen? Wir sind hierfür auf Spenden und Beiträge von Mitgliedern und Förderern angewiesen. Spenden und Mitgliedsbeiträge sind steuerlich absetzbar.

Weitere Informationen erhalten Sie unter [www.germanwatch.org](http://www.germanwatch.org) oder bei einem unserer beiden Büros:

Germanwatch Büro Bonn  
Dr. Werner-Schuster-Haus  
Kaiserstr. 201, D-53113 Bonn  
Telefon +49 (0)228 / 60492-0, Fax -19

Germanwatch Büro Berlin  
Schiffbauerdamm 15, D-10117 Berlin  
Telefon +49 (0)30 / 2888 356-0, Fax -1

E-Mail: [info@germanwatch.org](mailto:info@germanwatch.org)  
Internet: [www.germanwatch.org](http://www.germanwatch.org)

Bankverbindung / Spendenkonto:  
Konto Nr. 32 123 00, BLZ 100 205 00,  
Bank für Sozialwirtschaft AG  
Spenden per SMS:  
Stichwort "Weitblick" an 8 11 90 senden und 5 Euro spenden.



Per Fax an:

+49 (0)30 / 2888 356-1

Oder per Post:

Germanwatch e.V.  
Büro Berlin  
Schiffbauerdamm 15  
D-10117 Berlin

### Ja, ich unterstütze die Arbeit von Germanwatch

Ich werde Fördermitglied zum Monatsbeitrag von €..... (ab 5 €)  
Zahlungsweise:  jährlich  vierteljährlich  monatlich

Ich unterstütze die Arbeit von Germanwatch durch eine Spende von  
€..... jährlich €..... vierteljährlich €..... monatlich €..... einmalig

Name .....

Straße .....

PLZ/Ort .....

Telefon .....

E-Mail .....

Bitte buchen Sie die obige Summe von meinem Konto ab:

Geldinstitut .....

BLZ .....

Kontonummer .....

Unterschrift .....