
Braucht Deutschland Kapazitätsmechanismen für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung

Veit Böckers, DICE – Düsseldorf Institute for Competition Economics, E-Mail: boeckers@dice.hhu.de
Leonie Giessing, DICE – Düsseldorf Institute for Competition Economics, E-Mail: giessing@dice.hhu.de
Justus Haucap, DICE – Düsseldorf Institute for Competition Economics, E-Mail: haucap@dice.hhu.de
Ulrich Heimeshoff, DICE – Düsseldorf Institute for Competition Economics, E-Mail: heimeshoff@dice.hhu.de
Jürgen Rösch, DICE – Düsseldorf Institute for Competition Economics, E-Mail: roesch@dice.hhu.de

Zusammenfassung: Im Zuge der von der Bundesregierung eingeleiteten Energiewende wird zunehmend die Frage diskutiert, wie bei einem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien und der dadurch zunehmenden Fluktuation der Stromerzeugung die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Zur Diskussion steht die Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Ergänzung oder sogar als vollständiger Ersatz klassischer Energy-Only-Märkte. Da es fraglich ist, ob Energy-Only-Märkte langfristig die Versorgungssicherheit garantieren können, sollen Kapazitätsmechanismen sicherstellen, dass es zu ausreichenden Investitionen in den Kraftwerkspark kommt. Auch wenn es bisher keinen stichhaltigen Beleg dafür gibt, dass das derzeitige deutsche Marktsystem den Anforderungen an die Versorgungssicherheit nicht gerecht werden kann, verändert sich durch den massiven Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien die Profitabilität von Investitionen in konventionelle Kraftwerke. Wir stellen deshalb ein mögliches Kapazitätsmarktmodell für Deutschland vor, weisen aber zugleich darauf hin, dass ein derartiges System kurzfristig weder notwendig ist noch für Deutschland isoliert eingeführt werden sollte. Ein umfassender Kapazitätsmechanismus kann, wenn überhaupt, bei zusammenwachsenden Märkten nur auf europäischer Ebene sinnvoll implementiert werden. Für die Übergangsperiode sollte daher das bestehende Marktsystem gegebenenfalls um eine Kaltreserve für Notfälle ergänzt werden.

Summary: The fundamental change of energy policy in Germany (the so-called Energiewende) has lead to a discussion how the security of electricity supply will be affected by the heavily subsidised expansion of electricity generation from renewable energies, as electricity generation from renewable energies is much

- JEL Classification: L94, L51, K23
- Keywords: Electricity market, energy only market, capacity market, security of supply, renewable energies

Dieser Beitrag basiert auf der Studie „Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland: Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien“, die das DICE für die RWE AG erstellt hat (vgl. Böckers et al. 2011).

more fluctuating and, therefore, less reliable than conventional electricity generation plants. The key question is whether capacity mechanisms are needed to complement or even to substitute classical energy only markets. As it is not clear whether energy only markets can guarantee the long-term security of supply, capacity mechanisms are considered to guarantee sufficient investment into generation capacity. Even though there is no solid evidence that the current market system is failing to provide sufficient investment incentives, the deployment of renewable energies changes the profitability of conventional generation plants. Therefore, we discuss a possible capacity market model for Germany, but we also stress the fact that a capacity mechanism should not be introduced in the short term nor should it be implemented in Germany in isolation. Instead, the need for a capacity market needs to be discussed at a European level as energy markets are becoming increasingly integrated. For the transition period, extensions to the current system such as a cold reserve for emergency cases may be more easily implemented.

I Einleitung

Der deutsche Stromsektor erfährt momentan den größten Strukturwandel seit seiner Liberalisierung vor mehr als zehn Jahren. Dieser Wandel wird durch zwei große Entwicklungen bedingt: Erstens sollen im Rahmen der sogenannten Energiewende bis 2022 alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen, sodass etwa 20 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland ersetzt werden müssen. Dies soll vor allem durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geschehen. Bis 2020 sollen 35 Prozent der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien kommen, heute sind es etwa 20 Prozent. Bis 2030 sollen es sogar 50 Prozent sein und bis 2050 schließlich 80 Prozent. Und zweitens ist insbesondere in der jüngsten Zeit eine zunehmende Integration der bislang weitgehend national abgegrenzten Strommärkte zu beobachten. Während die Märkte für Stromerzeugung in Deutschland und Österreich schon seit geraumer Zeit als ein geographisches Marktgebiet zu betrachten sind, ist in jüngster Zeit durch das verbesserte Market Coupling auch ein Zusammenwachsen des deutschen Marktes mit den Märkten anderer Nachbarstaaten zu beobachten. Die Integration der europäischen Strommärkte schreitet somit voran; ultimativ soll diese in einem europäischen Binnenmarkt für Energie münden, der „Kupferplatte Europa“. In diesem Kontext beginnt sich in Deutschland eine Diskussion über das zukünftige Marktdesign zu entfalten (vgl. BDEW 2011a). Kern der Diskussion ist die Frage, wie bei einem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien und der dadurch zunehmenden Fluktuation der Erzeugung die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Befürchtet wird insbesondere, dass sich der notwendige Schattenpark an konventionellen Kraftwerken nicht entwickeln wird, da die hohen Fixkosten eines Kraftwerks nicht mehr gedeckt werden können, wenn die Kraftwerke gegebenenfalls nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr für die Stromerzeugung benötigt werden.

Der vorliegende Beitrag analysiert daher die Frage, ob ein neues Design des Stromerzeugungsmarktes erforderlich ist. Sind Subventionen für den Kraftwerksbau oder andere staatliche Markteingriffe notwendig, um die Versorgungssicherheit bei zunehmender Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zu gewährleisten? Zur Analyse und Beantwortung dieser Frage ist der Rest unseres Beitrags wie folgt gegliedert: Abschnitt 2 wird zunächst einige theoretische Grundlagen des Strommarktdesigns erörtern, bevor Abschnitt 3 das deutsche Marktsystem beschreibt und analysiert. In Abschnitt 4 werden sodann Voraussetzungen für ein neues Marktdesign diskutiert und in Abschnitt 5 die mögliche Ausgestaltung und Probleme eines auf Deutschland begrenzten Kapazitätsmarktes erörtert. Die Frage, ob ein Kapazitätsmarkt in Deutschland sinnvoll ist, wird sodann in Abschnitt 6 beantwortet.

2 Theoretische Grundlagen des Strommarktdesigns

Elektrischer Strom weist besondere Charakteristika auf: Erstens lässt sich Strom nicht in größeren Mengen speichern, sodass die Produktion zu jedem Zeitpunkt der Nachfrage entsprechen muss. Wird zu wenig Strom produziert, betrifft dies nicht nur den ersten nicht bedienten Konsumenten, sondern kollektiv alle Konsumenten, da die notwendige Netzspannung nicht aufrecht erhalten werden kann und es zu einem Stromaussfall kommt. Zweitens ist ein nicht unerheblicher Teil der Stromnachfrage nicht der Realbepreisung ausgesetzt¹ oder schlicht auf ein gewisses Stromniveau angewiesen, sodass die Nachfragermenge größtenteils unelastisch auf Preisänderungen reagiert. Daher reagiert der Stromverbrauch kurzfristig nur wenig auf Preisänderungen. Knappheitssituationen können somit, anders als auf den meisten anderen Märkten, nur bedingt über einen Preisanstieg beseitigt werden.

In der theoretischen Ideallösung würden die Strompreise in Knappheitssituationen soweit ansteigen, bis der sogenannte Value of Lost Load (VoLL) erreicht ist. Diese theoretische Größe gibt an, wie viel Konsumenten für die nächste kW-Stunde maximal bereit sind zu zahlen (Stoft 2002: 154 ff.), um einen Blackout zu verhindern. In wenigen Stunden pro Jahr wird dann ein sehr hohes Preisniveau erreicht, wodurch Spitzenlastkraftwerke und speziell die nur selten gerufenen letzten Kraftwerke in der Merit Order² im Idealfall ihre Fixkosten decken können. Gleichzeitig reagieren Konsumenten auf die hohen Preise und reduzieren die Last.

Hohe Strompreise sind jedoch teilweise politisch unerwünscht. Dies mag auch daran liegen, dass eine Unterscheidung zwischen Knappheitspreisen und durch missbräuchliche Marktmachtausübung künstlich induzierte Preisspitzen häufig nur schwer möglich ist. International werden daher auch auf vielen Stromgroßhandelsmärkten die Strompreise durch eine Preisobergrenze begrenzt. Bei einer Regulierung der Preisobergrenzen besteht jedoch das Risiko, dass Kraftwerke nicht mehr das benötigte hohe Niveau erreichen, wodurch Spitzenlastkraftwerke ihre Fixkosten gegebenenfalls nicht mehr decken können und notwendige Investitionen in den Kraftwerkspark unter Umständen ausbleiben. Dies ist eine wesentliche Ursache des sogenannten Missing-Money-Problems: Wenn Spitzenlastkraftwerke nur an wenigen Zeitpunkten zum Einsatz kommen, ist in der Regel ein relativ hoher Preis notwendig, um die Fixkosten zu decken. Wird dies jedoch durch Preisobergrenzen verhindert, kann es zu einer Unterinvestitionsproblematik kommen. Es besteht die Gefahr, dass die Anreize, in einen effizienten Kraftwerkspark zu investieren, wesentlich gemindert werden und damit die Versorgungssicherheit gefährdet wird.

Mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus wären Kraftwerke nicht mehr ausschließlich auf den Großhandelsmarkt für Strom angewiesen, um ihre Fixkosten zu decken. Das Missing-Money-Problem wird dann dadurch gelöst, dass die fehlenden Deckungsbeiträge durch eine zusätzliche Zahlung oder Einnahmen auf einem zusätzlichen Markt ausgeglichen werden. Weltweit haben sich verschiedene mengen- und preisbasierte Systeme zur Förderung von Kraftwerkskapazitäten etabliert (vgl. zum Beispiel Böckers et al. 2011). Während reine Kapazitätszahlungen, also fixe Subventionen pro installierter MWh, relativ einfach umzusetzen sind, stellen Kapazitätszahlungen auch einen relativ kostspieligen staatlichen Eingriff dar, da sie leicht eine Überförderung

1 Dies liegt unter anderem an der mangelnden technischen Ausstattung der privaten Haushalte, da dies sehr kostenintensiv wäre. Die notwendigen technischen Geräte sind unter dem Begriff „Smart Metering“ bekannt.

2 Unter der Merit Order versteht man die Anordnung der verschiedenen Kraftwerkstypen aufsteigend nach ihren Grenzkosten.

induzieren können und zu Mitnahmeeffekten führen. Kapazitätsmärkte hingegen versuchen durch Auktionen die Höhe der benötigten Zahlungen über den Markt zu ermitteln und gering zu halten.

Eine entscheidende Stellschraube beim Design des Marktsystems ist die Verknüpfung des regulären Stromgroßhandelsmarktes und des Kapazitätsmarktes. Grundsätzlich lassen sich zwei Arten des Stromhandels unterscheiden: Der getrennte Handel von Kapazität und erzeugtem Strom einerseits und die Verknüpfung von Kapazitäts- und Energiehandel andererseits. Es geht dabei um die Frage, ob die auf dem Kapazitätsmarkt erzielten Renten der Erzeuger mit jenen des Stromgroßhandelsmarktes verrechnet werden, das heißt um die Frage, ob eine Überkompensation der Erzeuger durch eine zweifache Rentenerzielung sowohl auf dem Stromgroßhandelsmarkt als auch auf dem Kapazitätsmarkt akzeptabel ist oder ob sie vermieden werden soll. Wie bei Böckers et al. (2011) detailliert ausgeführt, weist der getrennte Handel von Kapazität und erzeugtem Strom neben der sehr wahrscheinlichen Überkompensation der Stromerzeuger auch andere Schwächen in der Umsetzung auf, sodass wir uns auf die Verknüpfung von Kapazitäts- und Energiehandel konzentrieren.

Diese Verknüpfung von Kapazitäts- und Energiemarkt erfolgt über die Verrechnung der Erzeugerrenten. Auf diese Weise soll sowohl eine verbraucherschädigende Überkompensation als auch die missbräuchliche Ausübung von Marktmacht auf beiden Märkten vermieden werden. Zwei grundlegende Ideen dazu haben Joskow und Tirole (2007) und Joskow (2008) sowie Cramton und Stoft (2005, 2006) entwickelt. Die beiden theoretischen Ansätze lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Joskow und Tirole (2007) subtrahieren die Erlöse am Stromgroßhandelsmarkt von den erzielten Kapazitätsmarkterlösen, wobei die Kalkulation der Erlöse am Stromgroßhandelsmarkt entweder ex ante auf Basis von Erwartungswerten oder ex post anhand tatsächlicher Werte geschehen kann. Erzielen Erzeuger am Stromgroßhandelsmarkt ausreichende Erlöse, entfallen die Kapazitätszahlungen vollständig.
2. Cramton und Stoft (2005, 2006) schlagen die Kapazitätszahlungen in Höhe der Prämie einer Call-Option auf einen bestimmten Strompreis vor. Das Prinzip funktioniert so, dass zunächst eine implizite Preisobergrenze am Stromgroßhandelsmarkt angeboten wird (zum Beispiel 50 Euro/MWh). Steigt der tatsächliche Großhandelpreis für Strom über diese als „Ausübungspreis“ bezeichnete Grenze, wird dem Besitzer der Option, also dem Nachfrager nach Strom, die Differenz erstattet. Der Preis für diese Option, auch Prämie genannt, wird in einer Auktion beziehungsweise in bilateralen Verhandlungen bestimmt. Somit entspricht der Kapazitätspreis der Prämie. Im Optimum ergibt sich ein Paar aus Prämie und Ausübungspreis, sodass die Gesamtsumme der Rückerstattung der Prämienhöhe entspricht. So soll eine Überkompensation der Erzeuger vermieden werden und, wie auch bei Joskow und Tirole (2007), der Anreiz gemindert werden, im Stromgroßhandel Marktmacht zu missbrauchen, da die Mehrerlöse ohnehin den Nachfragern zugeführt werden.

In diesem Beitrag soll nun eine mögliche Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes vorgestellt werden. Dazu analysieren wir im Folgenden kurz das deutsche Marktsystem und dessen Besonderheiten, wobei wir insbesondere auf die Bedeutung erneuerbarer Energien eingehen. Anschließend wird ein Modell präsentiert, wie ein möglicher Kapazitätsmarkt in Deutschland gestaltet

werden könnte, bevor wir dann die Frage diskutieren, ob ein derartiges System sinnvoll ist und welche alternativen Maßnahmen stattdessen ergriffen werden könnten.

3 Das deutsche Marktsystem

Der deutsche Strommarkt entspricht einem sogenannten „Energy-Only-Markt“ ohne gesonderte Vergütungen für das Vorhalten von Erzeugungskapazitäten. Somit geben prinzipiell allein die Preise für Strom auf dem Großhandelsmarkt Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten, ignoriert man einmal etwaige Vermarktungsmöglichkeiten auf Reserveenergiemärkten. Anders als beispielsweise in Schweden und Australien gibt es keinerlei Notreserveprogramm.³

Beim Stromhandel existieren zwei mögliche Handelswege: Entweder außerbörslich als sogenanntes Over-the-Counter (OTC)-Geschäft oder am Börsenverbund EPEX, einem Zusammenschluss europäischer Börsen, dem auch die deutsche EEX angehört. Dabei nimmt die erste Möglichkeit den weitaus größten Teil des Stromgroßhandels in Deutschland ein. Der Großteil des Stroms wird in Deutschland in langfristig angelegten bilateralen OTC-Geschäften gehandelt (Bundesnetzagentur 2010). Der börsliche Handel am Spotmarkt ist trotz des verhältnismäßig geringen Volumens maßgeblich für die Gesamtpreisbildung auf dem Großhandelsmarkt, da immer auch die Möglichkeit zu Arbitragegeschäften gegeben ist. Der börsliche Day-Ahead-Spotmarktpreis wird mit Hilfe einer Einheitspreisauktion gefunden, bei der das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, den Preis setzt. Die Höhe der zulässigen Gebote kann dabei zwischen –3000 und 3000 Euro/MWh liegen.⁴ Bei der Preisobergrenze von 3000 Euro/MWh handelt es sich um eine rein technisch bestimmte Obergrenze für den Börsenhandel und nicht um eine regulatorisch festgelegte Preisobergrenze. Dem Höchstpreis liegen keinerlei regulatorische Ziele zugrunde; zudem ist ein Preis von 3000 Euro/MWh bisher in Deutschland auch nicht erreicht worden.⁵

Ob dieser „Energy-Only“-Markt in Deutschland auch in der Zukunft immer die gewünschte Versorgungssicherheit garantieren kann, lässt sich heute nicht mit Sicherheit sagen. Dies ist zum einen der Tatsache geschuldet, dass seit der Liberalisierung im Jahr 1998 noch kein vollständiger Investitionszyklus durchlaufen wurde und daher bisher stets ausreichend Kapazitäten in Form von Restbeständen aus der Zeit vor der Liberalisierung vorhanden waren. So zeigt Abbildung 1 beispielsweise, dass es bei den fossil und nuklear betriebenen Kraftwerkstypen kaum zu Änderungen im Anteil am Kraftwerksmix kam. Lediglich die Gaskraftwerke erfuhren ab Mitte der 2000er einen vermehrten Zubau (Platts 2011).

Auch wurden bisher in Deutschland nur selten Preise über 100 Euro/MWh und so gut wie nie Preise über 500 Euro/MWh beobachtet. Im Zeitraum von 2004 bis 2011 traten solch hohe Preise

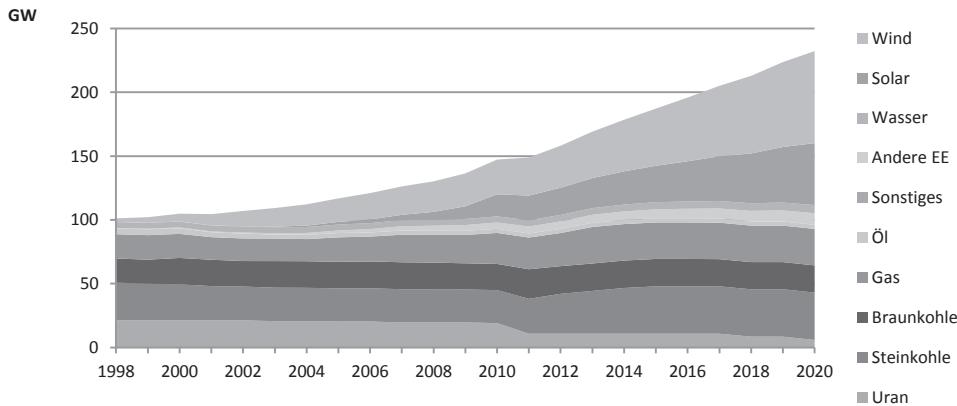
3 Ein Notreserveprogramm sieht die Vorhaltung solcher Kraftwerkskapazitäten vor, die nur im Falle eines verbleibenden marktlichen Nachfrageüberschusses, welcher also eine Lastabschaltung erfordern würde, aktiviert werden.

4 Seit dem 01.09.2008 werden auch negative Gebote akzeptiert. Bis zu diesem Zeitpunkt lag das zulässige Mindestgebot bei 0 Euro/MWh.

5 Der höchste Preis für Day-Ahead-Stundenkontrakte an der Day-Ahead-Börse lag im Zeitraum 2004–2011 (Juli) bei 2436,63 Euro/MWh (18 Uhr, 07.11.2006).

Abbildung 1

Entwicklung des installierten Kraftwerksparks (historisch und zukünftig), Deutschland



Quellen: Platts (2011), BMU (2011), Prognos (2010), Darstellung des DICE.

in nur 2,68 Prozent der Stunden (über 100 Euro/MWh) beziehungsweise in 0,023 Prozent der Stunden (über 500 Euro/MWh) auf. Aufgrund fehlender Knappheitssituationen ist dies jedoch nicht weiter verwunderlich. Ob die Preise andernfalls gestiegen wären und so stärkere Investitionsanreize für Kraftwerksneubauten entstanden wären, kann daher aus der Analyse der Vergangenheit nicht mit Sicherheit gesagt werden. Zum anderen verändert sich durch den geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien die Volatilität der Stromerzeugung und der Stromgroßhandelspreise, sodass zukünftige Investitionsvorhaben in Kraftwerke aus Sicht der investierenden Unternehmen anders zu kalkulieren sind als ähnliche Vorhaben in der Vergangenheit.

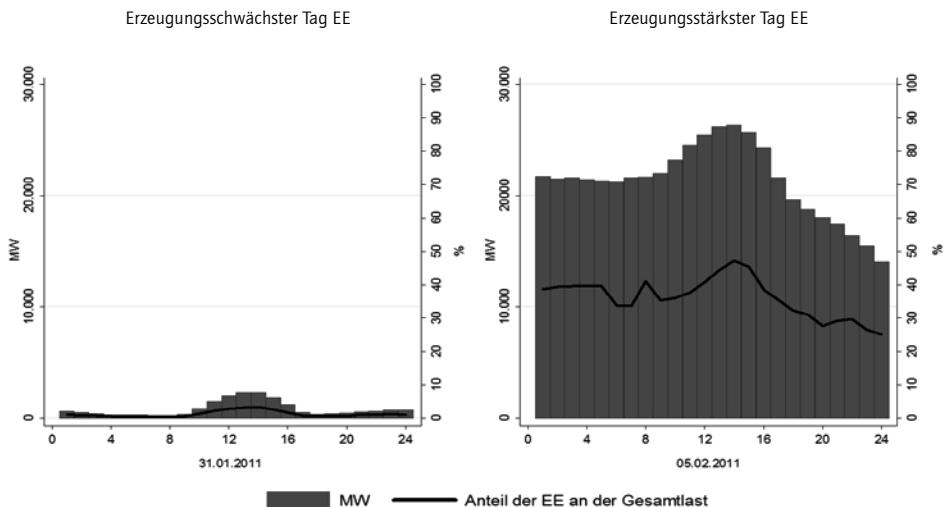
Für die nächsten Jahre werden nun lediglich geringe Zubauten bei Gas- und Steinkohlekraftwerken prognostiziert (Platts 2011). Ob dies auf ein Marktversagen in Form von Unterinvestitionen in Kraftwerksparkapazitäten hindeutet, ist jedoch völlig unklar. Da Investitionen zunächst einmal Kosten verursachen, sind auch ineffizient hohe Überkapazitäten aus volkswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden, sodass eine Zurückhaltung bei Investitionen nicht per se negativ zu beurteilen ist.

3.1 Der Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Versorgungssicherheit

Ein gänzlich anderes Bild bietet sich bei der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien, und hier insbesondere im Bereich der Wind- und Solarenergie. Hier ist aufgrund der massiven Förderung durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (kurz: Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) weiter mit einem massiven Zubau an Erzeugungskapazitäten zu rechnen. Nach Plänen der Bundesregierung sollen, wie bereits erwähnt, bis zum Jahr 2020 35 Prozent der Bruttostromerzeugung aus regenerativen Energiequellen gewonnen werden. Im Jahr 2030 soll dieser Anteil dann bereits bei 50 Prozent liegen (BMU 2010). Um diese Ziele zu erreichen, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien durch das EEG gestützt. Durch das EEG sind die Netzbetrei-

Abbildung 2

Maximum und Minimum der Wind- und Solareinspeisung, Deutschland



Quelle: Böckers et al. (2011).

ber dazu verpflichtet, Strom aus EEG-Anlagen vorrangig abzunehmen, in ihr Netz einzuspeisen und diese mit bis zu 20 Jahre gesetzlich festgelegten Einspeisetarifen zu vergüten, welche weit über den Börsenpreisen für Strom liegen.⁶ Dass diese massive Subventionierung Wirkung zeigt, ist insbesondere an der Entwicklung der installierten Leistung der Wind- und Solaranlagen zu erkennen. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 konnte ein massiver Ausbau dieser beiden Erzeugungstechnologien beobachtet werden. Auch zukünftig kann mit einem weiteren Zubau in diesem Bereich gerechnet werden. Gemäß Prognosen über die jährlichen Zuwachsraten von EEG-Anlagen wird die installierte Leistung der EE im Jahr 2020 120,6 GW betragen, bei einer installierten Leistung von 96,2 GW an konventioneller Erzeugungstechnologie (Platts 2011, Prognos 2010).

Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien ist nicht ohne Probleme für die zukünftige Versorgungssicherheit in Deutschland. Dies ist insbesondere der Volatilität in der Erzeugung und der damit einhergehenden geringen verlässlichen Verfügbarkeit geschuldet. Gerade Wind- und Solarenergie, die den weitaus größten Teil der erneuerbaren Energien stellen, sind gänzlich von den äußeren Witterungsbedingungen abhängig und somit nicht steuerbar. Stellten diese im Jahr 2010 34,4 Prozent der Nettoengpassleistung, betrug ihre tatsächlich erzeugte Leistung trotz garantiertem Einspeisevorrang gerade einmal 9,0 Prozent (BDEW 2011b). Eine Betrachtung des erzeugungsstärksten sowie des erzeugungsschwächsten Tages innerhalb der ersten Jahreshälfte des Jahres 2011 zeigt deutlich die Fluktuation in der Verfügbarkeit (vgl. dazu auch Abbildung 2). Während am erzeugungsstärksten Tag rund 36 Prozent der gesamten Tageslast alleine durch

6 Aufgrund der jüngsten EEG-Novelle sind zwar die Anreize für die Stromerzeuger gestiegen, ihren EEG-Strom selber zu vermarkten und auf die fixe Vergütung zu verzichten. Allerdings ist dies nur rentabel, wenn der börslich erzielte Preis über dem der garantierten Einspeisevergütung liegt.

Wind- und Solarenergie gedeckt werden konnten, betrug dieser Anteil am 31.01.2011 gerade einmal 1,2 Prozent (Böckers et al. 2011).

Um zu gewährleisten, dass die Nachfrage auch zu Zeiten gedeckt wird, in denen durch erneuerbare Energien kein oder kaum Strom erzeugt wird, muss daher ein „Schattenpark“ an konventionellen Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden. Dabei ist erforderlich, dass die Kraftwerke dieses Schattenparks über ein flexibles An- und Abfahrtsverhalten verfügen, um so auch kurzfristig verfügbar zu sein. Zugleich müssen die Kraftwerke aber auch in der Lage sein, gegebenenfalls auch über einen längeren Zeitraum hinweg zu produzieren. Deshalb sind zukünftig weitreichende Veränderungen im deutschen Kraftwerksmix zu Lasten der Grund- und Mittellastkraftwerke hin zu mehr gasbetriebenen Erzeugungstechnologien zu erwarten.

3.2 Der Merit-Order-Effekt und das Missing-Money-Problem

Allgemein begründen die erneuerbaren Energien eine Verschiebung in der Merit-Order, die mit steigenden Kapazitäten weiter zunimmt. Da die Abnahme und Einspeisung ins Netz von Strom aus EEG-Anlagen gesetzlich verpflichtend ist, werden diese zu Null- oder sogar Negativgeboten an der Börse angeboten. Durch die Rechtsverschiebung der Merit Order durch den zusätzlichen EEG-Strom wird somit das bis dahin teuerste Kraftwerk als preissetzendes Kraftwerk verdrängt. Dies führt dazu, dass der Börsenpreis am Day-Ahead-Markt sinkt (der sogenannte Merit-Order-Effekt), was sich wiederum in zweierlei Hinsicht negativ auf die übrigen Kraftwerke auswirkt. Aufgrund der Einheitspreisregel sind alle Kraftwerke von einem geringeren Börsenpreis betroffen. Da die Angebote allerdings lediglich die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke widerspiegeln, dient ein Einheitspreis allen außer dem preissetzenden Kraftwerk zur Deckung der Fixkosten. Sinkt der Börsenpreis nun dauerhaft auf ein – im Durchschnitt – deutlich geringeres Niveau, fallen auch die benötigten Deckungsbeiträge geringer aus, sodass einige Kraftwerke unter Umständen nicht mehr dazu in der Lage sind, ihre gesamten Vollkosten zu decken.

Einhergehend mit dem Preiseffekt ist auch ein Verdrängungseffekt zu beobachten. Zu Zeiten, in denen EEG-Strom einen großen Beitrag zur Nachfragedeckung leistet, werden weniger konventionelle Kraftwerke genutzt, sodass diese insgesamt eine geringere Anzahl an Stunden pro Jahr laufen und somit auch eine geringere Anzahl an erforderlichen Volllaststunden aufweisen können. Um dennoch die gesamten Vollkosten an den wenigen Einsatzstunden erwirtschaften zu können, wären dann prinzipiell höhere Börsenpreise notwendig. Diese werden zukünftig zwar erreicht, wenn der Schattenpark einspringen muss, da dieser aus flexibleren aber teureren Erzeugungstechnologien besteht. Jedoch tragen diese Preise nicht zur Vollkostendeckung des gesamten Schattenparks bei, sofern Kraftwerke den erzeugten Strom zu Grenzkosten anbieten.

4 Voraussetzungen für ein neues Marktdesign

Ein Übergang des deutschen Energy-Only-Marktsystems in ein Kapazitätssystem bedeutet einen entscheidenden Einschnitt und eine nicht unerhebliche staatliche Intervention, so dass zu begründen ist, weshalb ein solcher Wechsel sinnvoll ist. Dabei ist zunächst zu klären, ob das Energy-Only-Marktsystem in der Tat nicht mehr adäquat funktioniert. Die ursprüngliche theoretische Begründung für ein etwaiges Versagen des Energy-Only-Marktes liegt in der Missing-Money-Problematik. Einer der Hauptgründe für das Missing-Money-Problem sind regulierte

Preisobergrenzen, die dazu dienen sollen, eine missbräuchliche Ausübung von Marktmacht (zum Beispiel durch Kapazitätszurückhaltung) zu verhindern. Eine solche Preisobergrenze existiert jedoch in Deutschland nicht. Der deutsche Strommarkt hat aufgrund von Überkapazitäten bei der Stromerzeugung in der Vergangenheit bislang nie einen Stresstest des Marktsystems absolvieren müssen. Die etwaige Unterfinanzierung eines neuen Spitzenlastkraftwerks auf Basis von Kalkulationen mit historischen Preisdaten kann daher nicht als Argument gegen die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes verwendet werden. Vielmehr kann ein solches Ergebnis auch als positiver Beleg für die Funktionsfähigkeit des Marktes gewertet werden, da bei Überkapazitäten durch niedrige Preise keine zusätzlichen Investitionen angereizt werden sollten. Es kann somit keinesfalls als gesichert gelten, dass der deutsche Energy-Only-Markt generell nicht in der Lage ist, die Vollkosten des letzten systemnotwendigen Kraftwerks zu decken.

Das ebenfalls häufig genannte Argument, dass hohe Preise politisch unerwünscht sind, ist kurz-sichtig in der Betrachtung. Hohe Preisspitzen sind in einem Energy-Only-Markt zwingend notwendig, während dies bei einem Kapazitätssystem nicht unbedingt der Fall ist. Jedoch ist nicht ein Systemvergleich anhand der Strompreise am Großhandelsmarkt relevant. Vielmehr sollte der Vergleich anhand der Gesamtkosten für den Endverbraucher erfolgen. Diese setzen sich aus den in beiden Systemen anfallenden Kosten (zum Beispiel Netzentgelte, Steuern) und jener Komponente zusammen, welche in beiden Systemen divergiert. Die Strompreise im Energy-Only-Markt müssen also mit der Kombination aus Strom- und Kapazitätspreis im Kapazitätssystem verglichen werden.

Das etwaige Finanzierungsproblem für neue Kraftwerke im deutschen Energy-Only-Markt kann, wie zuvor beschrieben, auch daher röhren, dass die Wahrscheinlichkeit der Anzahl notwendiger Volllaststunden für einige Kraftwerksbetreiber durch den Einfluss der fluktuierenden erneuerbaren Energien als zu gering eingeschätzt wird. Fraglich ist, für welche Betreiber dies genau gilt. Sollte der überwiegende Teil der Unternehmen dauerhaft unter dem Missing-Money-Problem leiden, so muss über ein neues Marktsystem nachgedacht werden, welches alle Kraftwerke berücksichtigt. Ist das Problem nur auf wenige Teilnehmer beschränkt und kann dem Energy-Only-Markt die generelle Funktionsfähigkeit bescheinigt werden, so sollten – wenn überhaupt – nur geringfügige Änderungen im Marktdesign vorgenommen werden.

Insgesamt gibt es drei wesentliche Anforderungen an das deutsche Marktdesign, die unabhängig von der Wahl zwischen Energy-Only- und Kapazitätssystemen sind.

1. Deutschland im europäischen Verbund und die Konvergenz der europäischen Strommärkte

Die Integration der europäischen Märkte, die bisher noch längst nicht abgeschlossen ist, wird in Zukunft mehr und mehr zu einem gemeinsamen Binnenmarkt für Energie führen, wie etwa durch das CWE-EMCC Market Coupling. Der sich ergebende Optimierungsalgorithmus für einen optimalen Kraftwerkspark im europäischen Binnenmarkt sollte nicht durch ein fehlerhaftes (nationales) Marktdesign beeinträchtigt werden.

2. Versorgungssicherheit, konventionelle Kraftwerke und der Ausbau erneuerbarer Energien

Ein Ausbau der (fluktuierenden) erneuerbaren Energien führt dazu, dass je nach Verfügbarkeit und Speicherfähigkeit ein gewisses Kapazitätsniveau als Notfallreserve für Strom aus erneuerbaren Energien notwendig wird. Dies beinhaltet mögliche Importkapazitäten. Die Deckung der

dabei anfallenden Kosten muss im gewählten Marktdesign möglich sein. Somit ergibt sich ein konventioneller Kapazitätspark, welcher sowohl den Teil der üblichen Stromversorgung und der notwendigen Schattenkapazität als auch eine gewisse Reservekapazität abdeckt. Die Berechnung des zu erwartenden Anteils der erneuerbaren Energien an der sicher verfügbaren Leistung ist hierbei von entscheidender Bedeutung und kann zum Beispiel durch verbesserte Speichermöglichkeiten positiv beeinflusst werden:

$$KV\text{KAP} = \delta(N - E(FEE))$$

$KV\text{KAP}$ = Konventionelle verfügbare Kapazität, N = Spitzenlastnachfrage, $E(FEE)$ = Erwartungswert der fluktuierenden EE Erzeugung, δ = Reserve+Nachfrage mit >1 .

3. Notwendigkeit zur Erhöhung der Nachfrageelastizität durch potenzielle Marktteilnahme

Nachfrageseitige Möglichkeiten zur Senkung des Strombedarfs bilden die dritte wichtige Herausforderung. Ein System, welches auch auf der Nachfrageseite flexibel reagieren kann, schafft Möglichkeiten zur Vermeidung von Stromausfällen und hilft zugleich Marktmacht einzudämmen. Daher sollte ein Marktsystem eine Teilnahme nachfrageseitiger Kapazitäten in Form von Lastreduktion ermöglichen.

Auch wenn es heute (noch?) nicht notwendig ist, einen Kapazitätsmarkt einzuführen, so könnte die Frage im europäischen Kontext und durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien relevant werden. Deshalb soll im Folgenden eine mögliche Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes vorgestellt werden, um diesen Anforderungen gerecht zu werden.

5 Ausgestaltung und Probleme eines Kapazitätsmarktes für Deutschland

Es gibt eine Vielzahl an Kapazitätsmechanismen, wobei der weitestgehende Eingriff die Überführung des Energy-Only-Marktes in einen Kapazitätsmarkt darstellt. Hierbei werden fundamentale Eingriffe auf jeder Stufe des Marktdesigns vorgenommen, wie Böckers et al. (2011) zeigen (vgl. dazu auch Tabelle 1).

Zunächst muss entschieden werden, ob die Teilnahme am Kapazitätsmarkt freiwillig oder verpflichtend sein soll. Vor allem bei einer nationalen Marktabgrenzung ergeben sich daraus später Konsequenzen. Ein verpflichtender Kapazitätsmarkt hat zur Folge, dass alle Anbieter an diesem Markt teilnehmen müssen, das heißt ihre vollen verfügbaren Kapazitäten in den Markt bieten müssen. Ein freiwilliger Kapazitätsmarkt könnte dagegen als alternatives Produkt neben dem üblichen Energy-Only-Handel bereits heute ohne staatliche oder regulatorische Eingriffe eingeführt werden, während ein verpflichtender Kapazitätsmarkt eine Markteintrittsbarriere für den Stromerzeugungsmarkt darstellt. In diesem Fall dürfte ein Kraftwerk Kapazität nicht in den deutschen Markt liefern, wenn nicht auch das Gebot im verpflichtenden Kapazitätsmarkt erfolgreich war.

Die Teilnahmezulassung ist die erste Markteintrittsbarriere für Erzeuger, noch bevor die Handelsart definiert wird. Eine Auswahl der Teilnehmer ist über diverse Kriterien möglich, beispielsweise über den geografischen Standort (innerhalb Deutschlands oder im Ausland), technische Anforderungen (zum Beispiel Mindestkapazitäten, nur gesicherte Leistung), umweltpolitische

Tabelle 1

Kernelemente des Marktdesigns

Wahl des Teilnahmeprinzips	Verpflichtung vs. Freiwilligkeit
Wahl der Marktteilnehmer	Alle Erzeuger/Kunden vs. Selektion nach technischen oder wettbewerblichen Kriterien
Bestimmung der Marktgröße/ Definition der Teilmärkte	I. Nationaler Markt vs. Europäischer Markt II. Engpassbezogene Teilmärkte vs. Einheitlicher Markt
Konstruktion des Preis- mechanismus	I. Preis- vs. Mengenbasierte Systeme II. Verknüpfung von Energie und Kapazitätserlös vs. Getrennter Handel
Wahl der Kontraktart	Auktion vs. Bilateraler Handel
Wahl der Kontraktdauer	I. Handelsperiode (kurzfristig vor Lieferung vs. langfristig vor Lieferung) II. Lieferperiode (kurze Lieferperiode vs. lange Lieferperiode)

Quelle: Darstellung des DICE.

Anforderungen (zum Beispiel keine Kernkraft), wettbewerbliche Anforderungen (zum Beispiel keine Preissetzung durch/oder Ausschluss von marktbeherrschenden Unternehmen) oder andere Restriktionen (zum Beispiel nur neue Kapazitäten sind teilnahmeberechtigt).

Die Konsequenzen sind weitreichend, was sich am Beispiel ausländischer Atomkraftwerke zeigt. Eine Begrenzung der Teilnahme auf Kraftwerke auf deutschem Boden dürfte europarechtlich ebenso problematisch sein, wie ein prinzipieller Ausschluss der Kernkraft als Technologie, selbst wenn die betroffenen Kernkraftwerke nicht auf deutschem Boden stehen. Wenn aber ausländische Atomkraftwerke am Kapazitätsmarkt teilnehmen dürften, würde der von der Bundesregierung eingeleitete Atomausstieg insofern konterkariert, als dass deutsche Nachfrager erneut für Kernkraftwerke zahlen, wenn auch für solche, die auf ausländischem Boden stehen. Technische Anforderungen beziehen sich vor allem auf die Grundidee des Kapazitätsmarktes, stets gesicherte Leistung vorzuhalten. Fluktuierende erneuerbare Energien sind ohne ausreichende Speichermöglichkeiten nicht in der Lage, Leistung gesichert zu liefern. Daher sollten diese von einem solchen Kapazitätsmarkt zwar ausgeschlossen werden, jedoch am Stromgroßhandelsmarkt weiter teilnehmen, da erneuerbare Energien unter ein separates Förderprogramm (nämlich EEG und KWKG) fallen und nach EEG weiterhin Einspeisevorrang genießen. Eine weitere Möglichkeit ist die Begrenzung der Kapazitätszahlung ausschließlich auf neue Investitionen. Zweck dieser Restriktion ist die Forcierung des Wettbewerbs auf der Erzeugungsebene und die Vermeidung einer übermäßigen Kompensation bestehender Kraftwerke. Eine solche Regelung greift jedoch dann zu kurz, wenn das Missing-Money-Problem nicht nur Spitzenlastkraftwerke betrifft, sondern auch Mittel- oder sogar Grundlastkraftwerke.

Die geographische Marktabgrenzung ist besonders bedeutsam für das Design eines Kapazitätsmarktes. Neben der adäquaten Beurteilung der Wettbewerbssituation ist die geographische Marktabgrenzung auch für die korrekte Kalkulation einer Kapazitätsmindestreserve notwendig, welche sich an der höchsten gemessenen Last des gemeinsamen Marktgebietes orientieren sollte. Die Dimensionen und der Grad der Komplexität dieser Kalkulation nehmen mit dem Ausmaß der räumlichen Abgrenzung zu. Ist es bei einem nationalen Markt noch hinreichend, die Höchst-

last des Landes zu messen, muss auf europäischer Ebene erst das notwendige Reservemaß definiert werden. Hierbei sollen zwei Beispielkalkulationen die Größenordnungen der notwendigen europäischen Kapazitäten und die damit verbundenen Kosten verdeutlichen: Entweder das Kapazitätsniveau richtet sich nach der höchsten gemessenen Last im gesamten Systemverbund plus Reserve, K_1 oder, bei konservativer Berechnung, nach der Summe aller nationalen Höchstlasten plus Reserve, K_2 . Wenn $x_{i,t}$ die Last des Landes i zum Zeitpunkt t eines Jahres bezeichnet und $\delta > 1$ der Faktor, welcher die angestrebte Reserve berücksichtigt, dann gilt:

$$K_1 = \delta * \text{Max}(Z), \text{ mit } Z = \{z_1, z_2, \dots, z_T\}, z_t = \sum_{i=1}^M x_{i,t}$$

$$\text{oder } K_2 = \delta * \sum_{i=1}^M \text{Max}(x_{i,t})$$

In Abbildung 3 zeigt sich die Dringlichkeit der Definition eines (europäischen) Kapazitätsreferenzwertes anhand gemeinsamer Zeitpunkte der Höchstlast zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten. Da Deutschland Dreh- und Angelpunkt des europäischen Stromnetzverbundes ist und die zuvor beschriebene Marktintegration weiter voranschreiten soll, muss geklärt werden, in welcher Höhe Kapazitäten vorzuhalten sind. Je wahrscheinlicher die Länder zum gleichen Zeitpunkt (sehr) hohe Lastspitzen verzeichnen, desto größer müssen die nationalen Kraftwerksskapazitäten sein. Da dies jedoch, wie in Abbildung 3 zu sehen ist, bis zu 70 Prozent der gesamten Hochlastphasen sind, liegt zwar keine isolierte nationale Betrachtung vor, jedoch ist durchaus Potenzial vorhanden, manche Lastphasen durch ausländische Kraftwerksreserven teilweise zu decken.

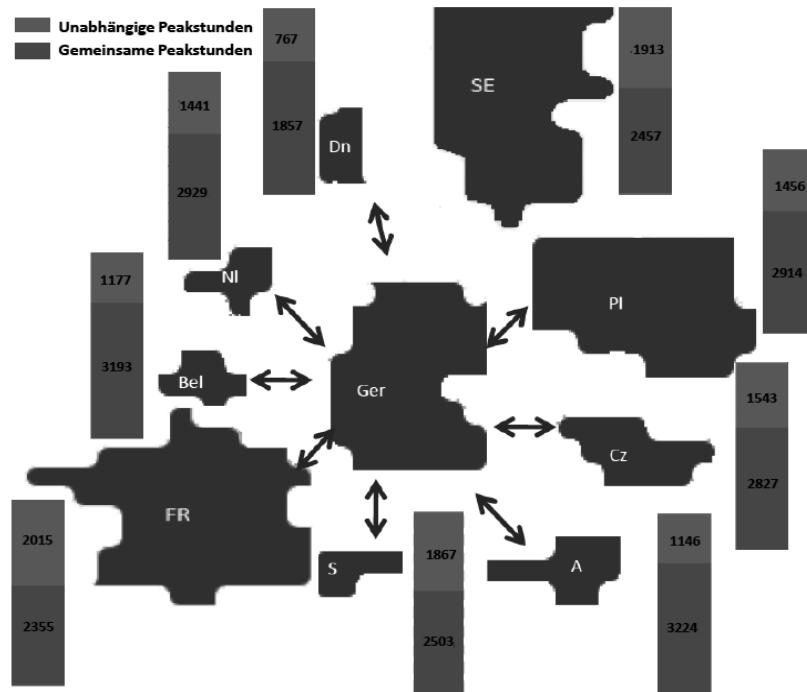
Bis vor Kurzem wurde der Stromgroßhandelsmarkt noch national abgegrenzt (Bundeskartellamt 2003, 2007, 2010, Monopolkommission 2009). Die Monopolkommission (2009, 2011) hat allerdings bereits in der Vergangenheit wiederholt drauf hingewiesen, dass wohl zumindest Deutschland und Österreich ein gemeinsames Marktgebiet darstellen und zudem ein Zusammenwachsen der Märkte in der Zukunft zu erwarten sei. Böckers und Heimeshoff (2011) zeigen nun auch empirisch, dass einige preisbasierte Indikatoren darauf hindeuten, dass der deutsche Markt schon länger mit dem österreichischen Gebiet einen gemeinsamen Markt bildet. Von daher müsste ein „national“ abgegrenzter Markt zumindest diese beiden Länder umfassen. Seit der Verbindung der Strommärkte Frankreichs, Deutschlands, Österreichs und der Benelux-Staaten Ende 2010 hat sich die Anzahl der gleichen Preisstunden entscheidend erhöht, zum Beispiel 86,4 Prozent gleiche Preise zwischen den Niederlanden und Deutschland (Böckers et al. 2011). Somit ist zu erwarten, dass ein gemeinsamer Markt in Zukunft auch diese Länder umfassen dürfte.⁷

Eine mögliche Unterteilung des den Kapazitätsmarkt umfassenden Gebietes in Teilmärkte zielt auf die Offenlegung von Kapazitätsengpassgebieten über den Preismechanismus ab. Dabei sollen jene lokalen Gebiete einen preislichen Aufschlag auf ihren Kapazitätspreis erhalten, bei denen eine Unterdeckung an lastnaher Erzeugung festgestellt wurde. Es ist jedoch fraglich, inwieweit dies als Anreiz zur Ansiedlung von Kraftwerken in Lastüberschussgebieten dienen kann, wenn

⁷ Die börsliche Verknüpfung dieser Märkte mit den skandinavischen Strombörsen ist ebenfalls vorgesehen, ist jedoch noch nicht soweit fortgeschritten, dass sich die Zahl der gleichen Preisstunden soweit erhöht hat, wie im Fall Deutschlands mit seinen direkten westlichen Nachbarn.

Abbildung 3

Gemeinsame Höchstlaststunden zwischen Deutschland und Nachbarländern



*Höchstlast ist definiert als die zehn Prozent höchsten Laststunden im Jahr. Der Zeitraum umfasst die stündlichen Daten von 2006–2010, bei Dänemark von 2007–2009. Unabhängige PeakStunden bezeichnet Stunden in denen nur in Deutschland Hochlaststunden auftreten.

Quellen: Berechnung anhand ETSO-E 2011b, Svenska Kraftnät 2011b.

solche Zahlungen nur temporärer Natur sind und daher auch gleich null sind, wenn ausreichend Erzeugungskapazitäten im Lastgebiet existieren.

5.I Nationale Kapazitätsmärkte und europäischer Binnenmarkt

Das größte Problem einer nationalen Marktbeschreibung ergibt sich jedoch in Kombination mit einer verpflichtenden Kapazitätsteilnahme, welche im Grunde notwendig ist, wenn ein Kapazitätmarkt funktionieren soll. Eine verpflichtende Teilnahme hat zur Folge, dass sämtliche Kraftwerkskapazitäten auch tatsächlich eine Chance zur erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung von Kapazitäten haben müssen, um eine Strafzahlung wegen fehlender Bereitschaft vermeiden zu können. Wenn eine bestimmte Menge an Kraftwerkskapazitäten ausgeschrieben wird, lässt sich auch daraus eine Merit Order in Abhängigkeit des Strombedarfs ableiten. Somit sind diese Unternehmen für den deutschen Großhandelsmarkt geblockt. Ausländische Unternehmen, welche am deutschen Kapazitätmarkt teilnehmen, müssten somit permanent Kapazi-

täten an den Grenzkuppelstellen reservieren. Da jedoch der deutsche Stromgroßhandelsmarkt Teil des Market Couplings ist, kann der dort verwendete Optimierungsalgorithmus zu suboptimalen Ergebnissen führen, wenn ausländische Kraftwerke wegen der Reservierung von Grenzkuppelstellenkapazitäten nicht in den deutschen Markt liefern können.

Erschwerend kommt hinzu, dass die durch den deutschen Kapazitätsmarkt induzierten Überkapazitäten die Versorgungssicherheit anderer Staaten gewährleisten. Dies kann dazu führen, dass in den benachbarten Ländern weniger Kapazitäten vorgehalten werden müssen, da jener Teil der bereits in Deutschland subventionierten Kraftwerke, welche nur sehr selten gerufen werden, stets dann anderen Ländern zur Verfügung steht, wenn diese in Deutschland absehbar nicht gerufen werden. Letztlich wird also die optimale Verteilung der Kapazitäten auf die europäischen Nachbarländer verhindert, sowie eine Trittbrettfahrermöglichkeit für Nachbarstaaten geschaffen, die bereits zu großen Teilen finanzierten Kraftwerke des deutschen Kapazitätsmarktes für Spitzenlastzeiten zu nutzen, ohne selbst dafür die Kosten der Bereitstellung zu tragen.

5.2 Preismechanismus

Das eigentliche Kernstück eines jeden Kapazitätssystems ist der Preismechanismus. Eine Verknüpfung des Kapazitätsmarktes und des Großhandelsmarktes für Strom ist essentiell, um eine Überkompensation von Kraftwerksbetreibern zu vermeiden und so etwaige Anreize zum Missbrauch von Marktmacht auf dem Stromgroßhandelsmarkt zu nehmen.⁸ Das Kapazitätsprodukt sollte durch eine „Descending-Clock“-Auktion vergeben werden. Der Preismechanismus folgt einer Abwandlung des Call-Option-Modells von Cramton und Stoft (2005, 2006). Statt einem fixen Ausübungspreis schlagen wir einen variablen Ausübungspreis vor, der von der Höhe der Kapazitätszahlung abhängt. Dadurch soll der Anreiz genommen werden, Marktmacht auszunutzen, indem die „Descending-Clock“-Auktion früh beendet wird, um die Kapazitätszahlung zu erhöhen. Der Anreiz dazu soll dadurch sinken, dass ein künstlich erhöhter Kapazitätserlös durch niedrigere Erlöse aus dem Stromgroßhandel ausgeglichen werden. Dies setzt jedoch eine Festlegung einiger entscheidender Parameter voraus, wie etwa die Startwerte und Intervallschritte des Kapazitäts- und Ausübungspreises (vgl. dazu en detail Böckers et al. 2011).

Die Ausschreibung der gewünschten Kapazitäten sollte einige Jahre vor dem tatsächlichen Zeitraum für die etwaige Stromlieferung erfolgen, um den Wettbewerb durch die Teilnahme neuer potenzieller Kraftwerksbetreiber zu erhöhen. Zumindest sollte die Auktion so weit im Voraus erfolgen, dass der Bau eines Spitzenlastkraftwerks möglich ist. Die Länge des Lieferzeitraums ist ebenfalls wichtig. Diese sollte zumindest ein Jahr betragen, jedoch sind auch längere Zeiträume möglich. Dabei ist abzuwägen, dass zwar Investitionsrisiken durch langfristige Verträge gesenkt werden, wettbewerblicher Druck jedoch eher bei kürzeren Lieferzeiträumen zu erwarten ist (Abbildung 4).

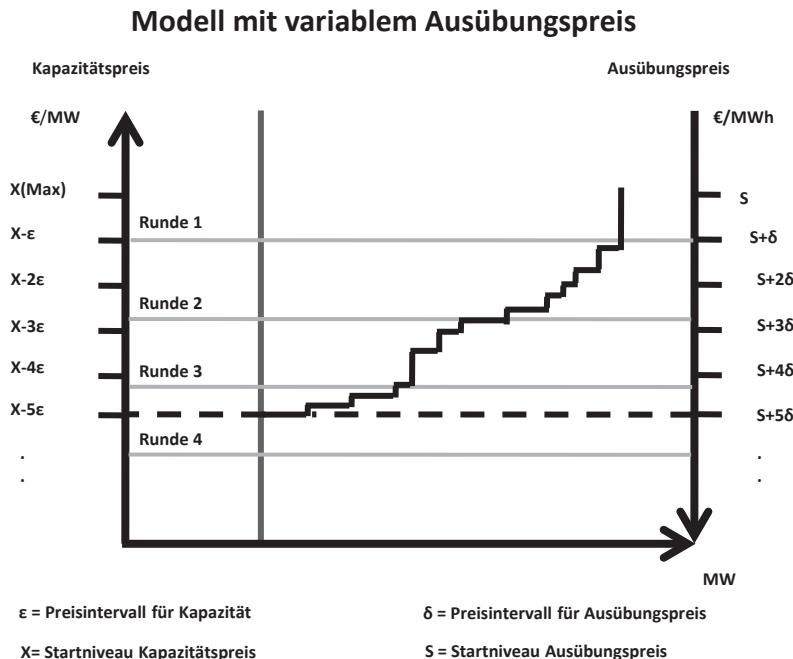
5.3 Kosten von Kapazitätsmärkten

Vor dem Hintergrund des bereits skizzierten Wandels der deutschen Stromerzeugung stellt sich die Frage, zu welchen Kosten ein Kapazitätsmarkt die Versorgungssicherheit gewährleistet.

⁸ Von einer Subtraktion eines ex-post errechneten Erwartungswertes sollte abgesehen werden, da als Nebeneffekt die anfangs geleistete Kapazitätszahlung den Charakter eines dauerhaften Kredits hat. Zudem ist fraglich, ob die wahren Kosten tatsächlich offengelegt würden. Letzteres gilt auch für die Ex-ante-Kalkulation des Erwartungswertes.

Abbildung 4

Modell mit variablem Ausübungspreis



Dabei ist zu unterscheiden zwischen den Kosten der Implementierung und den (potenziellen) Mehrkosten des Kapazitätssystems im Vergleich zum momentanen Energy-Only-Markt. Diese Mehrkosten müssen die erwarteten volkswirtschaftlichen Schäden eines Stromausfalls gegenübergestellt werden, da Stromausfälle in Energy-Only-Systemen wahrscheinlicher sind als in Kapazitätssystemen.

Die Implementierungskosten eines Kapazitätsmarktsystems dürften im Milliardenbereich liegen. In Großbritannien hat der umgekehrte Wechsel von einem Kapazitäts- hin zu einem Energy-Only-System einmalige Kosten von circa 700 Millionen Pfund und jährliche Betriebskosten von 30 Millionen Pfund verursacht (Offer 1999, Newbery 2006).

Eine Entscheidung für den Kapazitätsmarkt bedeutet letztlich, dass dem Markt allein keine adäquate Lösung zugetraut wird. Übergeordnete Instanzen werden dann entscheiden, wann, wer, wo und zu welchem Maximalpreis zur Stromversorgung beiträgt.

6 Fazit: Braucht Deutschland heute einen Kapazitätsmarkt?

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, dass die Einführung eines Kapazitätsmarktes eine fundamentale Veränderung des derzeit bestehenden Systems darstellt. Neben der administrativen Festlegung einer Vielzahl von Stellschrauben verkompliziert sich das bisher relativ einfache

Marktsystem signifikant. Dies birgt die Gefahr von Designfehlern, die das Marktergebnis deutlich verzerrn können. Daneben müssten die Kosten der Einführung und des Betriebs berücksichtigt werden. Nichtsdestotrotz zeigen Praxisbeispiele, wie etwa das PJM-Marktgebiet in den USA, dass Kapazitätsmärkte dort für ausreichend Kapazitäten gesorgt haben (vgl. Böckers et al. 2011). Unklar ist jedoch, welche Wirkungen das kontrafaktische Szenario eines Energy-Only-Marktes dort entfaltet hätte.

So gibt es keine wirklich stichhaltigen Belege dafür, dass das derzeitige Energy-Only-System das Ziel der Versorgungssicherheit nicht erfüllen kann. Allerdings kann der fortschreitende Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien den Druck auf den konventionellen Kraftwerkspark erhöhen. Die unsichere Erzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien erfordert Investitionen in flexible Erzeugungstechnologien. Zusammen mit dem Atomausstieg nimmt dadurch die Sorge um angemessene Investitionen in den Kraftwerkspark zu. Ein Kapazitätsmarkt stellt zwar eine mögliche Lösung dar, jedoch zu nicht unbeträchtlichen Kosten.

Vor allem aber kann ein Kapazitätsmarkt sinnvollerweise nur auf europäischer Ebene implementiert werden. Insellösungen einzelner Staaten würden den Bemühungen der Schaffung einheitlichen Binnenmarktes für Strom entgegenwirken. Zwischen den unterschiedlichen nationalen Systemen würden dann Arbitragemöglichkeiten erwachsen, die Trittbrettfahren ermöglichen.

Da das deutsche Marktsystem bisher noch keinem Stresstest ausgesetzt war und sich seit der Liberalisierung deutliche Überkapazitäten halten könnten, raten wir von einer kurzfristigen Einführung eines Kapazitätsmarktes und damit einer fundamentalen Veränderung des bestehenden „Energy-Only“-Systems ab. Kapazitätsmärkte können nur langfristig ihre Wirkung entfalten. Eine Änderung des Systems heute, verbunden mit einer wahrscheinlichen erneuten Änderung auf europäischer Ebene würde dem Ziel der Versorgungssicherheit eher schaden als nutzen.

Innerhalb des bestehenden Systems sind mehrere leicht zu implementierende Maßnahmen möglich, um Investitionsanreize zu fördern beziehungsweise sich gegen Stromausfälle abzusichern. Beispielsweise könnte die (rein technische) Preisobergrenze weiter angehoben werden, sodass Preise in Knappheitssituationen bis zum Durchschnitt des gesamtgesellschaftlichen Voll ansteigen könnten. Dadurch könnten Spitzentastkraftwerke gegebenenfalls ihre Fixkosten decken, Stromnachfrager hätten den Anreiz Last abzuwerfen, sodass Knappheitssituationen marktlich abgebildet und gelöst würden.⁹ Zusätzlich könnte eine bestimmte Kapazität als Kaltreserve gehalten werden. Diese Kraftwerke müssten dann zu jeder Stunde zum Voll beziehungsweise zur Preisobergrenze in den Markt bieten. Im Falle einer extremen Knappheit würden diese Kraftwerke dann gerufen werden. So würden der Preismechanismus und damit die dadurch induzierten Investitionsanreize nicht durch diese außermarktlche Maßnahme beeinflusst werden. Natürlich müsste ein Entlohnungsmechanismus gefunden werden, der verhindert, dass die benötigte Kaltreserve permanent ansteigt und so ein impliziter Kapazitätsmarkt entsteht.

Abschließend lässt sich festhalten, dass Kapazitätsmärkte zwar eine Maßnahme darstellen, um Versorgungssicherheit zu garantieren. Dennoch raten wir aufgrund der hohen Komplexität, des

⁹ Aus wettbewerblicher Sicht müssten Stunden mit hohen Preisen gesondert untersucht werden, um so zu verhindern, dass marktmächtige Unternehmen ihre Position ausnutzen.

hohen Grades an staatlichen Eingriffen, der Anfälligkeit für Designfehler und der fraglichen Notwendigkeit von einer Einführung zum heutigen Zeitpunkt ab. Vielmehr wird empfohlen, das bestehende System lediglich moderat anzupassen und gegebenenfalls um eine Kaltreserve für Notfälle zu erweitern, die allerdings den Marktmechanismus an sich nicht beeinflussen sollte, sondern lediglich als Versicherung für Extremsituationen fungieren sollte. So kann dringenderen Problemen wie dem Netzausbau oder notwendigen Maßnahmen, wie die Förderung nachfrage-seitiger Reaktion, Vorrang gewährt werden.

Literaturverzeichnis

- BDEW (2011a): Strommarkt 2011–2014: Bedarfsanalyse und Vorschläge für kurzfristig wirksame Maßnahmen. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin.
- BDEW (2011b): Stromzahlen 2011: Der deutsche Strommarkt auf einen Blick. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin.
- Böckers, V., L. Giessing, J. Haucap, U. Heimeshoff und J. Rösch (2011): Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland: Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag der RWE AG. Düsseldorf, DICE.
- Böckers, V. und U. Heimeshoff (2011): *Pitfalls in Empirical Spatial Market Delineation: Impact of false estimation on Market Power in European Power Markets*. Working Paper.
- Bundeskartellamt (2003): EAM Energie AG/Stadtwerke Eschwege. Beschluss vom 12.03.2003, Az. B8-21/03, Bonn.
- Bundeskartellamt (2007): RWE AG/Saar Ferngas AG. Beschluss vom 12.03.2007, Az. B8-62/06. Bonn.
- Bundeskartellamt (2010): Sektoruntersuchung.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011): www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/47469.php
- Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Bonn.
- Cramton, P. und S. Stoft (2005): A Capacity Market that Makes Sense. *The Electricity Journal*, 18 (7), 43–54.
- Cramton, P. und S. Stoft (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem: A White Paper for the Electricity Oversight Board.
- Joskow, P. (2008): Capacity Payments In Imperfect Electricity Markets: Need And Design. *Utilities Policy*, 16 (3), 159–170.
- Joskow, P. und J. Tirole, (2007): Reliability and competitive electricity markets. *Rand Journal of Economics*, 38 (1), 60–84.
- Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Sondergutachten 49. Baden-Baden, Nomos-Verlag.
- Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten 54. Baden-Baden, Nomos-Verlag.

- Newbery, D. (2006): Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design. In: F. P. Sioshansi und W. Pfaffenberger (Hrsg.): *Electricity Market Reform: an international perspective*. Oxford, Elsevier, 109–143.
- Offer Office of Electricity Regulation (1999): *The New Electricity Trading Arrangements*. Vol. 1. Birmingham.
- Platts (2011): Power Vision. www.platts.com
- Prognos (2010): Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V., der Agentur für Erneuerbare Energien und der HANNOVER MESSE, Berlin.
- Stoft, S. (2002): *Power System Economics*. New York, IEEE Press.