

InfrastrukturRecht

Energie · Verkehr · Abfall · Wasser

Geschäftsführende Herausgeber

Hans-Joachim Reck
VKU
Prof. Dr. Christian Theobald
BBH

Herausgeber

RiBVerfG Prof. Dr. Gabriele Britz
Bundesverfassungsgericht
Christian Held
BBH, GEODE
Prof. Dr. Georg Hermes
Universität Frankfurt a.M.
Folkert Kiepe
Beigeordneter a.D. Deutscher Städtetag
Prof. Dr. Christian Koenig
Universität Bonn
Dr. Carsten Kreklau
BDI
Prof. Dr. Jürgen Kühling
Universität Regensburg
Andrees Gentsch
BDEW
Reiner Metz
VDV
Dr. Christiane Nill-Theobald
TheobaldConsulting
Detlef Raphael
Deutscher Städtetag
Prof. Dr. Jens-Peter Schneider
Albert-Ludwigs-Universität Freiburg
Adolf Topp
AGFW

In Zusammenarbeit mit der
Neuen Juristischen Wochenschrift

Sonderausgabe „Kommunales Infrastruktur-Management“

Inhaltsverzeichnis

Editorial

Energie

<i>M. Sudhof:</i> Kommunale Infrastruktur und politische Lebenswelt	242
<i>M. Mantler/Ch. Kokew:</i> Grenzen der Rekommunalisierung im Energiebereich	245
<i>S. Wolkenhauer:</i> Kommunale Gestaltungsspielräume bei energiewirtschaftlicher Wegerechtsvergabe	248
<i>K. Korte/E. Gawel:</i> Anreizregulierung und Energiewende – eine Mesalliance?	250
<i>H. Rendez/I. Schmidt:</i> Die smarte Energiewelt	253
<i>J. Ecke/N. Herrmann:</i> Stand der Diskussion zur Einführung von Kapazitätsmärkten in Deutschland	255
<i>S. Häsel:</i> Flexibilität für die Energiewende	258
<i>R. Schleicher-Tappeser:</i> Verteilnetze – Brennpunkt der offenen Fragen der Energiewende	262

Verkehr

<i>M. Walter/K. Meermann:</i> Mögliche Weiterentwicklung der Fernbusinfrastruktur in Deutschland	265
<i>C. Stein:</i> Netzwerkstruktur, Leistungsfähigkeit und Performance öffentlicher Verkehrsträger	268
<i>H. Leister:</i> Warum brauchen auch Kommunen den Deutschland-Takt?	271
<i>B. Fabry/H. Tegner:</i> Unterstützung der Fahrzeugbeschaffung im SPNV durch Aufgabenträger	274
<i>A. Carrarini/S. Pasold:</i> Die Länder und die Finanzierung der Infrastruktur des öffentlichen Verkehrs	276
<i>C. Bange/L. Laurisch:</i> Planung, Finanzierung und Betrieb von Fernbusterminals in Deutschland	279
<i>H. Knoflacher/H. Frey:</i> Leistbare Wohnungen durch eine zukunftsgerechte Verkehrsinfrastruktur	282

Elektromobilität

<i>M. Hardinghaus/Ch. Seidel:</i> Bedarfsgerechte Bereitstellung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge	285
<i>C. Busch:</i> Gleichstrom-Schnellladetechnologie als Schlüssel für Ladeinfrastruktur im ländlichen Raum	288
<i>J. F. Rettberg:</i> Laden von Elektrofahrzeugen – AC oder DC? Schnell oder langsam?	290
<i>Ch. Hahn/A. Grün:</i> Modell eines eRoaming-Systems für die Elektromobilität	293

Wasser

<i>J. Mosters:</i> Bereichsausnahme für Wasserkonzessionen – Voller Erfolg oder Pyrrhus-Sieg?	296
<i>E. Gawel/N. Bedtke:</i> Effizienz und Wettbewerb in der deutschen Wasserwirtschaft	298
<i>D. A. Ostwald/M. von Harten:</i> Wassermonitor zur transparenten und regional-vergleichbaren Darstellung von Wasserpreisen in Hessen	301
<i>Th. Petersen/N. Hartermann:</i> Die ARegV als Blaupause für die Kontrolle von Wasserpreisen und -gebühren?	305

Planung

<i>G. Schiller et al.:</i> Umgang mit „gutartigen“ und komplexen Problemen im Rahmen einer ressourceneffizienten Infrastrukturplanung – Beispiele aus dem Bereich der Siedlungsabwasserwirtschaft	308
<i>F. Hennig et al.:</i> Ableitung von Vorranggebieten für die energetische Stadtsanierung	311

Beteiligung/Integrierte Betrachtung

<i>L. Teichmann:</i> Sicherheitsabstände in Genehmigungsverfahren für kommunale Störfallbetriebe	314
<i>F. W. Bartholomae/A. M. Schoenberg:</i> Das Zentrale-Orte-System und die flächendeckende Daseinsvorsorge	316
<i>U. Scheele/E. Schäfer:</i> Urban Living Labs	319
<i>J. R. Noennig et al.:</i> SMART CITY – Gestaltung und Management urbaner Wissensinfrastrukturen	322

Effizienzanzreize/Investitionen und Finanzierung

<i>A. Geissler:</i> Sind DRG-basierte Fallpauschalen in der Lage die Kosten von Behandlungen in deutschen Krankenhäusern zu decken?	325
<i>W.-H. Arndt:</i> Ersatzneubaubedarf kommunaler Straßenbrücken	328

Kommunale Unternehmen/Interkommunale Kooperation

<i>H. Rappen:</i> Kommunale Wohnungsunternehmen zw. Haushaltskonsolidierung und Aufgabenerfüllung	331
<i>F. Brockmeyer et al.:</i> Horizontale Kooperation im kommunalen Infrastrukturmanagement	334

Nr. 11 • 11. November 2013

10. Jahrgang

Mit Internet-Volltext-Service www.IR.beck.de der besprochenen Entscheidungen

Verlag C.H.Beck München und Frankfurt a.M.

Nicht nur für die Unternehmen, die sich in der Europacity ansiedeln, sondern für die gesamte Berliner Wirtschaft wird Versorgungszuverlässigkeit in Zukunft einen noch größeren Stellenwert einnehmen als heute. Infolge des kontinuierlichen technologischen Fortschritts, wodurch der Automatisierungsgrad im produktiven, aber auch im Dienstleistungssektor zukünftig weiter steigen wird, nimmt auch die Abhängigkeit vom Strom zu. Stromnetz Berlin ist sich dieser steigenden Kundenanforderungen bewusst. Mittels moderner Kabeldiagnoseverfahren werden störanfällige Kabel identifiziert und zielgerichtet erneuert, bevor Störungen auftreten.

In Berlin werden Trends gesetzt, so auch im Bereich der Elektromobilität. Berlin ist nicht nur Teil des von der *Bundesregierung* geförderten Internationalen Schaufensters der Elektromobilität. Darüber hinaus strebt die Hauptstadt gemeinsam mit Brandenburg an, Leitmetropole für Elektromobilität zu werden⁴. Für den Netzbetreiber der Hauptstadt ist es essentiell, die Netzinfrastruktur darauf entsprechend vorzubereiten. Aktuelle Prognosen zur Entwicklung der Elektromobilität in der Stadt sagen voraus, dass sich die Netzbelastung dadurch allein bis zum Jahr 2020 fast verzehnfachen wird⁵.

Die Stromnetz Berlin GmbH hat sich im Jahr 2012 als erster deutscher Netzbetreiber entschlossen, ein Open Data Portal ins Leben zu rufen und darin ihre Netzdaten mit freien Lizenzen maschinenlesbar zur Verfügung zu stellen⁶. Damit wird die Rolle unterstrichen, welche Informationen als ein Instrument zur Akzeptanzerhöhung und Verhaltensänderungen zukommt. Darauf aufbauend hat das Unternehmen im Jahr 2013 einen sog. Hackday zum Thema Energieversorgung veranstaltet, einen Entwicklertag, bei dem in sehr kurzer Zeit Prototypen für Anwendungen und Visualisierungen dieser Daten entstanden sind⁷. Zusätzlich bietet das Unternehmen seit dem Spätsommer dieses Jahres zwei neue mobile Applikationen an, mit denen Smartphone-Nutzer einerseits ihren eigenen Verbrauch mittels Handykamera einlesen und monitoren können (StromTracker App) und andererseits jederzeit den Stromverbrauch sowie die Erzeugung der Hauptstadt live mitverfolgen können (Strom-Ticker App).

V. Energieverbund Berlin-Brandenburg

Neben den hier skizzierten Entwicklungen im Verteilnetzbetrieb zeichnet sich die Stromversorgung der Hauptstadt noch durch eine weitere Besonderheit aus: Berlin hat mit seiner Lage im Nordosten Deutschlands die optimalen Voraussetzungen, um zum Zentrum einer

Energiewende-Modellregion zu werden. Die geografische Lage als Metropole inmitten eines Gebietes mit sehr großem Windenergie-Potential ist ein großer Standortvorteil. Berlin stellt schon heute die Hauptenergiesenke für den in Brandenburg erzeugten erneuerbaren Strom dar. So wurden im Jahr 2012 rund 9 TWh aus dem Übertragungsnetz importiert, wovon große Teile aus Windkraft stammten. Aller Voraussicht nach wird sich dieser Anteil zukünftig weiter erhöhen. Die Stromnetz Berlin GmbH ist der Ansicht, dass hierin einer der Hauptfaktoren für Berlins Weg zur „Grünen Hauptstadt“ liegt. Ein Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen innerhalb der Stadtgrenzen in gleichem Umfang ist vor diesem Hintergrund nicht sinnvoll und aufgrund des geringen Flächenpotentials auch überhaupt nicht umsetzbar. Die Aufgabe des Berliner Verteilnetzbetreibers besteht wie bereits dargestellt eher darin, die an der Stadtgrenze ankommende Energie intelligent aufzunehmen und an die Verbraucher zu verteilen.

VI. Kernkompetenzen eines Netzbetreibers

Um all diese Herausforderungen der Energie-Zukunft bewältigen zu können, muss sich ein Netzbetreiber durch eine Reihe von Kompetenzen auszeichnen. Weitsicht, Planungskompetenz und Dialogfähigkeit zählen dazu, ebenso Kundenorientierung, technischer Sachverstand und Innovationskraft sowie Erfahrung und Ortskenntnis. Zu guter Letzt lässt das hohe Ausmaß der anstehenden Investitionen erkennen, dass auch die Finanzkraft eine essenzielle Anforderung ist. Unstrittig ist, dass es gute Beispiele für erfolgreiche Netzbetreiber sowohl in privater, als auch öffentlicher oder in gemischter öffentlich-privater Hand gibt. Eine pauschalisierende Festlegung des „besten“ Eigentümermodells hingegen ist nicht sinnvoll. Der richtige Netzbetreiber ist vielmehr derjenige, der Versorgungszuverlässigkeit-, Kundenzufriedenheits- und Umweltverträglichkeitsziele unter den jeweiligen netzspezifischen Anforderungen am besten vereinbaren kann.

Stand der Diskussion zur Einführung von Kapazitätsmärkten in Deutschland – Vorschläge und ihre Auswirkungen im Markt

*Dipl.-Ing. Julius Ecke und Dr. Nicolai Herrmann, Berlin**

Die Energiewende stellt die deutsche Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Vor diesem Hintergrund stehen derzeit diverse Vorschläge zur Ausgestaltung von sog. Kapazitätsmärkten (KM) in der energiewirtschaftlichen und politischen Diskussion. Bei Kapazitätsmärkten handelt es sich um Märkte für das Gut gesicherte Leistung. Ziel ist es dabei, die Vorhaltung von ausreichend gesichert zur Verfügung stehender Kapazität durch Kraftwerks- und Speicherbetreiber zu koordinieren und ggf. anzureizen. Der vorliegende Ar-

4 <http://www.schaufenster-elektromobilitaet.org/programm/die-einzelnen-schaufenster/berlin-brandenburg>, (letzter Abruf am 28.8.2013).

5 Vattenfall Europe Innovations GmbH, interne Prognose, 2013.

6 Das Open Data Portal der Stromnetz Berlin GmbH ist erreichbar unter www.netzdaten-berlin.de.

7 Mehr Informationen zum Hackday Energyhack befinden sich unter <http://energyhack.de>.

tikel soll den Stand der Diskussion zu den möglichen Ausgestaltungsvarianten systematisch wiedergeben und die erwartbaren Auswirkungen der Vorschläge im Markt analysieren.

I. Stand der Diskussion um ein neues Strommarktdesign

Es ist zu erwarten, dass sich die Diskussion über das Marktdesign im Erzeugungssegment im Nachgang der deutschen Bundestagswahl intensiviert. Das Ergebnis dieser Diskussion wird die Rahmenbedingungen des Energiemarktes in Deutschland, insbesondere für die konventionelle Stromerzeugung, über die kommenden Dekaden entscheidend bestimmen. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive gilt es diesen Gestaltungsspielraum für die Gestaltung eines effizienten und nachhaltigen Marktdesigns zu nutzen. Vitales und gerechtfertigtes Interesse von Unternehmen und Branchen ist es dabei, ihre Position in der öffentlichen Diskussion vernehmbar zu machen. Im Dialog von Verbänden, Exekutive und Politik gilt es Lösungen zu finden, die den bestehenden Handlungsspielraum erfolgreich nutzen.

II. Eigenschaften der diskutierten Marktdesignvorschläge

Die in Deutschland diskutierten Kapazitätsmärkte ähneln sich insofern, dass sie einen Zahlungsfluss vom Verbraucher von Strom, hin zu den Anbietern gesicherter Leistung implementieren. In der Art, wie dieser Mittelfluss ausgestaltet werden soll, unterscheiden sich die Vorschläge jedoch deutlich.

- Marktsegmentierung: Die Vorschläge unterscheiden sich darin, ob bzw. wie stark eine Marktsegmentierung vorgenommen wird. So wurden beispielsweise umfassende Kapazitätsmärkte vorgeschlagen, die den gesamten Optionsraum umfassen und miteinander in Wettbewerb stellen: Neue Kraftwerke, stilllegungsbedrohte und nicht stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke agieren an einem Marktplatz. Alternativ existieren auch Vorschläge für selektive Mechanismen, die eine Marktsegmentierung vornehmen und beispielsweise primär neue Anlagen adressieren.
- Produktgestaltung: Alle Vorschläge etablieren Märkte für das Produkt gesicherte Leistung. Die genaue Produktdefinition (z.B. Erbringungsdauer, d.h. über welche Zeiträume wird gesicherte Leistung verkauft) und die mit dem Produkt verbundenen Rechte und Pflichten unterscheiden sich jedoch.
- Nachfrageallokation: Modelle mit Kapazitätsauktionen durch eine zentrale oder regulierte Instanz stehen hier Modellen gegenüber, in denen Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung weitgehend marktlich, d.h. ohne einen zentralen Nachfrager, organisiert werden. In den zentralen Mechanismen wird hierfür üblicherweise eine zentrale Auktion oder Ausschreibung durchgeführt. In den dezentral organisierten Vorschlägen geht die Nachfrage nach Leistung von Marktakteuren aus und ist in diesem Sinne „dezentral“ organisiert.

In Deutschland stehen derzeit diverse Vorschläge zur Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten in der Diskussion. Anhand der vorgenannten Eigenschaften werden im Folgenden die zentralen in der Diskussion befindlichen Vorschläge vorgestellt und diskutiert.

III. Vorschläge zur Einführung von Kapazitätsmärkten in Deutschland

Jenseits der eher kurzfristig ausgerichteten Vorschläge existieren drei zentrale Marktdesignentwürfe.

1. Der Dezentrale Leistungsmarkt

Die Position des VKU basiert auf dem Gutachten „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ (März 2013). Das Gutachten wurde durch die Beratungsunternehmen enervis und BET erarbeitet.

- Marktsegmentierung: Beim dezentralen Leistungsmarkt handelt es sich um einen umfassenden Kapazitätsmarkt, d.h. neue Kraftwerke, stilllegungsbedrohte und nicht stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke sowie alle anderen Optionen zur Bereitstellung gesicherter Leistung, insbesondere Nachfrageflexibilität und Speicher, agieren an einem Markt. Aufgabe der Marktakteure ist es, aus den verschiedenen Optionen zur Bereitstellung gesicherter Leistung ein effizientes Portfolio zusammenzustellen.
- Produktgestaltung: Der dezentrale Leistungsmarkt funktioniert auf Basis von handelbaren Leistungszertifikaten, die gesicherte Leistung zu einer „Commodity“ machen. Es gibt daher nur ein einziges Produkt, welches die Verpflichtung zur Bereitstellung gesicherter Leistung über einen gewissen Zeitraum repräsentiert, beispielweise ein Jahr. Die Marktakteure bewerten und erschließen den Beitrag verschiedener Optionen zur gesicherten Leistung des Systems.
- Nachfrageallokation: Die Kapazitätsbeschaffung erfolgt dezentral, d.h. nachfrageseitig durch die Stromverbraucher bzw. die sie versorgenden Stromvertriebe. Verbraucher, die in Spitzenlastzeiträumen abgesichert Strom beziehen wollen, müssen Leistungszertifikate vorhalten. Dadurch verbleibt die Dimensionierung der Systemleistung bei den Marktakteuren. Der Vorschlag ähnelt damit dem französischen Modell.

2. Die Versorgungssicherheitsverträge

Die Studie „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“ des energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) für das *Bundeswirtschaftsministerium* (März 2012) schlägt die Einführung sog. Versorgungssicherheitsverträge vor.

* Die Autoren sind Berater bei enervis energy advisors GmbH, Berlin.

- Marktsegmentierung: Bei diesem Vorschlag handelt es sich im Grundsatz um einen umfassenden Kapazitätsmarkt, an dem also Bestands- und Neuanlagen teilnehmen können. Die Teilnahme von Speichern und Stromverbrauchern mit Flexibilitätspotenzial ist bisher noch nicht ausgestaltet.
- Produktgestaltung: Der Vorschlag sieht grundsätzlich zwei verschiedene Kapazitätsprodukte vor – eines für Neuanlagen und eines für Bestandskraftwerke. Das Kapazitätsprodukt für Neuanlagen hat eine Laufzeit von 15 Jahren, wohingegen das Kapazitätsprodukt für Bestandsanlagen deutlich kürzer terminiert ist, beispielweise ein Jahr. Diejenigen Marktakteure, die Erlöse durch eine Kapazitätsprämie erhalten, geben im Gegenzug eine Option auf die teilweise Abschöpfung ihrer Strommarkterlöse an den Auktionator ab. Ziel dieser Option ist es, den Erlös am Strommarkt über einem zu definierenden Preisniveau („Strike“-Preis) abzuschöpfen.
- Nachfrageallokation: Die Kapazitätsbeschaffung erfolgt zentral, d.h. durch eine regulierte (staatliche) Stelle und erfolgt in Form einer regelmäßigen Kapazitätsausschreibung. Die Kapazitätsauktion erfolgt dabei mit einem Vorlauf von rd. 5–7 Jahren. Diese Ausgestaltung macht es für Bestandskraftwerke und Nachfrageflexibilität grundsätzlich schwierig, gleichrangig mit neuen Kraftwerken in Wettbewerb zu treten.

3. Der Fokussierte Kapazitätsmarkt

Eine Arbeitsgemeinschaft unter Führung des *Öko-Instituts* hat im Auftrag des *WWF* die Studie „Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem“ erarbeitet (Oktober 2012).

- Marktsegmentierung: Bei diesem Vorschlag handelt es sich um einen kombiniert-selektiven Kapazitätsmarkt. Es gibt ein Segment, in dem nur neue Kraftwerke gefördert werden, sowie ein Segment, an dem nur (unwirtschaftliche) Bestandskraftwerke und Nachfrageflexibilität teilnehmen dürfen. So sollen Zahlungen an noch wirtschaftliche Kraftwerke reduziert werden. Als wesentliche Zugangsvoraussetzungen sind definiert:
 - Bestandskraftwerke und Nachfrageflexibilität: Auslastung geringer als 2.000 Volllaststunden pro Jahr (dann Vermutung einer Unwirtschaftlichkeit, ggf. mit Anpassung dieses Kriteriums im Zeitverlauf),
 - Neue Kraftwerke und Speicher: Weitreichende Anforderung an technische Parameter (Flexibilität, Mindestlast) und maximale CO₂-Emissionen, resultieren in einer De-facto-Beschränkung auf Erdgaskraftwerke.

Nachfrageflexibilität kommt nur nachrangig im tendenziell niedrigpreisigen Bestandssegment zum Zug.

- Produktgestaltung: Der Vorschlag sieht grundsätzlich jeweils ein Kapazitätsprodukt für die beiden Marktsegmente vor.
 - Bestandskraftwerke und Nachfrageflexibilität: Hier sollen Kapazitätsprodukte mit einem oder vier Jahren Laufzeit ausgeschrieben werden.
 - Neue Kraftwerke und Speicher: Hier hat das Kapazitätsprodukt eine längere Laufzeit von 15 Jahren.

Im Gegenzug geben Anbieter eine Option auf die teilweise Abschöpfung ihrer Erlöse aus dem Strommarkt an den Auktionator ab.

- Nachfrageallokation: Die Kapazitätsbeschaffung für beide Segmente erfolgt jeweils zentral, d.h. durch eine regulierte (staatliche) Stelle im Rahmen von Auktionen. Die Kostenwälzung erfolgt pauschal über eine Umlage auf die Stromverbraucher.

IV. Rückwirkungen im Markt

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes stellt einen Markteingriff dar und verändert die Rahmenbedingungen für bestehende Kraftwerke und kommende Investitionsentscheidungen. Für die Analyse der Auswirkungen auf Marktakteure lassen sich im Wesentlichen die folgenden Gruppen unterscheiden:

- neue Kraftwerke (Investitionsentscheidung mit Einbeziehung des Kapazitätsmechanismus),
- stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke (können die fixen Betriebskosten nicht mehr am Strommarkt decken),
- nicht-stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke (können die fixen Betriebskosten am Strommarkt decken) und
- auch Stromverbraucher (sind von den Verteilungseffekten durch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus betroffen, da sie die ausgeschütteten Kapazitätzahlungen refinanzieren).

Diese Gruppen sind, je nach Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus, unterschiedlich betroffen. Für das Erzeugungssegment ist dabei besonders relevant, ob der Kapazitätsmarkt selektiv/fokussiert oder umfassend ausgestaltet ist, d.h. ob alle oder nur einige Kraftwerke von Kapazitätserlösen profitieren.

1. Umfassender Kapazitätsmarkt

In einem umfassenden Kapazitätsmarkt erhalten alle Anbieter von Leistung einen Kapazitätspreis (i.d.R. einen Einheitspreis). Der ermittelte Leistungspreis wird an alle Kraftwerke ausgeschüttet. Damit ist ein umfassender Kapazitätsmarkt per se diskriminierungsfrei. Daher ist davon auszugehen, dass keine diskriminierenden Verteilungseffekte innerhalb des Kraftwerksparks auftreten und eine energiewirtschaftlich effiziente Leistungsvorhaltung erfolgt.

In der Einführungs- und Übergangsphase ist in einem umfassenden Kapazitätsmarkt mit Erlösen, insbesondere für bisher nicht stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke zu rechnen. Aber auch stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke können eine Prämie erhalten, wenn sie die Stilllegung zeitlich verschieben. Neuanlagen (insbesondere Gasturbinen) werden zugebaut, wenn notwendig und effizient, und können Kapazitätserlöse erzielen.

Diese Renten gehen grundsätzlich zulasten der Stromverbraucher. Im Gegenzug ist jedoch zu berücksichtigen, dass durch einen Kapazitätsmarkt tendenziell höhere Kraftwerkskapazitäten bereitstehen. Durch diese „Zusatzkapazitäten“ wird das Strompreissignal geschwächt. Dies betrifft insbesondere die Höhe der Strompreise, aber auch die Volatilität (nach oben) wird tendenziell abnehmen. In einem wettbewerblichen Markt kommt eine Absenkung der Großhandelspreise für Strom den Stromabnehmern zugute.

Geht man davon aus, dass ein umfassender Kapazitätsmarkt dazu führt, dass in der Kombination aus Strommarkt und Kapazitätsmarkt eine Vollkostendeckung der eingesetzten Kraftwerke realisiert wird, so werden langfristig die zu wälzenden Kosten aus Strommarkt und Kapazitätsmarkt denen eines Strommarktes ohne Kapazitätsmarkt, aber mit Knappheitspreisen entsprechen. Langfristig (d.h. nachdem keine vor Einführung des umfassenden Kapazitätsmarktes schon bestehenden Kraftwerke mehr am Netz sind), kommen die Effizienzvorteile des umfassenden Markt auch den Stromverbrauchern zugute.

2. Selektiver/fokussierter Kapazitätsmarkt

In einem selektiven Kapazitätsmarkt teilt sich der Kraftwerkspark in „Gewinner“ und „Verlierer“ auf, da einige Betreiber Kapazitätzahlungen erhalten, während andere davon ausgeschlossen sind. Dies kann grundsätzlich zu Marktverwerfungen führen. Es wird dabei in Kauf genommen, dass durch die Segmentierung eventuell kosteneffiziente Optionen zur Bereitstellung gesicherter Leistung nicht erschlossen werden. Ziel des fokussierten Kapazitätsmarktes ist es, den Markt in mehrere Segmente mit jeweils eigenen Marktpreisen zu zerteilen, um damit die Verteilungswirkungen eines Einheitspreises, der an alle Kraftwerke ausgeschüttet wird, zu vermeiden.

Der Zubau von effizienten Kraftwerkskapazitäten impliziert eine Verdrängung von Bestandskraftwerken durch neue Kapazitäten und damit eine Reduktion der Einsatzhäufigkeit der verdrängten Kraftwerke. Gleichzeitig sinken insgesamt die Grenzkosten der Stromerzeugung. Hieraus folgt eine Reduktion des sich anhand der Grenzkosten bildenden Strompreises. Diese beiden Effekte führen zu einem Verlust an Deckungsbeiträgen für Bestandskraftwerke. Diesen Verlusten steht bei einem selektiven Kapazitätsmarkt, der exklusiv für einzelne Kraftwerkssegmente Prämien ausschüttet, keine Kompensation für die nicht davon umfassten Anlagen gegenüber. Ein selektiver Mechanismus ist daher aus Sicht der

nicht von ihm umfassten Anlagen als tendenziell nachteilig zu beurteilen.

Dies betrifft insbesondere die nicht stilllegungsgefährdeten Bestandskraftwerke. Auch stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke können sich in einem umfassenden Mechanismus tendenziell gegenüber einem fokussierten Markt besserstellen; sie können z.B. höhere Renten erzielen, wenn neue Kraftwerke mit höheren Kapitalkosten einen Leistungspreis setzen, wohingegen ein selektiver Mechanismus einen Teil dieser Renten abschöpft.

V. Ausblick

Hinsichtlich der Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland lassen sich vier Phasen unterscheiden:

- Diskussionsphase: Bis zur Bundestagswahl im September 2013 wurden/werden verschiedene Vorschläge zum Marktdesign diskutiert. Die Politik selber hat sich noch nicht abschließend positioniert.
- Entscheidungs- und Parametrisierungsphase: Nach der Bundestagswahl im September 2013 erfolgt eine Festlegung zum langfristigen Marktdesign. Dieses wird dann parametrisiert.
- Vorlaufphase: Ab ca. Ende 2015 (frühestens) könnte ein Kapazitätsmarkt in Deutschland eingeführt werden. Dieser bedarf dann einer mehrjährigen Vorlauf- und Einführungsphase, bis es tatsächlich auch zum Neubau von Kraftwerken kommt. Eine Wirkung für den Bestand ist jedoch schon ab Einführung erwartbar.
- Wirkungsphase: Ab ca. 2020 könnte ein Kapazitätsmarkt in Deutschland seine Wirkung auch für das Neubausegment entfalten – vorausgesetzt, dass der hier skizzierte Zeitplan realisiert wird.

Flexibilität für die Energiewende

*Dr. Sönke Häsel, Hamburg**

Die Integration großer Mengen fluktuierender erneuerbarer Energie in das deutsche Stromversorgungssystem kann nur gelingen, wenn mehr in flexible Kapazitäten investiert wird, um die Schwankungen der Erneuerbaren aufzufangen. Dazu gehören Stromspei-

* Der Autor ist Research Fellow am Kompetenzzentrum Nachhaltige Universität und Institut für Recht und Ökonomik, Universität Hamburg. Eine ausführlichere Version des Beitrags in englischer Sprache ist verfügbar unter http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2234524. Dank für wertvolle Hinweise geht an Ingo Häsel, Sonja Blank, Robert Werner, Justus Haucap und Jerg Gutmann.