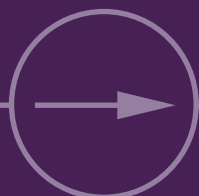




Erzeugung

**Welches Marktdesign  
braucht die Energiewende?**





## Editorial



**Liebe Leser,**

nachdem sich die Aufregung um die von der Bundesregierung beschlossene Energie-wende gelegt hat, kehrt Nüchternheit in die politische Debatte ein: Der Frage nach künftiger Versorgungssicherheit wird wieder größere Beachtung geschenkt. Oder anders gesagt: Wer versorgt uns mit Energie, wenn weder der Wind weht noch die Sonne scheint?

Das vom bne in Auftrag gegebene Gutachten zur zukünftigen Struktur des Erzeugungsmarktes kam da am 7. September gerade zur rechten Zeit: Durch die Berechnungen des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) existieren nun erstmals belastbare Zahlen über die zu erwartende Kapazitätslücke. Spätestens 2022 werden etwa zehn Gigawatt Leistung fehlen. Das perfide daran: Diese enorme Leistung wird nur sehr selten benötigt werden – dann aber schnell und in voller Höhe. Wie diese spezifische Kapazitätslücke zu schließen ist, darüber gehen die Meinungen auseinander. Die Standpunkte der prominentesten Verfechter eines sogenannten Kapazitätsmarktes stellen wir Ihnen in diesem Heft vor.

Nach Ansicht von Dominic Nailis (BET) macht zunächst vor allem der Zubau von Gasturbinen Sinn (S. 5). Doch das eigentlich Bestechende an der BET-Studie ist ihre Offenheit für neue, künftige Entwicklungen, die heute noch gar nicht absehbar sind – etwa im Bereich neuer Speichertechnologien oder des Demand-Side-Managements. Und noch einen Vorteil bietet der von BET vorgeschlagene Auktionsmechanismus, sagt bne-Experte Arndt Börkey: Wenn nur neue, hochflexible Anlagen mitbieten dürfen, hat das gleichzeitig positive Auswirkungen auf den Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt (S. 7). Folker Siegmund, Geschäftsführer des bne-Mitgliedsunternehmens Advanced Power Germany GmbH, beschreibt auf S. 10 welche Erfahrungen sein Unternehmen mit Kapazitätsmärkten in den USA und Spanien gemacht hat.

Aus europarechtlicher Sicht bewertet Rechtsanwalt Christian von Hammerstein (RAUE LLP) das Konstrukt eines deutschen Kapazitätsmarktes (S.14). Ihre eigenen Gedanken zu Kapazitätsmechanismen haben sich Ben Schlemmermeier von der LBD Beratungsgesellschaft mbH (S.12) und Dr. Felix Christian Matthes vom Öko-Institut e.V. (S.16) gemacht. Ihr Fazit gleicht in mindestens zwei Punkten dem der BET: Das derzeitige Marktdesign genügt den Anforderungen eines zunehmend durch volatile erneuerbare Energien geprägten Systems nicht mehr. Deshalb muss die Diskussion über eine Neugestaltung des Erzeugungsmarktes jetzt begonnen und intensiv geführt werden.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Robert Busch  
Geschäftsführer

## Inhaltsverzeichnis

### bne spotlights

03

Gas als fehlendes Puzzlestück im System der Erneuerbaren

03

### bne fokus

04

Ein Kapazitätsmarkt für Deutschland: Erste Modellüberlegungen

05

Plädoyer für ein sicheres und technologieoffenes System

07

Kapazitätsmärkte im Ausland: Ein Erfahrungsbericht

10

Anforderungen an ein zukünftiges Marktdesign

12

### bne perspektive

14

Gastbeitrag von Christian von Hammerstein: EU-Vorgaben für einen Kapazitätsmarkt in Deutschland

14

Gastbeitrag von Dr. Felix Christian Matthes: Neue Herausforderungen und internationale Erfahrungen

16

### bne intern

18

bne-Pressekonferenz und Fachtagung zum BET-Gutachten: Kapazitäten voll ausgeschöpft

18

bne-Fachtagung auf den Berliner Energietagen: Intransparenz auf Verteilnetzebene

18

### bne stellt vor

19

Köpfe der Energiepolitik

Folge 12: Garrelt Duin, MdB

19

### Impressum

**Herausgeber:** Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.

**Vereinsregister-Nr.:** 23212Nz AG Charlottenburg

**V.i.S.d.P.:** Robert Busch

**Redaktion:** Kerstin Maria Rippel (KR)

**Mitarbeit:** Arndt Börkey (AB), Anne Köhler (AK), Annette Solzin, Cornelia Nix, Margrit Zubler Homuth

**Gastautoren dieser Ausgabe:** Christian von Hammerstein, Dr. Felix Christian Matthes, Dominic Nailis, Ben Schlemmermeier, Folker Siegmund

**Umsetzung:** FORMZO GmbH, www.formzo.de

**Produktion:** Pinguin Druck GmbH

**Fotos:** BILDSCHEIN/Marco Jentsch (S. 5,16,18), Fotolia (S. 4,10,11,14)

**Ausgabe:** 02/2011

**Auflage:** 1.800

**Redaktionsschluss:** 29. September 2011



# Gas als fehlendes Puzzlestück im System der Erneuerbaren

**Hochflexible Gaskraftwerke eignen sich hervorragend, das System der Erneuerbaren zu ergänzen. Damit diese Kraftwerke gebaut werden, sind Kapazitätsmechanismen vonnöten. Damit die Gaskraftwerke auch wirtschaftlich betrieben werden können, rücken weitere Aspekte in den Fokus: Zum einen gilt es, die Diversifizierung der Importe voranzutreiben. Zum anderen müssen die noch immer vorhandenen preistreibenden Strukturen im deutschen Gasmarkt aufgelöst werden. Davon jedenfalls ist bne-Gasmarktexperte Anne Köhler überzeugt, die über die wesentlichen Probleme schreibt und Lösungsansätze entwirft.**

Betrachtet man die gegebenen wirtschaftlichen und technologischen Restriktionen, wie etwa CO<sub>2</sub>-Kosten und die eingeschränkte Verfügbarkeit von Stromspeicherkapazität zu wettbewerbsfähigen Preisen, wird die Energiewende kaum ohne zusätzliche Gaskraftwerke zu bewältigen sein – jedenfalls nicht, wenn man die drei Grundpfeiler der Energiepolitik gleichermaßen im Auge behalten will: Neben der Umweltfreundlichkeit und Bezahlbarkeit auch die Versorgungssicherheit. **Schnell zu- und abschaltbare Gasturbinen eignen sich zum Ausgleich volatiler Wind- und Sonnenstromerzeugung**, während Gas- und Dampfturbinenkraftwerke mit ihrem höheren Wirkungsgrad als Grundlastkraftwerke einsetzbar sind.

Neue Gaskraftwerke werden jedoch nur dann gebaut, wenn der Rahmen stimmt: Nachdem 2010 mit der Novelle der Gasnetzanschlussverordnung die Bedingungen für den Anschluss der Kraftwerke an das Gasnetz verbessert wurden, stellt der Gaspreis eine weitere kritische Hürde für Investoren dar. Während Kapazitätsmechanismen auf die – ohne Frage wichtige – Überwindung des Missing-Money-Problems bei der Investition in neue Erzeugungskapazitäten abzielen, **stellt nur ein**

**günstiger Gaseinkauf sicher, dass die variablen Kosten der Stromproduktion signifikant unter dem Stromverkaufspreis liegen** – denn nur dann kann ein Gaskraftwerk wirtschaftlich betrieben werden.

Umso alarmierender ist die Tatsache, dass es in Deutschland noch immer keinen Handelsplatz gibt, der zugleich hohe Liquidität, transparente Preisbildung und im Idealfall standardisierte Handelsbedingungen auf sich vereint. De facto wird nur ein Bruchteil der Mengen an der Gasbörse der Leipziger EEX gehandelt, alle anderen Geschäfte werden bilateral am Over-the-Counter-Markt (OTC) vereinbart. Mit dem expliziten Ausschluss von L-Gas vom Handel an der EEX versperren die verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber trotz Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete rund einem Viertel des Marktes die Teilnahme am Handel – was vor allem Regionen in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen betrifft. Einen Marktpreis für L-Gas sucht man vergeblich.

„Es gibt in Deutschland noch immer keinen Handelsplatz, der hohe Liquidität, transparente Preisbildung und standardisierte Handelsbedingungen auf sich vereint!“

Aus der Perspektive eines Gasproduzenten, wie etwa Russland, ist Deutschland dagegen noch immer ein attraktiver Absatzmarkt (mit hohen Gaspreisen): **85 Prozent des Gasbedarfs wird aus Importen gedeckt, die wiederum zu 100 Prozent an Pipelines gebunden sind.** Rund zwei Drittel werden direkt an Letztverbraucher geliefert oder direkt am OTC-Markt verkauft. **An der EEX wurden 2010 weniger als ein Prozent der Importe verkauft.** Selbst der vergleichsweise liquidere kurzfristige Gashandel an der EEX zeichnet sich durch ein geringes Volumen aus. Dies hat einen ungu- ten Effekt: Selbst wenn ein niedriger Gas-

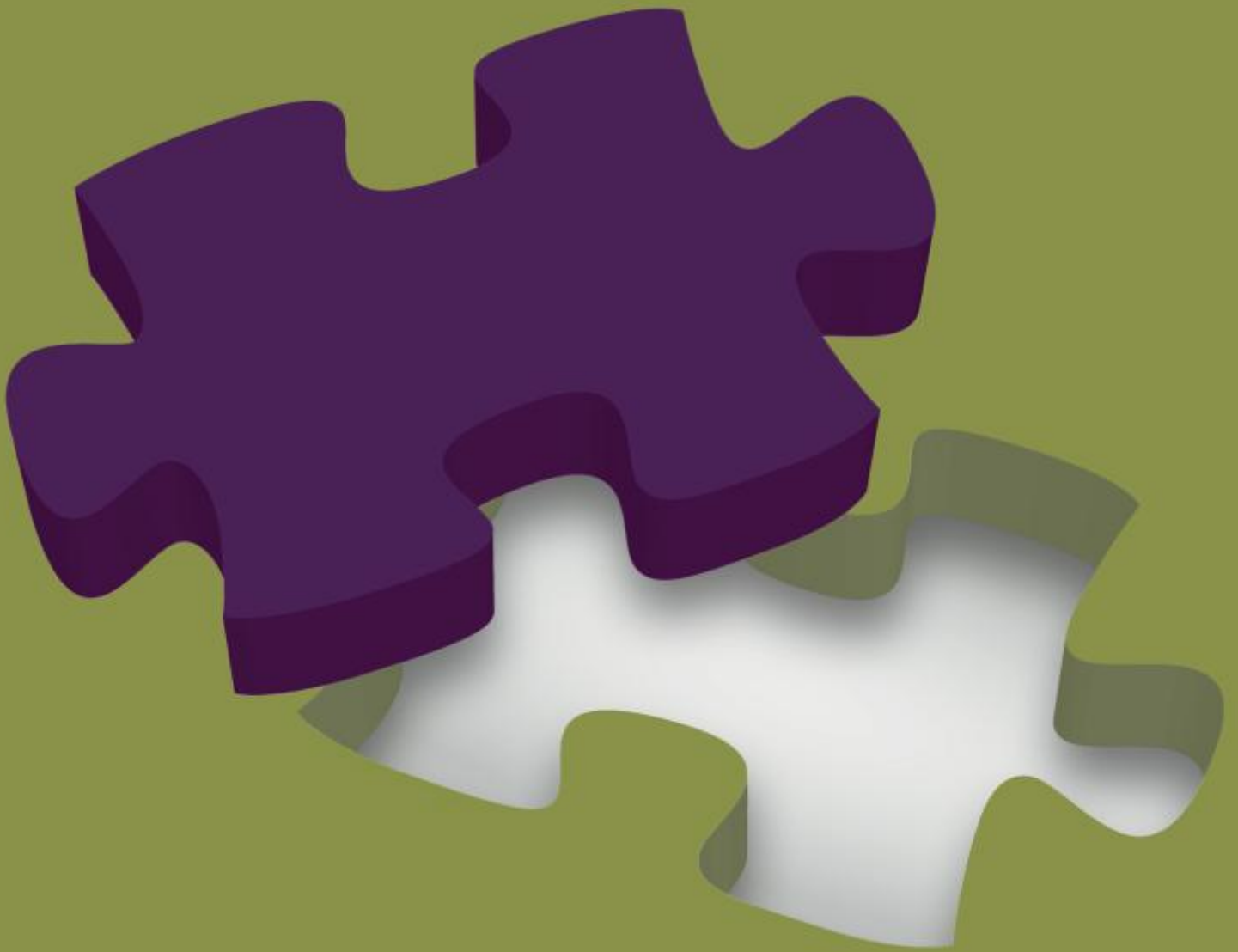
preis große Nachfrage anzieht, „korrigiert“ sich der Börsenpreis schnell wieder nach oben.

Darüber hinaus verfügt Deutschland über keinen direkten Zugang zu verflüssigtem Erdgas (LNG) – es existiert kein einziges LNG-Terminal. Dies hat zur Folge, dass auf dem deutschen Gasmarkt selbst dann keine flexiblen Mengen zu günstigen Preisen zu haben sind, wenn auf dem internationalen Markt ein Überangebot existiert. Zwar gibt es in Belgien und den Niederlanden LNG-Terminals mit Einspeisungen in das Pipelinesystem. **Jedoch verhindern knappe und zum Teil langfristig ausgebuchte Grenzkopplungskapazitäten den Import von günstigem Gas in größeren Mengen.**

Um Verbesserungen zu erreichen, müssen folgende Marktbedingungen korrigiert werden:

- Abschaffung der bilanziellen Trennung der Gasqualitäten und damit Abschaffung des Konvertierungsentgelts in den qualitätsübergreifenden Marktgebieten. Nur dann kann tatsächlich der gesamte Markt vom Wettbewerbsdruck durch weniger Marktgebiete profitieren.
- Abschaffung der neuen, künstlichen und gesetzeswidrigen Zusatzentgelte wie der Gebühr für die Nutzung des Virtuellen Handlungspunktes (VHP).
- Keine unkontrollierte Entwicklung der Regenergieumlage und Berücksichtigung der Rolle von Gasturbinen zur Bereitstellung von Regenergie für den Strommarkt im Bilanzierungssystem des Gasmarktes.
- Überprüfung jener Netzentgelte, die jeweils für die Gas-Einspeicherung und -Entnahme fällig werden – und die damit die Nutzung der Erdgasspeicher heute extrem teuer machen.

AK



## Erzeugung

# Welches Marktdesign braucht die Energiewende?

Ein Kapazitätsmarkt für Deutschland:  
**Erste Modellüberlegungen**

Seite 5

**Plädoyer für ein sicheres und technologieoffenes System**

Seite 7

Kapazitätsmärkte im Ausland:  
**Ein Erfahrungsbericht**

Seite 10

**Anforderungen an ein zukünftiges Marktdesign**

Seite 12



# Ein Kapazitätsmarkt für Deutschland: Erste Modellüberlegungen

**Was der deutschen Energiewirtschaft in den kommenden Dekaden bevorsteht, kann mit Recht als Umbruch bezeichnet werden. Der politisch forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien einerseits und die Abkehr von der Atomenergie andererseits, begleitet von einem lautstark geforderten, aber schleppend voran schreitenden Netzausbau – vor diesem Hintergrund werden Investoren in neue, zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung benötigten Kraftwerke und Speicher gesucht. Doch der heutige Markt scheint diese Investoren nicht in ausreichendem Maße anzulocken. Warum das so ist und was dagegen unternommen werden sollte, zeigt der Aufsatz von Dominic Nailis vom Aachener Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET).**

Die Zahl der Kraftwerksprojekte ist in den vergangenen Jahren stark gesunken, vielerorts wurden Bauvorhaben gestoppt, bereits gefasste Beschlüsse wieder gekippt. Dies ist nicht allein dem Widerstand der Bevölkerung gegen weitere Kohlekraftwerke geschuldet, sondern vorrangig einem anderen Umstand: Die Investitionen „rechnen sich nicht“. Ein Investor, der nicht mit ausreichender Sicherheit von einer Rendite auf sein eingesetztes Kapital ausgehen darf, investiert nicht. Die übliche Bewertung einer Investition orientiert sich dabei an Prognosen des Spotmarktpreises, doch diese senden derzeit schlicht nicht die nötigen Signale an potenzielle Geldgeber. Selbst wenn weitere – in der Realität absolut vorhandene – Wertbestandteile hinzugenommen werden, wie etwa mögliche Erlöse aus dem Regelenergiemarkt, dem Intradaygeschäft etc., ist das Ergebnis für den

Investor in Höhe und Sicherheit häufig nicht ausreichend.

Dennoch werden – trotz der im Moment noch vorhandenen Überkapazitäten – Investitionen notwendig sein: Denn zunächst hat der bereits begonnene Ausstieg aus der Kernenergie bereits einen Teil der Überkapazitäten abgebaut, außerdem ist bei vielen der in Bau befindlichen Kraftwerken mit Verzögerungen im Fertigstellungsdatum zu rechnen und schließlich wird die planmäßige Außerbetriebnahme der konventionellen Kraftwerke ihren Beitrag zur Reduktion der Kapazitäten leisten. Betrachtet man darüber hinaus die regionale Verteilung der Lasten und Erzeuger (zunehmend also der Erneuerbaren) und analysiert dazu das Übertragungsnetz, erkennt man ein weiteres Defizit: Aus Gründen der räumlichen Verteilung der Erzeugung und

Last sowie der zu geringen Transportkapazität des Netzes erhält der regionale Zubaubedarf weitere Dringlichkeit!

Was aber tun, wenn einerseits Kraftwerksinvestitionen fehlen (und zwar die richtige Technologie am richtigen Ort), andererseits der Markt aber die Investitionssignale offenbar nicht ausreichend aussendet?

## Kapazitätsmarkt als Lösung?

Eine Antwort, die hierauf gegeben werden kann, lautet: „Der Markt wird bei vorhandener Knappheit die Signale senden!“. Problematisch an dieser Antwort ist, dass wir in unserer hoch technisierten Gesellschaft diese Art von Signalen nicht empfangen möchten. In Rede steht da nämlich das häufigere Auftreten von Knappheitspreisen an der Strombörse (derzeit begrenzt auf 3.000 €/MWh), im Extremfall auch von Versorgungsengpässen bis hin zu -ausfällen. Auch wenn der Markt tatsächlich selbstregulierende Fähigkeiten besitzt, sollte überdacht werden, ob wir sie nutzen möchten, zumal die Reaktion auf diese Signale aufgrund der langen Realisierungszeiten von Kraftwerksprojekten nicht prompt, sondern lediglich mit Verzögerung erfolgen kann.

Eine alternative Antwort besteht in der Einrichtung eines ergänzenden Marktbestandteils – des Kapazitätsmarktes. Dieser hat zur Aufgabe, mit einem zusätzlichen Anreiz für das Vorhandensein von ausreichender und „richtiger“ Kapazität zu sorgen, ohne Vorhandensein und Funktion der heutigen Marktstufe zu stören. „Richtig“ bedeutet hier, dass sowohl die technischen Eigen-



Vlnr: Robert Busch, Dominic Nailis, Dr. Hans-Martin Huber-Ditzel, Dr. Jörg Spicker auf dem Podium der bne-Presskonferenz am 7. September 2011



schaften als auch die räumliche Ansiedlung zur Problemlösung geeignet sein müssen.

International existiert eine Vielzahl von Beispielen für solche Kapazitätsmärkte – von Spanien bis in die USA. Doch die spezifischen Gegebenheiten in Deutschland legen nahe, eigene Überlegungen zur Ausgestaltung eines solchen anzustellen. Im Folgenden sollen einige Eckpunkte für dieses Marktdesign skizziert werden, nicht ohne den Hinweis, dass Diskussion und Forschung zum Kapazitätsmarkt in Deutschland noch am Anfang stehen.

### Skizze eines möglichen Marktdesigns

Ausgangspunkt der Überlegung ist die Überprüfung, ob Last und Erzeugung zukünftig noch in einem Verhältnis zueinander stehen werden, welches den sicheren Betrieb des Versorgungssystems gewährleisten kann. Diese Abwägung muss durch einen **Koordinator** getroffen werden. Es gilt hierzu, für einen ausreichend langen Vorschauzeitraum von z. B. **fünf Jahren (t+5)** möglichst sicher Annahmen über die beeinflussenden Faktoren zu treffen. Hierzu zählen neben Last und konventioneller Erzeugung auch die Einspeisungen erneuerbarer Energien sowie jene Potenziale, mit der sich Höhe und Verlauf der Last beeinflussen lassen (Demand-Side-Management, im Folgenden DSM).

Die Aufgabe des Koordinators erfordert kumulativ tiefes technisches Verständnis, wirtschaftliche Expertise sowie hohe Akzeptanz im Markt. Die Ansiedlung bei einer neutralen Instanz, die vom Übertragungsnetzbetreiber unterstützt wird, scheint daher optimal. Auch ein unabhängiger „Independent System Operator“ (ISO) könnte diese und andere Funktionen übernehmen.

Nachdem der Koordinator festgestellt hat, ob ein Mangel an Kapazität besteht, führt er eine Auktion durch. An dieser können Marktteilnehmer partizipieren, die für den Erfüllungszeitraum **neue Kapazitäten** in den Erzeugungsmarkt einbringen möchten. Die Abgrenzung des Marktes auf Neubaupkapazitäten scheint geboten, da andernfalls hohe Zahlungsströme an Betreiber von Bestandsanlagen fließen (sog. Windfall Profits). Die Stützung vorhandener An-

lagen ist aber gerade nicht das Ziel des Kapazitätsmarktes, wie eingangs erläutert.

Zugleich muss der Koordinator sicherstellen, dass die Angebote das von ihm diagnostizierte Versorgungsproblem auch lösen: Er kann **technische Anforderungen** etwa bezüglich der Flexibilität der Anlagen stellen und diese durch eine Präqualifikation im Vorfeld prüfen. Auch kann er im Bedarfsfall den Kapazitätsmarkt räumlich gliedern, um **Allokationsanreize** für Kraftwerke zu setzen.

Die skizzierte Auktion würde typisch einmalig pro Jahr durchgeführt. Sie hätte eine Einmalzahlung – ggf. auch verteilt über mehrere Jahre – an den Bieter zur Folge, die diesen zur Errichtung der angebotenen und spezifizierten Kapazität verpflichtet. Als Preisbildungsmechanismus empfiehlt sich der markträumende Preis, um spekulative Elemente gering zu halten. Voraussetzung für die Zahlung des Entgeltes ist die Verfügbarkeit der Kapazität im Erfüllungsjahr.

„Die Begrenzung auf neue Kapazitäten ist geboten, um Windfall Profits zu verhindern.“

Da die vom Koordinator angestellten Prognosen mit Unsicherheit behaftet sein werden, kann es sinnvoll sein, in einer kürzerfristigen, **zweiten Marktstufe** (ein Jahr im Voraus) nachzusteuern. Da in dieser knappen Vorlaufzeit aber keine Kraftwerke mehr neu errichtet werden können, müsste sich diese zweite Marktstufe vorrangig an DSM-Anbieter und Retrofit-Maßnahmen richten, denn nur diese Maßnahmen sind so kurzfristig noch in der Lage, einen Beitrag zu leisten.

Natürlich entstehen aus einer solchen Auktion **Kosten**, die über die Netzentgelte sozialisiert werden könnten. Um diese Kosten zu begrenzen, sollte die Bemessung der vom

Koordinator ausgeschriebenen Menge auf geeignete Weise überwacht werden: Weder darf er (etwa aus Zurückhaltung gegenüber der Bundesnetzagentur) zu wenig Kapazität beschaffen, noch (aus Angst vor Pönalen) sich zu sehr eindecken. Diese Überwachung bedarf weiterer Ausgestaltung.

Modellergebnisse aus dem BET-Strommarktmodell<sup>1</sup> zeigen, dass erste Kapazitätsknappheit im Zeitbereich 2018/2020 auftreten wird, bei regionaler Betrachtung ggf. früher. Bedenkt man den aus Bauzeiten resultierenden Vorlauf des Kapazitätsmarktes von fünf Jahren, eine optimistische Schätzung des Zeitbedarfs für die entsprechende Diskussion und Ausgestaltung (2 Jahre) sowie politische Umsetzung und operative Etablierung (weitere 2 Jahre), kommt man zu einem benötigten Vorlauf von ca. neun Jahren: **Es gilt also keine Zeit zu verschenken!**

### Fazit: Gründlich forschen – rasch handeln

Zusammenfassend ist festzustellen, dass ein Kapazitätsmarkt als ergänzender Anreiz für Investoren sinnvoll und notwendig scheint, um das Risiko von knappheitsbedingte Extrempreisen oder gar Versorgungsausfällen zu verringern. Die umfassende Integration eines Kapazitätsmarktes in den Gesamtkontext eines neuen Marktdesigns bedarf noch umfangreicher Forschung. Ein pragmatischer Schritt in die richtige Richtung sollte aber umgehend getan werden, da die Zeit für ein tatenloses Abwarten nicht gegeben ist. Eckpunkte und Gestaltungsspielräume hierfür müssen rasch und gründlich diskutiert und die Umsetzung initiiert werden, sodass möglichst umgehend die benötigten Erfahrungen gesammelt und der Neubaubedarf – zunächst z. B. bis 2020 – definiert und angereizt werden kann.

<sup>1</sup> Studie der BET Aachen im Auftrag des bne „Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung“, vom 11. August 2011.



**Dominic Nailis** studierte an der FH Aachen sowie der TU Dresden Maschinenbau und ist seit 1999 als Berater und Gutachter bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH tätig. Die thematischen Schwerpunkte des Diplom-Ingenieurs umfassen IT-Systeme, Energiehandel, Regel- und Ausgleichsenergie, Marktdesign, Fundamentale Modellierung und Optimierung von Energiemärkten und Erzeugungsanlagen. Er ist geprüfter Händler an der Deutschen Strombörse sowie Autor diverser Fachartikel und Gutachten.



## Erzeugungsmarkt der Zukunft

# Plädoyer für ein sicheres und technologieoffenes System

**Wie der Erzeugungsmarkt der Zukunft aussehen könnte hat das Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) für den Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne) erstmals in einer fundierten Studie<sup>1</sup> untersucht. bne-Experte Arndt Börkey hat dieses Gutachten bewertet und in den Kontext der Prämisse eines wettbewerblich organisierten Erzeugungsmarktes eingeordnet. Sein Fazit: Die Schaffung eines Kapazitätsmarktes birgt auch die Chance, das Oligopol der Stromerzeuger zu brechen.**

Nachdem die Bundesregierung zentrale energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen festgelegt hat, können nun die Auswirkungen dieser Pläne auf die nähere Zukunft untersucht werden. Dabei bedeutet der Ausstieg aus der Kernenergie zunächst eine Abnahme der gesicherten Leistung aus konventionellen Kraftwerken, während der Ausbau der erneuerbaren Energien – im Wesentlichen auf Basis der volatilen Erzeugung aus Sonne und Wind – zu in wachsendem Ausmaß schwankendem Bedarf für konventionelle Erzeugung führt.

Diese Zusammenhänge sind keineswegs neu, die vom bne in Auftrag gegebene Studie BET zeigt aber erstmals die konkreten Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark auf. Die Gutachter kommen darin zu dem Ergebnis, dass die Leistung der verfügbaren Anlagen voraussichtlich ab Anfang der 2020er Jahre nicht mehr ausreichen wird, um die Last zu decken – falls keine neuen Kapazitäten bereitgestellt werden. [siehe dazu Abbildung 1 auf S. 8]

„Es werden viele Anlagen benötigt – die allerdings nur äußerst selten laufen.“

Es werden also zunächst in großem Umfang Anlagen benötigt, die Leistung zwar bereitstellen, aber kaum Energie erzeugen. Diese Anlagen dürfen deshalb nur geringe Investitionskosten haben – die Kosten des Betriebes sind aufgrund der geringen Auslastung zweitrangig. Erst einige Jahre spä-

ter werden auch Anlagen benötigt, die nennenswert zur Energieerzeugung beitragen, länger laufen und darum den Strom auch kostengünstig erzeugen können müssen.

### Energy-Only-Markt mit großen Schwächen

Das Gutachten kommt weiter zum Ergebnis, dass die vorfindlichen Marktanreize, also die grenzkostenbasierten Marktpreise des Merit-Order-Verfahrens, aller Wahrscheinlichkeit nach nicht ausreichen, um Investitionen in Kraftwerksneubauten zu rechtfertigen. [siehe dazu Abbildung 2 auf Seite 9] Zwar werden die Marktpreise zum Ende der 2020er Jahre soweit ansteigen, dass die Kraftwerksneubauten in die Nähe der Wirtschaftlichkeit rücken – doch auch diese Entwicklung reicht laut BET-Studie bei weitem noch nicht aus, um Investitionen auszulösen. Darüber hinaus käme dieser Effekt auch viel zu spät: Denn die mögliche Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke würde zeitgleich mit deren Bedarf eintreten. Bedenkt man die Genehmigungszeit sowie die Bauzeit für Kraftwerke, entstünde eine ungedeckte Lücke von mehreren Jahren.

Ohnehin ist unklar, wie ein Kraftwerk, das nur zur Spitzenlastdeckung eingesetzt wird, in einem grenzkostenbasierten Markt seine Vollkosten verdienen soll. Diese grundsätzliche Design-Schwäche eines Energy-Only-Strommarktes tritt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und damit immer kürzeren Einsatzzeiten für die Kraftwerke verstärkt in den Vordergrund.

Gleichzeitig besteht weitreichender Konsens darüber, dass Versorgungssicherheit ein überaus hohes und wertvolles Gut einer Industriegesellschaft ist, das keinesfalls gefährdet werden darf. Vor dem Hintergrund langer Investitionszyklen sowie langer Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Errichtung von Anlagen muss daher heute ein Weg gefunden werden, wie mittelfristig ausreichend gesicherte Leistung bereitgestellt werden kann, um die zu erwartende Nachfrage decken zu können – und das jederzeit. Entscheidend für eine Lösung wird sein, ob Betreiber von bestehenden Anlagen und Investoren neuer Anlagen bei den vorgegebenen Randbedingungen die Anlagenkosten im Markt verdienen können.

Als Lösungsweg schlagen die Autoren der BET-Studie ein Ausschreibungsmodell vor, das Hauptautor Dominic Nailis in diesem Kompass ab Seite 5 erläutert.

Eine Vorausschau über derart lange Zeiträume, wie sie in der Studie vorgenommen wird, ist naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. So kann erwartet werden, dass im Bereich des Demand-Side-Managements (DSM) und bei der Entwicklung von Speichern auf technischer und wirtschaftlicher Ebene Fortschritte gemacht werden. Diese Ansätze können künftig in das Modell der Studie aufgenommen werden. Weil deren Entwicklung nicht ausreichend sicher abgeschätzt werden kann, wäre es allerdings geradezu fahrlässig, den Entwurf eines künftigen Erzeugungsmarktdesigns allein darauf aufzubauen.

Auch die Möglichkeit, dass erneuerbare Energien einen Lösungsbeitrag zu dem Kapazitätsproblem liefern können, wird in der Studie zwar anerkannt, aber nicht detailliert untersucht – auch das aus gutem Grund: Zwar sind die in der jüngsten EEG-Novelle eingebrachten Anreize zur Marktintegration – hier vor allem die Marktprämie sowie die Flexibilitätsprämie für die



Stromerzeugung aus Biogas – durchaus geeignet, den Bedarf an konventioneller Leistungsbereitstellung zu verringern. Ob und in welchem Umfang diese Instrumente greifen, ist jedoch ebenfalls heute kaum absehbar.

Angesichts dieser großen Prognoseunsicherheit muss also ein Mechanismus etabliert werden, der einerseits sicherstellt, dass die benötigte Leistung zur Verfügung steht, andererseits aber offen für zukünftige Entwicklungen bleibt. Entscheidend für die Wahl der Technologie sollten letztlich die Eignung der Anlage für die Lösung der Probleme der Elektrizitätswirtschaft sowie die Kosten der Anlage sein – selbstverständlich unter Berücksichtigung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen.

Bei der Ausgestaltung der Ausschreibungen sind jedoch die unterschiedlichen Bedingungen für die verschiedenen technischen Lösungsansätze angemessen zu berücksichtigen. Eine zeitliche Unterscheidung für die

Ausschreibung von Kraftwerkskapazitäten auf der einen Seite und die Ausschreibung von DSM- und Retrofit-Maßnahmen auf der anderen Seite erscheint notwendig, weil die Dauer der Umsetzung für die jeweiligen Maßnahmen sehr unterschiedlich ist. Aber auch der Planungshorizont der industriellen Anbieter von DSM-Maßnahmen wird eher ein bis zwei als fünf Jahre betragen. Wichtig ist bei all dem, dass einzelne technische Lösungen durch die Ausschreibungsbedingungen nicht benachteiligt oder bevorzugt werden – denn das stünde im Widerspruch zum eigentlichen Ziel: die zum Zeitpunkt der Ausschreibung am besten geeignete und kostengünstigste technische Lösung zu finden.

**CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele dürfen nicht behindert werden**

Die mit dem CO<sub>2</sub>-Handelssystem beabsichtigte marktgetriebene Entwicklung des Kraftwerksparks hin zur CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugung darf nicht behindert oder

verzögert werden. Im Ergebnis dürfen also die Kraftwerke mit besonders hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht länger als nötig im Markt gehalten werden. Ein umfassender Kapazitätsmarkt, der auch alte Kraftwerke einbezieht, ist daher nicht geeignet. Allenfalls Anlagen, die derzeit im Bau sind, könnten noch für eine Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt in Frage kommen.

„Das Ziel: Die zum Zeitpunkt der Auktion am besten geeignete und kostengünstigste technische Lösung zu finden.“

Würde man einen anderen Weg einschlagen und nicht nur Neubauten am Kapazitätsmarkt teilnehmen lassen, bestünde die Gefahr, den Mechanismus durch Mitnahmeeffekte deutlich zu verteuern – ohne dass damit mehr Kapazität auf den Markt kommt. Um die Teilnahme bestehender Kraftwerke am Kapazitätsmarkt zu rechtfertigen

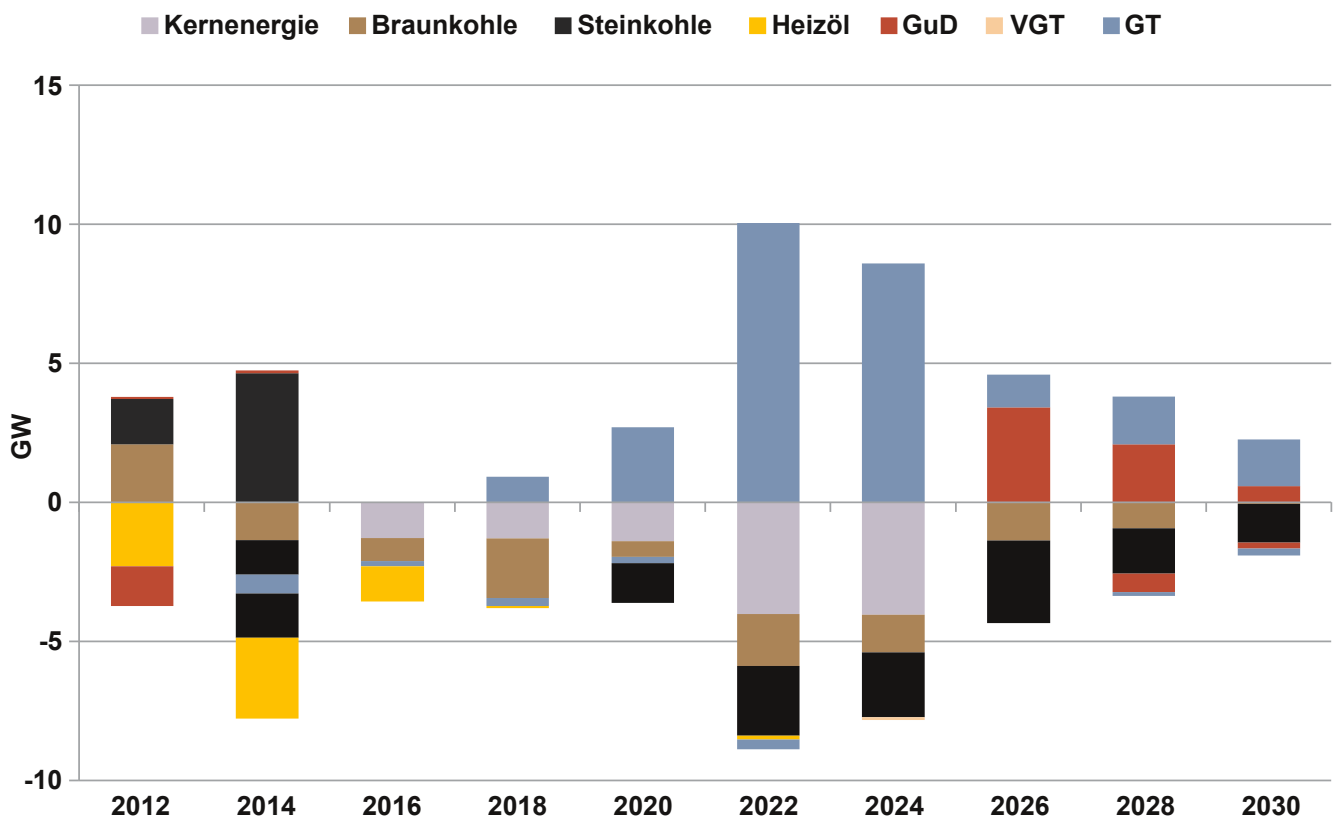


Abbildung 1: Kraftwerks-Zubau und Stilllegungen im Basis-Szenario (ohne Netzrestriktionen in Deutschland) aus der Studie „Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung“ von BET

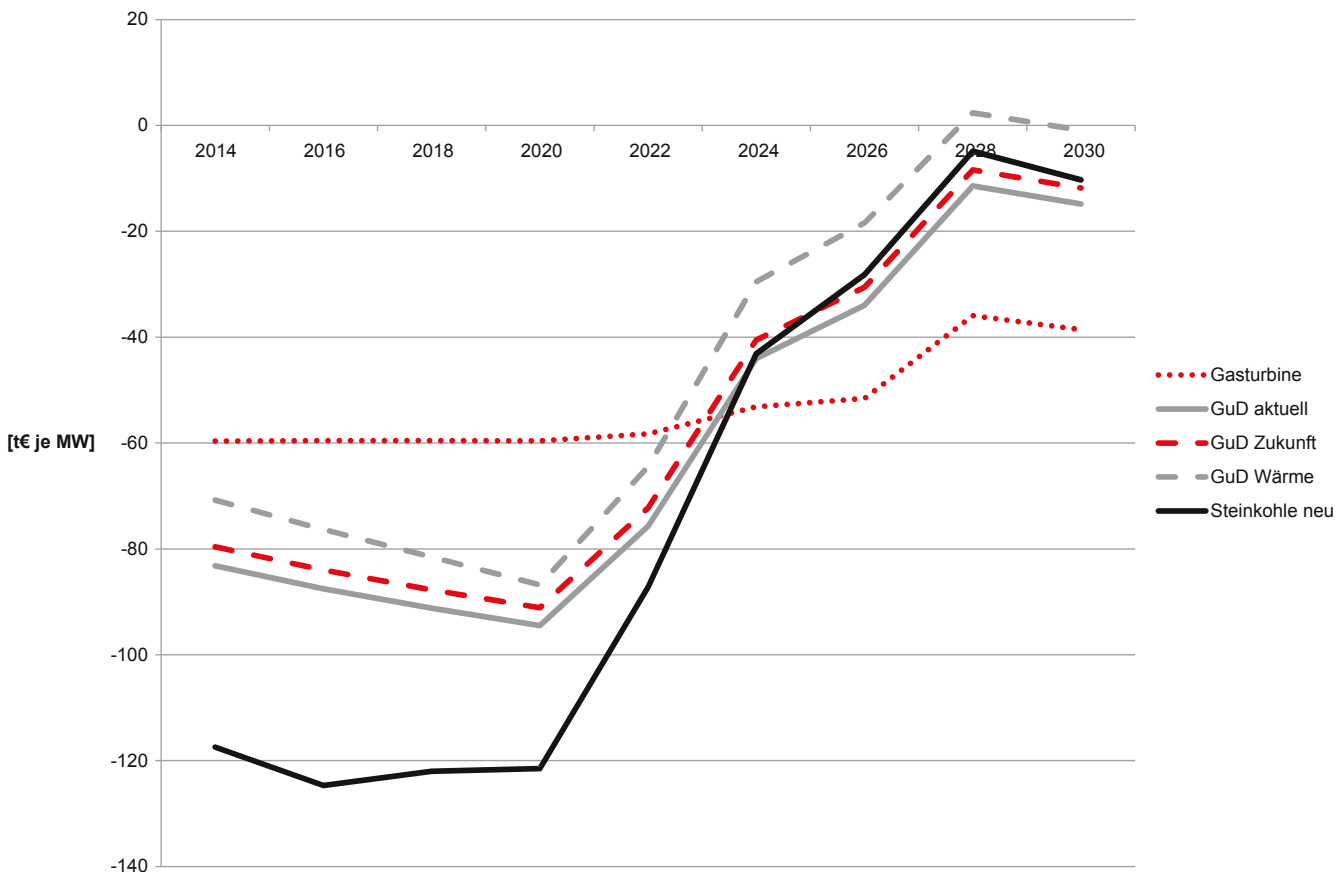


Abbildung 2: Deckungsbeiträge nach Kraftwerkstypen im Basis-Szenario aus der Studie „Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung“ von BET

tigen, müsste schon die konkrete Gefahr bestehen, dass diese bestehenden Kapazitäten ansonsten ausscheiden und damit den Umfang des Zubaus weiter vergrößern. Diese Entscheidung kann aber letztlich ökonomisch getroffen werden – dazu muss gegebenenfalls der Ausschreibungsmechanismus angepasst werden.

Bei all dem darf ein Marktmechanismus zur Bereitstellung von Leistung keinesfalls die kurzfristigen Preissignale im Energy-Only-Markt verwässern. Diese sind entscheidend für die kurzfristige effiziente Koordinierung der verschiedenen Kraftwerke, für den Einsatz der Speicher oder von DSM-Maßnahmen.

### Chance für Wettbewerb im Erzeugungsmarkt

Schließlich kann mit einem Kapazitätsmarkt eine zentrale Schwäche des deutschen Erzeugungsmarktes langfristig besei-

„Würden alte Kraftwerke miteinbezogen, würde der Mechanismus verteuert – ohne dass mehr Kapazität auf den Markt käme!“

tigt werden: die oligopolistische Struktur. Bisher ist der überwiegende Teil der Erzeugungsleistung in der Hand weniger Unternehmen. Schließt man diese Firmen von einem Kapazitätsmarkt aus, haben bisher in diesem Markt unterrepräsentierte Unternehmen die Chance, in den Wettbewerb einzusteigen und damit die Gefahr überhöhter Preise abzuwehren. Im Gegensatz zu kartellrechtlichen Mitteln wäre dies eine im Hinblick auf ihre Eingriffsintensität elegante Methode, um die wohlfahrtsmindernde Struktur des Erzeugungsmarktes zu verbessern.

Sicher sind noch weitere Aspekte bei der Definition der Ausschreibungsbedingungen zu berücksichtigen, und selbst mit geeigne-

ten Ausschreibungsbedingungen sind noch nicht alle Fragen zur effizienten Bereitstellung ausreichender Erzeugungsleistung beantwortet. So werden noch andere Markthemmnisse zu beseitigen sein, wie etwa die Bemessung der Leistungsentgelte im Rahmen der Netznutzung – denn diese behindert heute die Beteiligung von industriellen Verbrauchern an DSM-Maßnahmen. Einen Markt für die Auswahl der effizientesten Lösung zu etablieren, ist aber sicher der bessere Weg als die Auswahl den Behörden oder dem Gesetzgeber zu überlassen.

AB

<sup>1</sup> Studie der BET Aachen im Auftrag des bne „Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung“, vom 11. August 2011.



# Kapazitätsmärkte im Ausland: Ein Erfahrungsbericht

**Fehlende Investitionsanreize für Kraftwerksneubauten trotz eines bestehenden Kapazitätsbedarfs sind ein Phänomen, das in vielen Energiemärkten zu beobachten ist. Einige Länder haben bereits den Versuch einer marktkonformen Steuerung unternommen und sogenannte „Kapazitätsmärkte“ geschaffen. Andere Länder, zu denen auch Deutschland gehört, befinden sich in der Konzeptionsphase. Wenngleich die Ursachen des Phänomens oft unterschiedlich sind, so ist das Ziel, das gleiche: ausreichend Stromerzeugungskapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu schaffen. Es lohnt sich also, Erfahrungen aus anderen Ländern in eigene Überlegungen einzubeziehen. Der Beitrag von Folker Siegmund, Geschäftsführer der Advanced Power Germany GmbH, will mit Beispielen aus Spanien, Großbritannien und den USA hierzu Denkanstöße liefern.**

Wenn in liberalisierten Strommärkten trotz stabiler oder wachsender Nachfrage Investitionen in Kraftwerke ausbleiben, sehen sich Regulierungsbehörden und Politik in der Regel zum Eingreifen herausgefordert. Dahinter steckt die Annahme, dass es dem eher kurzfristig orientierten Stromhandel und der Strombörse wohl nicht gelingen wird, ausreichende Deckungsbeiträge für Fixkosten (im Folgenden hier einfach Deckungsbeitrag) langfristiger Investitionen einzupreisen, um so Anreize für Neuinvestitionen zu schaffen. Aufgrund des hohen wirtschaftlichen Schadens von Versorgungsengpässen und damit verbundenen Stromausfällen will man es hier lieber nicht auf einen Versuch ankommen lassen.

Typischerweise sind in den betroffenen Märkten die Grenzkosten neuer Kraftwerke nahe den Grenzkosten der preisbestimmenden Kraftwerkstechnologie (Merit-Order-Prinzip) und die prognostizierte jährliche Auslastung aufgrund vorrangig einspeisender erneuerbarer Energien gering. Die aus den regulativen Eingriffen hervorgehenden Kapazitätsmärkte sind vergleichsweise jung und in ständigem Wandel. Ein weltweiter Trend zu einem bestimmten Marktdesign ist nicht auszumachen. Man kann sagen, die wettbewerblichen Kapazitätsmärkte befinden sich im Experimentierstadium.

## Spanien versucht es preisgesteuert

Nach einem ersten, gescheiterten Anlauf 1997 wurde in Spanien 2007 ein „preisgesteuerter“ Mechanismus als Investitionsan-

reiz eingeführt. Neue Kraftwerke, die nach Oktober 2007 gebaut wurden, erhalten maximal 28.000 €/MW pro Jahr für 10 Jahre ab Inbetriebnahme<sup>1</sup>. Dies gilt jedoch nur im Fall einer landesweit ermittelten Kapazitätsreserve von 10 Prozent. Ist die Reserve höher, reduziert sich der Satz um 1.500 €/MW, mithin auf 0 € bei einer Kapazitätsreserve von 29 Prozent.

„In Spanien halten sich die Kosten aufgrund der Einschränkung auf Neuanlagen in Grenzen.“

In Spanien wurden in den vergangenen 10 Jahren erhebliche Neuinvestitionen in Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke), Windkraftanlagen und Photovoltaik getätigt, die zu einer Kapazitätsreserve von heute über 30 Prozent führten. Folglich haben Kraftwerksinvestitionen derzeit keinen Anspruch auf Kapazitätzahlungen. In Zusammenschau mit einer geringen jährlichen Betriebszeit werden heute und in naher Zukunft wohl kaum ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaftet. Ob der jetzige Kapazitätsmechanismus ausreicht, um Verluste zu kompensieren und ob er genügend Investitionsanreiz für den ab etwa 2016 erwarteten Zubaubedarf liefert, darf bezweifelt werden. Die spanische Regierung befasst sich deshalb bereits mit der Anpassung des Regelwerks.

## USA versucht es mengengesteuert

Im Gegensatz zum spanischen Modell setzt man in den USA vorwiegend auf „mengen-

gesteuerte“ Mechanismen. Vorgaben zum Kapazitätsbedarf (Spitzenlast plus Reserve) bilden einen Marktrahmen, in dem sich mittels Auktion angemessene Kapazitätspreise einstellen und Anreize für neue Ressourcen geschaffen werden sollen. Beispielhaft seien hier die drei Märkte der Systembetreiber NY-ISO (New York), PJM (Virginia, Indiana, New Jersey etc.) und ISO-NE (New England) erläutert.

Allen drei Märkten gemeinsam ist zunächst die Verpflichtung von Versorgungsunternehmen und Großverbrauchern, sicher verfügbare Leistung einzukaufen. Entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze plus einer Reserve von etwa 13 bis 16 Prozent müssen diese Unternehmen Kapazität durch Eigenerzeugung oder Ankäufe bei Erzeugungsanlagen, abschaltbaren Verbrauchern (Demand-Side-Resources) oder bei der Kapazitätsbörse beschaffen.

Jeweils unterschiedlich sind jedoch die konkreten Methoden der Preisermittlung und vor allem die zeitliche Organisation der Auktion und der Kapazitätzahlungen. Während bei PJM und bei ISO-NE bereits drei Jahre bzw. 40 Monate vor Leistungsbereitstellung auktioniert wird, erfolgt dies bei NY-ISO unmittelbar davor. Neuinvestitionen erhalten bei NY-ISO Zahlungen für maximal sechs Monate, bei PJM für drei Jahre und bei ISO-NE für fünf Jahre.

In keinem der drei Märkte besteht derzeit ein Kapazitätsmangel und die Kapazitätspreise werden regelmäßig unter den sogenannten Cost of New Entry (CONE) gehandelt.



Der Nachweis, dass diese Kapazitätspreismechanismen ausreichende Investitionsanreize schaffen, ist also noch nicht erbracht.

Bestimmte Staaten wie Connecticut (im ISO-NE Gebiet) oder New Jersey (im PJM Gebiet) sind daher besorgt um die Erfüllung des Neubaubedarfs und fördern ihre regionalen Stromversorger einseitig, um direkt Kapazitäten zu Preisen über „Marktpreis“ bei Kraftwerksentwicklern einzukaufen.

### Großbritannien wähle das Pool-System

In Großbritannien gab es zwischen 1990 und 2001 ein verpflichtendes, „gepooltes“ Handelssystem, in dem Erzeuger ihre Kapazität am Vortag dem System Operator anboten, der dann über den Einsatz der einzelnen Kraftwerke entschied. Der teuerste der abgerufenen Erzeuger war für die jeweilige halbe Stunde des Einsatzes bestimmend für den Erzeugerpreis („Pool's System Marginal Price“). Zusätzlich zum Erzeugerpreis wurde kapazitätsabhängig die Differenz zwischen Erzeugerpreis und „Value of Lost Load“ (VOLL) gezahlt. VOLL ist der Wert für die nachgefragte, aber nicht verfügbare Kapazität.

Zwar war das Pool-System nicht unbedingt auf den Zubau weiterer Kapazitäten angelegt, sollte aber Deckungsbeiträge für bestehende Kapazitäten und Anreize für Kapazitätsangebote und -wettbewerb liefern. Durch die hohe Volatilität und die Anfälligkeit für Missbrauch durch große etablierte Kraftwerksbetreiber waren neue Marktteilnehmer eher entmutigt als ermutigt, was schließlich zur Auflösung des Pool-Systems führte.

Das Ziel eines Kapazitätsmarktes, nämlich **ausreichendes Kapazitätsangebot**, wird zumindest derzeit in den erläuterten Märkten und in der Regel auch in anderen Kapazitätsmärkten erreicht. Ob das allerdings mit den genannten Kapazitätsmarktmechanismen zusammenhängt, darf bezweifelt werden. Auf jeden Fall sind die negativen Konsequenzen für den Erzeugungsmarkt teilweise erheblich. Hinsichtlich **Einfachheit und Planbarkeit** ist das spanische Modell auf den ersten Blick attraktiv, weil einfach und transparent. Wenn es

aber zu Neubaubedarf kommt, ist unwahrscheinlich, dass die feste Prämie genau den fehlenden Deckungsbeitrag trifft. D.h. er ist entweder zu hoch (unwahrscheinlich) oder zu niedrig (wahrscheinlich) und muss deshalb nachjustiert werden. Da es hierfür in Spanien noch keine wettbewerbliche Methodik gibt, ist die Anpassung Gegenstand eines politischen Prozesses. Das ist sehr zeitraubend und macht die eigentlichen Vorteile (Einfachheit und Planbarkeit) zunichte. Die Marktregeln in den USA hingegen, insbesondere bei PJM, sind sehr komplex und für Neuinvestitionen zu kurzfristig angelegt. Die Planbarkeit geht durch ständige Systemkorrekturen und politische Einflussnahme auf die Marktregeln verloren. Eine Projektfinanzierung für Kraftwerke ist auf dieser Basis nahezu unmöglich. Dies wird dadurch verschärft, dass bei ausreichendem Kapazitätsangebot mit gegen null tendierenden Kapazitätsprämien kaum Deckungsbeiträge erwartet werden können.

„In den USA werden bestehende Anlagen miteinbezogen. Das hat Entscheidungen zur Folge, die dem Ziel der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung diametral entgegenstehen.“

Die **Kosten** des Kapazitätsmarktes tragen letztendlich in allen Fällen die Endverbraucher. In Spanien halten sich die Kosten aufgrund der zielgerichteten Eingrenzung auf Neuanlagen ab 1998 bzw. 2007 in Grenzen. In den USA hingegen werden alle Kapazitätsanbieter einbezogen, dadurch sind die Kosten immens. Mittlere Preise von etwa 40.000 \$/MW pro Jahr bedeuten für den großen Teil der Altanlagen weit mehr Deckungsbeiträge als notwendig (Windfall Profits) und für Neuanlagen zu wenig. Ohne dass tatsächlich nennenswert neue Kraftwerke gebaut wurden, bezahlt der Endverbraucher jährlich die kompletten Investitionen für mehr als vier Prozent des gesamten Kapazitätsbedarfs. Die Konsequenz der Windfall Profits für Altanlagen ist darüber hinaus

eine **Verzerrung des Wettbewerbs**, da sie den „alten“ Kraftwerksbesitzern Profite verschaffen, die zur Abschottung des Marktes gegen Neueinsteiger eingesetzt werden können – etwa durch Subventionierung eigener Kapazitätsangebote für Neubauten. Positiv jedoch sind in diesen Märkten die Ergebnisse aus dem Einbezug der Verbraucher (Demand-Side-Resources). So konnten bei PJM und ISO-NE aus Auktionen für 2012/13 etwa fünf bis acht Prozent des kurzfristigen Kapazitätsbedarfs hieraus gedeckt werden – was die Gesamtkosten deutlich gesenkt hat.

Der Einbezug von bestehenden Kraftwerken hat in den USA zudem zur Folge, dass alte Kraftwerke in Betrieb gehalten werden und die Laufzeit – wo technisch möglich – mit Retrofit-Maßnahmen verlängert wird. Zwar ist der Kapazitätsmarkt nicht als Instrument zur Emissionsreduzierung gedacht, er führt aber bei Kapazitätsanbietern in den USA zu Entscheidungen, die diesem Ziel diametral entgegenstehen.

Die dringenden Empfehlungen meiner Kollegen aus den Ländern mit Kapazitätsmärkten an Deutschland sind im Wesentlichen die folgenden:

1. Der Koordinator muss unabhängig sein und den gesamten Markt umfassen. Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland erfüllen diese Kriterien nicht.
2. Kapazitätsmärkte, die bestehende Anlagen einbeziehen, sind für Investitionsentscheidungen in Neuanlagen nicht geeignet. Kosteneffizient und wettbewerbsfördernd wäre ein System, das sich auf Anreize für Neuinvestitionen beschränkt.

Transparenz und Planbarkeit sind elementar für Investitionsentscheidungen. Die Kapazitätsprämie muss daher zeitgerecht vor Bereitstellung (3 bis 5 Jahre) auktioniert und für typische Finanzierungszeiträume (z.B. 15 Jahre) zugesichert werden.

<sup>1</sup> Anlagen größer 50 MW, verbunden mit technischen Auflagen



**Folker Siegmund** führt seit 2007 die deutschen Geschäfte des international tätigen Projektentwicklers Advanced Power AG. Neben den Gaskraftwerken in Bocholt (425 MW) und Wustermark (1.200 MW) entwickelt Advanced Power zurzeit weitere Projekte in den USA, Belgien, Holland, Spanien und Ungarn. Folker Siegmund ist seit 1992 im Energiemarkt tätig mit Schwerpunkt Stromerzeugung in Gaskraftwerken und KWK-Anlagen.



# Anforderungen an ein zukünftiges Marktdesign

**Dass ein neuer Marktmechanismus geschaffen werden muss, der den Bau hocheffizienter, schadstoffarmer und flexibler Kapazitäten anreizt, ist für Ben Schlemmermeier, Geschäftsführer der LBD-Beratungsgesellschaft mbH und seinen Kollegen Carsten Diermann keine Frage. Ihrer Ansicht nach wird es in der energiepolitischen Debatte der nächsten Monate vor allem um die Details der Ausgestaltung gehen. In ihrem Artikel liefert LBD erste Einzelheiten eines möglichen neuen Marktdesigns.**

Hohe Wettbewerbsintensität ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte. Die Wettbewerbsintensität am Stromgroßhandelsmarkt zeigt, dass dieses Ziel erreicht ist. Folge der hohen Wettbewerbsintensität ist, dass Betreiber von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken derzeit lediglich ihre fixen Betriebskosten decken und keine erheblichen Deckungsbeiträge auf ihre Kapitalkosten erzielen. Höhere Margen in 2006/2007 oder 2008/2009 waren nicht fundamental durch Knappheitspreissignale begründet, sondern beruhen auf Ungleichgewichten in der Marktmacht zwischen Anbietern und Nachfragern.

Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks. Fundamental gibt es dafür drei Gründe:

- Hohe Wettbewerbsintensität bei ausgeglichener Marktmacht.
- Geringe Margen aufgrund flacher Merit-Order.
- Keine Knappheitspreise aufgrund von Überkapazitäten.

Aus diesem Grund müssen Anreize für potenzielle Investoren geschaffen werden. Die Energiewende erfordert Investitionen in neue Kapazitäten. Vor dem Hintergrund des Atomausstieges und innerhalb des komplexen Verbundes von Maßnahmen der Energie-

wende hat die Beibehaltung der bestehenden Versorgungssicherheit die oberste Priorität. Ordnungspolitische Zielsetzung muss es sein, die Wettbewerbsintensität auf den Spot- und Regelenenergiemärkten zu erhalten, Potenziale des Innovations- und Effizienz Wettbewerbs zwischen verschiedenen Kapazitätsarten zu erschließen und das Erreichen der Klimaschutzziele zu sichern.

## Niedrige Margen aufgrund des Emissionshandels

Die flache Merit-Order ist nicht geeignet, ausreichend Investitionsanreize zu schaffen. Ein wesentlicher Grund hierfür ist der europäische Emissionshandel. Der Markt optimiert den Einsatz fossiler Brennstoffe mit dem Ziel, Strom aus emissionsintensiven Steinkohlekraftwerken durch Strom aus Erdgaskraftwerken zu verdrängen. Diese Verdrängung wird durch den CO<sub>2</sub>-Preis erreicht. Je relativ höher der CO<sub>2</sub>-Preis, desto mehr Steinkohlekraftwerke werden durch Erdgaskraftwerke verdrängt. Dieser als Fuel-Switch-Konzept bekannte Wettbewerb der Brennstoffe führt zu einer sehr flachen Merit-Order, weil Steinkohle- und Erdgaskraftwerke annähernd gleiche Grenzkosten haben. Ausreichende Margen für Mittel- und Spitzenlastkraftwerke können deshalb nur durch Knappheitspreise generiert werden.

## Knappheitspreise reichen nicht zur Vollkostendeckung

Diese Knappheitspreise können aufgrund bestehender Überkapazitäten jedoch nicht

erzielt werden. Weniger als 60 Gigawatt (GW) Nachfrage nach disponibler Erzeugungskapazität im Übertragungsnetz stehen selbst mit dem vollständigen Atomausstieg unter Berücksichtigung der in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte noch 80 GW disponible Erzeugungskapazität gegenüber. Selbst wenn es zu Knappheitspreisen käme, würden diese durch neue Kapazitäten sofort wieder eliminiert. Das bestehende Marktdesign schafft deshalb keine Perspektive für Investoren, ihre Vollkosten nachhaltig zu amortisieren.

## Kapazitätsbedarf trotz Überkapazitäten

Aufgrund von Netzengpässen innerhalb Deutschlands werden jedoch bereits heute neue Kapazitäten benötigt. Der Atomausstieg trifft vor allem die südlichen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg. Hier gibt es keinen ausreichenden Ersatz für die Atomkraftwerke. In Nord- und Ostdeutschland bestehen Überkapazitäten im Kraftwerkspark. Einen wachsenden Flexibilitätsbedarf durch den Zubau der volatilen und unflexiblen erneuerbaren Energien gibt es in ganz Deutschland in Form von Speichern und steuerbaren Lasten. Kapazitätsbedarf in Deutschland besteht:

- zum Erhalt der Versorgungssicherheit, weil nicht ausreichend Übertragungskapazitäten bestehen, (insb. Rhein/Main, Thüringer Wald), um Strom von Norden und Osten nach Süden zu transportieren,





- durch das Ende der technisch/wirtschaftlichen Nutzungsdauer von Bestandskraftwerken,
- um die regenerativen Energien durch hocheffiziente und schadstoffarme Kapazitäten zu ergänzen,
- zur Erreichung der Klimaschutzziele trotz Atomausstieg.

### Reform der kurzfristigen Marktsegmente am Strommarkt

Um die angestrebten Ziele zu erreichen, sind Marktreformen notwendig. So ist eine Reform der kurzfristigen Märkte, also der Spot- und Regenergiemärkte notwendig. Diese Reform muss den Erhalt der Wettbewerbsintensität gewährleisten und flexible Kapazitäten zukünftig optimal und transparent in den Markt integrieren. Eine Zusammenlegung des Intraday-Handels, der Minutenreserve und der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind dafür anzustreben.

„Notwendig sind Investitionsanreize für Erzeugung, Speicher, steuerbare Lasten und Netzinfrastruktur!“

Um finanzielle Anreize zu schaffen, muss ein Langfrist-Terminkapazitätsmarkt geschaffen werden, der neben neuen Kraftwerkskapazitäten auch die Einbeziehung von Stromspeichern und steuerbaren Lasten sowie Übertragungsnetzinfrastruktur als Instrumente der Bereitstellung und des Ausgleichs von Kapazitäten ermöglicht. Die Herausforderung besteht darin, die unterschiedlichen technischen Funktionalitäten und die unterschiedlich langen Planungs- und Amortisationszeiträume so zu synchronisieren, dass ein Kapazitätsprodukt nachgefragt wird, welches einen Kapazitätsarten-übergreifenden Innovations- und Effizienzwettbewerb ermöglicht. Einige Eckpunkte eines solchen Marktsegments werden nachfolgend dargestellt. Der finanzielle Anreiz, neue Kapazitäten bereitzustellen, soll durch die Zahlung eines Kapazitätsentgeltes in Form eines periodischen Leistungspreises erfolgen. Das Entgelt wird im Wettbewerb einer »Kapazitätsauktion«, bei der das niedrigste Entgelt den Zuschlag erhält, bestimmt.

In der Kapazitätsauktion wird der Bedarf zusätzlicher Kapazitäten nachgefragt (Kapazitätsneubaubedarf). Grundlage dafür ist die aus der Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abgeleitete Mindestkapazitätsplanung. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird in einem Teilplan der Mindestbedarf an Kapazitäten festgelegt. Die Mindestkapazitätsplanung gliedert sich in durch Netzengpässe abgegrenzte Übertragungsnetzzonen. Sie umfasst einen Mindestkraftwerkspark, der für den Erhalt der Versorgungssicherheit erforderlich ist. Kapazitäten sind auch Speicher und Vereinbarungen über abschaltbare Lasten, die in die Mindestkapazitätsplanung einbezogen werden können.

### Präqualifikationsbedingungen im neuen Marktsegment

Soweit der Kraftwerkspark im Bestand nicht den Mindestkapazitätsbedarf deckt, ist die Differenz durch neue Kapazitäten zu decken (Neubaubedarf). Die neuen Kapazitäten sind hinsichtlich der grundsätzlichen Anforderungen an:

- Effizienz,
  - Emissionen,
  - Flexibilität,
  - Verfügbarkeit
- zu qualifizieren.

Das Kapazitätsentgelt wird im Wettbewerb (Auktion) bestimmt. Die Auktion wird von einer neutralen Instanz, z.B. der Bundesnetzagentur durchgeführt. Sie legt technische Anforderungen und weitere Auktionsbedingungen fest. Investoren müssen sich

und ihr Projekt für die Auktion präqualifizieren.

Die Kapazitätsbereitstellung muss definierten Kriterien folgen. Das heißt, Verhalten in den Spot- und Regenergiemärkten sowie Verfügbarkeiten sind definiert. Das Entgelt wird nur gezahlt, wenn diese Kriterien erfüllt sind. Bei Nicht-Erfüllung können auch Bußgelder festgelegt werden. Die Finanzierung der Mehrkosten erfolgt durch eine zusätzliche Komponente im Netzentgelt.

### Fazit und Ausblick

Die Frage ist weniger, ob ein neues Marktsegment geschaffen werden muss, sondern wie die Details ausgestaltet werden können, damit sie die erforderlichen finanziellen Anreize schaffen, um hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Kapazitäten zu möglichst geringen Kosten zu errichten und in den Spot- und Regenergiemarkt eintreten zu lassen. Auf dem Weg zu einer CO<sub>2</sub>-freien Energiewirtschaft wird die Bedeutung fossiler Energien und damit variabler Kosten zurückgehen. Der Energieversorger der Zukunft ist ein Systemdienstleister, der (in wettbewerblicher Funktion) Kapazitäten auf Angebots- und Nachfrageseite steuert. Die Energiewirtschaft wird immer stärker von Fixkosten dominiert werden. Durch den Kapazitätsmarkt muss es gelingen, den Kapazitätsbedarf zu steuern und das Kapazitätsangebot in den Innovations- und Effizienzwettbewerb zu stellen. Ein Kapazitätsmarkt basierend auf Mengensignalen (Auktion eines bestimmten Kapazitätsbedarfs) muss im nächsten Schritt auch das EEG ablösen, bei dem durch Entgelte Preissignale gesetzt werden und die Akteure überrascht zusehen, was tatsächlich an regenerativen Kapazitäten geschaffen wird.



**Ben Schlemmermeier** ist seit 1991 geschäftsführender Gesellschafter der LBD-Beratungsgesellschaft mbH und dort verantwortlich für die Bereiche Energie & Emission sowie Expansion. Der Bereich Energie hat die Schwerpunkte Großhandelsmärkte und -produkte, Preisprognosen, Kraftwerke, Netzzugang und -nutzung.



**Carsten Diermann** ist seit Juni 2009 Unternehmensberater der LBD im Bereich Energie & Emissionen. Er ist Diplom-Wirtschaftsingenieur der BTU Cottbus, mit Vertiefungsrichtung Energieversorgung und betriebswirtschaftlichen Schwerpunkten in Investition und Finanzierung sowie Controlling.



## Der europarechtliche Rahmen

# EU-Vorgaben für einen Kapazitätsmarkt in Deutschland

**Wie oft auf nationaler Ebene wird auch beim Thema Kapazitätsmarkt bisher der europarechtliche Rahmen vernachlässigt. Dass etwa die europäische Elektrizitätsrichtlinie einen an manchen Stellen äußerst konkreten Rahmen für die Lösungssuche bietet, macht Rechtsanwalt Christian von Hammerstein, Partner der Kanzlei RAUE LLP, in seinem Artikel deutlich.**

Bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes sind die europarechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten. Dabei spielt das europäische Beihilferecht keine Rolle, da seit dem PreussenElektra-Urteil des Europäischen Gerichtshofes klar ist, dass Subventionen, die nicht aus dem Staatshaushalt, sondern durch eine Umlage finanziert werden, nicht unter die Beihilfebestimmungen fallen. Vielen ist jedoch nicht bekannt, dass die Elektrizitäts-Richtlinie 2009/72/EG (EltRL) Rahmenbedingungen für einen Kapazitätsmarkt enthält.

Das Kapitel III der EltRL enthält zwei Möglichkeiten, die europäische Mitgliedstaaten für die Regulierung ihrer Erzeugungsanlagen nutzen können. Artikel 7 EltRL sieht das klassische Genehmigungsverfahren für neue Kapazitäten vor. Das Prinzip ist einfach: Die Mitgliedsstaaten legen die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen zum Bau von Erzeugungsanlagen in ihrem Hoheitsgebiet fest. Jeder, der diese Kriterien erfüllt und einen entsprechenden Antrag stellt, hat einen Anspruch auf Ertei-

lung der Genehmigung und kann mit dieser ein Kraftwerk errichten. Dieses Genehmigungsverfahren wird in Deutschland bisher durch die Genehmigungsvorschriften im Bundesimmissionsschutzgesetz praktiziert. Zusätzlich können die Mitgliedstaaten nach Art. 8 EltRL ein **Verfahren zur Ausschreibung neuer Kapazitäten** und/oder Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen vorsehen. Diese Vorschrift hat der deutsche Gesetzgeber durch eine bloße Verordnungsermächtigung in § 53 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) formal umgesetzt. Die Regelung ist jedoch bisher ohne jede praktische Relevanz geblieben. Entschließt sich der Gesetzgeber, die notwendigen Rahmenbedingungen für einen Kapazitätsmarkt zu schaffen, hat er die Vorgaben von Art. 8 EltRL als höherrangiges Recht zu beachten. Wie sehen diese europarechtlichen Vorgaben aus?

Ein Ausschreibungsverfahren für neue Kapazitäten ist gem. Art. 8 EltRL nur zulässig, wenn die Versorgungssicherheit durch die

im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten allein nicht gewährleistet ist. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes setzt daher voraus, dass der entsprechende **Bedarf** aufgrund der jeweiligen Marktsituation und des Investitionsverhaltens **von einer staatlichen Institution festgestellt** wird. Wenn eine solche Feststellung erfolgt ist, dann sind die Mitgliedsstaaten nach Art. 8 Abs. 1 EltRL sogar verpflichtet, ein Ausschreibungsverfahren durchzuführen. Sie können – ohne dazu verpflichtet zu sein – darüber hinaus ein Ausschreibungsverfahren auch dann vorsehen, wenn sie damit Interessen des Umweltschutzes und der Förderung neuer Technologie verfolgen. Auch in diesem Fall ist aber eine Feststellung notwendig, dass diese Ziele durch das klassische Genehmigungsverfahren allein nicht erreicht werden können.

Ist der Bedarf für ein Ausschreibungsverfahren festgestellt, stellt sich in einem nächsten Schritt die Frage, wer an dem Ausschreibungsverfahren teilnehmen darf.



Dazu gehören sicherlich zunächst alle neuen Erzeugungskapazitäten einschließlich Erweiterungen von Bestandsanlagen. Auch wenn **Speicher** in der Richtlinie nicht ausdrücklich erwähnt werden, ist ihre Einbeziehung dadurch nicht ausgeschlossen. Die Mitgliedsstaaten haben hier einen weiten Gestaltungsspielraum. Auch **Nachfragesteuerungsmaßnahmen** können Bestandteil eines Kapazitätsmarktes sein. Sie haben nach Art. 2 Nr. 29 EltRL sogar Vorrang vor dem Neubau von Erzeugungskapazitäten, wenn sie die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen. Ein entsprechend modellierter Kapazitätsmarkt könnte daher ein sinnvolles Instrument sein, um festzustellen, welche der drei Kapazitäten (neue Kraftwerke, Speicher, Nachfragesteuerungsmaßnahmen) die wirtschaftlichste und beste Option zur Deckung des Bedarfs darstellen.

Einer der absehbaren Streitpunkte bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes wird die Frage der Einbeziehung von Bestandsanlagen sein. Auch dazu enthält die Richtlinie Vorgaben. Zunächst werden in Art. 8 Abs. 1 EltRL nur neue Kapazitäten genannt, für die ein Ausschreibungsverfahren eingeführt werden darf. Allerdings definiert Art. 2 Nr. 24 EltRL Ausschreibungsverfahren als ein Verfahren, durch das ein geplanter zusätzlicher Bedarf und geplante Ersatzkapazitäten durch Lieferungen aus neuen oder bestehenden Erzeugungsanlagen abgedeckt werden. Dies deutet darauf hin, dass der europäische Richtliniengeber grundsätzlich auch die Einbeziehung von Bestandsanlagen für möglich gehalten hat. Dementsprechend sieht Art. 8 Abs. 4 EltRL vor, dass Bestandsanlagen dann einbezogen werden müssen, wenn sie zur Deckung eines zusätzlichen Bedarfs beitragen. Das dürfte nur der Fall sein, wenn anderenfalls ihre Stilllegung aufgrund nicht mehr gegebener Wirtschaftlichkeit drohen würde. In diesem Fall kann eine Einbeziehung in das Ausschreibungsverfahren sinnvoll sein, um kurz- oder mittelfristig die Stilllegung zu verhindern, etwa indem sie ein Kapazitätsentgelt für ein oder zwei Jahre zur Vermeidung des Marktaustritts erhalten könnten.

Bieter müssen sich für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren qualifizieren. Dazu verweist Art. 8 Abs. 3 Satz 4 EltRL auf

Kriterien im Katalog des Art. 7 Abs. 2 EltRL. Danach können Kriterien für die technische, wirtschaftliche und finanzielle Leistungsfähigkeit des Bieters aufgestellt werden. Dies könnte etwa der Nachweis einer Grundstückssicherung für die Errichtung der Kapazität, der Nachweis der grundsätzlichen Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens und der Finanzierungsfähigkeit sein. Es können auch Vorgaben für die Energieeffizienz oder für den Beitrag zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgestellt werden. Auch der Primärenergieträger kann unmittelbar vorgegeben werden. Anforderungen an die Flexibilität zum Ausgleich volatiler Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien können ebenfalls gestellt werden.

„Ein Kapazitätsmarkt setzt die Feststellung des Bedarfs durch eine neutrale Stelle voraus.“

Die Richtlinie bestimmt auch Anforderungen an die Stelle, welche die Ausschreibung durchführt. Danach können **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nur dann mit dieser Aufgabe betraut werden, wenn sie eigentumsrechtlich entflochten sind**. Dies würde in Deutschland für TenneT und 50Hertz, nicht aber für Amprion und die EnBW zutreffen. Alternativ dazu kann eine staatliche Stelle beauftragt werden. Es spricht manches dafür, dass die Übertragung der Aufgabe auf die Bundesnetzagentur die beste Variante ist. Die Bundesnetzagentur verfügt über Erfahrungen bei der Versteigerung von Telekommunikations-Frequenzen und ihre Objektivität dürfte außer Frage stehen.

Welches ist die Rechtsfolge einer Zuschlagserteilung im Ausschreibungsverfahren? Hier lässt die Richtlinie den Mitgliedsstaaten Gestaltungsspielraum. Grob skizziert könnte das Ergebnis einer Ausschreibung wie folgt aussehen: Der Bieter würde

einen Anspruch auf Zahlung eines Entgeltes in Euro/kW/a durch den Übertragungsnetzbetreiber erhalten. Die Zahlungsperiode müsste dem Finanzierungszeitraum der neu zu errichtenden Kapazität entsprechen, also beispielsweise 15 Jahre. Der Bieter würde sich im Gegenzug dazu verpflichten, die angebotene Kapazität unter Nachweis der dauernden Verfügbarkeit während des ausgeschriebenen Zeitraums fertig zu stellen. Der Nachweis der dauernden Verfügbarkeit könnte etwa durch die Zertifizierung durch einen dafür geeigneten Sachverständigen erfolgen. Dies wirft die Frage auf, ob die grundsätzliche Verfügbarkeit ausreicht oder ob der Bieter gezwungen sein soll, auch tatsächlich am Markt teilzunehmen. Wenn man davon ausgeht, dass es keine Möglichkeiten zum Marktmissbrauch gibt und sich alle Anbieter von entsprechenden Kapazitäten rational verhalten, dürfte es eines Zwangs nicht bedürfen. Der Missbrauch von Marktmacht etwa durch Zurückhaltung von Kapazitäten kann durch die allgemeinen Wettbewerbsregelungen und die rudimentär vorhandenen begleitenden Transparenzvorschriften (z.B. § 5a EnWG) bekämpft werden. Schließlich wäre der Bieter verpflichtet, seine Kapazität für Engpassmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG zur Verfügung zu stellen. Verletzt er seine Pflichten, können eine Reduzierung oder ein Wegfall des Kapazitätsentgelts und die Verhängung von Vertragsstrafen die Rechtsfolge sein. Die ÜNB wiederum würden die Kapazitätsentgelte als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Rahmen der Anreizregulierung geltend machen.

Damit sind nur die bisherigen europarechtlichen Rahmenbedingungen und sehr grob die möglichen Rechtsfolgen eines Kapazitätsmarktes beschrieben. Bei der Umsetzung gibt es viele komplexe Einzelfragen, die gelöst werden müssen. Die europäische Richtlinie bietet dafür einen wesentlich konkreteren Rahmen als gemeinhin angenommen.



Rechtsanwalt **Christian von Hammerstein** ist Partner der Sozietät RAUE LLP. Er ist dort in den Bereichen Energieregulierung, Politikberatung, Kraftwerks- und Speicherprojekte, Emissionshandel, Energiehandel, Prozessführung und Schiedsverfahren tätig. Er ist seit 1994 Rechtsanwalt und seit 1997 Fachanwalt für Verwaltungsrecht.



## Kapazitätsmechanismen

# Neue Herausforderungen und internationale Erfahrungen

**Dr. Felix Christian Matthes hat schon die Ethik-Kommission zur Frage beraten, ob die Einführung von Kapazitätsmechanismen Sinn macht – und das nicht ohne Grund: Seine Expertise beruht auf jahrelanger Erfahrung mit der Entwicklung solcher Instrumente in den unterschiedlichsten Ländern. In seinem kompass-Artikel empfiehlt er dringend, die internationalen Erfahrungen mit der Ausgestaltung solcher Mechanismen als wertvolle Anregungen für die spezifischen europäischen Herausforderungen zu nutzen.**

Als Konsequenz des Kurswechsels der deutschen Energiepolitik und der massiven Ausweitung der energie- und klimapolitischen Zielhorizonte bis zum Jahr 2050, steht der Strommarkt vor enormen Veränderungen – gerade wenn für den Umbau des Stromversorgungssystems die folgenden Aspekte berücksichtigt werden (müssen):

- Der größte Stromerzeugungsbeitrag wird sich im Bereich der Windenergie ergeben. Erhebliche Erzeugungsbeiträge werden in bestimmten Jahreszeiten (Herbst, Frühjahr) entstehen, während in anderen Perioden die Stromerzeugung nur unterdurchschnittlich ausfallen wird.
- Aus dem nur wenig abflachenden Boom der Solarstromerzeugung werden erhebliche Leistungs-, aber nur beschränkte Erzeugungsbeiträge entstehen.
- Biomasse wird vor dem Hintergrund des begrenzten nachhaltigen Potenzials mit Blick auf Leistung und Arbeit auch zukünftig nur eine begrenzte Rolle spielen können.

- Die notwendige Flexibilität des Systems, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie ein wesentlicher Teil der Systemdienstleistungen wird in den nächsten zwei bis drei Dekaden aus dem Bestand der fossilen Kraftwerke und einer begrenzten Zahl von Neuanlagen gewährleistet werden müssen.

„Selektive Kapazitätsmechanismen fördern die Erneuerung des Kraftwerksparks, sind flexibler und verursachen weniger Kosten als umfassende Kapazitätsmärkte.“

Der bisherige Strommarkt mit seiner im Wesentlichen vertikal orientierten Struktur von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken wird sich damit deutlich in Richtung horizontal geprägter Strukturen entwickeln: sonnenreiche/-arme Tageszeiten, windreiche/-arme Perioden sowie mehr oder weniger stark fossil geprägte (Rest-) Perioden.

Damit wird sich eine Situation verschärfen, die in vielen liberalisierten Strommärkten für konventionelle Kraftwerke erwartet und vielfach schon beobachtet werden kann. Im bisherigen Design müssen Neuinvestitionen aus Deckungsbeiträgen erwirtschaftet werden, die aus Marktpreisen entstehen, die wiederum auf Grundlage tendenziell sinkender kurzfristiger Grenzkosten gebildet werden. Wenn diese Marktpreise Investitionen nicht ermöglichen und im Markt gleichzeitig Probleme bei der Versorgungssicherheit antizipiert werden, müssten Preisaufschläge aus Knappheitsprämien entstehen, die dann wiederum für das notwendige Investitionsvolumen hinreichende Deckungsbeiträge entstehen ließen. Dieses abstrakt schlüssige Modell steht aber aus verschiedenen Blickwinkeln in der Diskussion: Zum einen ist es durchaus fraglich, welches Vertrauen Investoren in solche Knappheitsprämien setzen können, wenn die lange Lebensdauer von kapitalintensiven Kraftwerksinvestitionen und die langen Vorlaufzeiten für entsprechende Investitionen mit in Betracht gezogen werden. Zum anderen ist offen, ob und in welchem Umfang die Umverteilungseffekte von erheblichen Knappheitsprämien politisch hingenommen werden; in jedem Falle ist das Vertrauen von Investoren in das Ausbleiben entsprechender Markteingriffe im Regelfall gering.

In den Diskussionen zur Lösung dieses sogenannten Missing-Money-Problems (im konventionellen Sinne wie auch mit Blick auf die mit dem Umbau in Richtung erneuerbarer Energien neu entstehende Dimension dieses Problems) geraten Instrumente ins Blickfeld, mit denen Einkommensströme für die Verfügbarmachung von Kraft-



vnr: Ingrid Nestle MdB, Franzjosef Schafhausen und Dr. Felix Christian Matthes auf dem Podium der bne-Fachtagung am 7. September 2011



werkskapazitäten erzeugt werden können. Solche Kapazitätsmechanismen wurden und werden in der theoretischen Literatur, aber auch im Kontext von konkreten Vorhaben zur Marktreform (z.B. derzeit in Großbritannien) umfangreich diskutiert.

Gleichzeitig gilt aber auch, dass mit solchen Mechanismen in der energiewirtschaftlichen Praxis bereits umfangreiche praktische Erfahrungen gesammelt worden sind. So sind Kapazitätsmechanismen einerseits in Regionen zur Anwendung gekommen, deren Strommärkte durch einen hohen Anteil von Wasserkraft charakterisiert sind und so entsprechende Probleme für die Erwirtschaftung von auskömmlichen Deckungsbeiträgen sich bereits früh materialisiert haben (Schweden, Norwegen, Finnland, Neuseeland, Brasilien, Kolumbien, Südamerika). Weiterhin sind entsprechende Modelle auch für Märkte mit stark steigendem Strombedarf und vergleichsweise hohem Ausbaubedarf für Kraftwerkskapazitäten praktisch erprobt worden (Spanien, Nordosten der USA).

Weltweit wurden bzw. werden in deutlich über zehn Strommarkt-Regionen sehr verschiedene Kapazitätsmechanismen betrieben, aus denen wertvolle Anregungen für die Ausgestaltung solcher Mechanismen im Kontext der spezifisch europäischen Herausforderungen aufgenommen werden können.

- In einer Reihe von Märkten wird die Bereitstellung von (neuen) Kapazitäten durch administrativ festgelegte Preise honoriert, entsprechende Modelle sind in **Spanien, Irland und Chile** umgesetzt worden. Die konkreten Umsetzungsmodelle differieren sehr stark, haben sich jedoch nur teilweise als effektiv und effizient bewährt.
- Selektive Ausschreibungsmechanismen zielen überwiegend auf die Errichtung von Neuanlagen (bzw. die Verhinderung der Stilllegung von Altanlagen) und sind vor allem an der Sicherung ausreichender Reservekapazitäten ausgerichtet (**Schweden, Finnland, Norwegen, Neuseeland, Frankreich**). Auch hier unterscheiden sich die Modelle sehr stark, auch mit Blick auf den Einsatz der entsprechend flankierten Kraftwerkskapazitäten im Energiemarkt (volle Integration in den Markt oder exklusiver Einsatz als Reservekapazität, wenn im Markt keine ausrei-

chenden Kraftwerkskapazitäten anbieten).

- In unterschiedlicher Ausformung erfassen umfassende Kapazitätsmärkte alle im Markt befindlichen alten und neuen Kraftwerkskapazitäten (**PJM in Neuengland, New York ISO, Kolumbien, Brasilien, SWIS in Südwest-Australien**). Die Nachfrage wird i.d.R. über die Verpflichtung der Endlieferanten zum Nachweis bzw. zur Kontrahierung von Kapazitäten geschaffen, oft sind diese Kapazitätsmärkte mit Netz-Bepreisungsmodellen (Nodal Pricing etc.) kombiniert, mit denen für Kraftwerksstandorte an Netzengpässen höhere Kosten entstehen als für Kraftwerke an Standorten ohne solche Netzrestriktionen.

Refinanziert werden nahezu alle Modelle letztlich über die Netznutzungsentgelte, eine zentrale Rolle kommt stets den entsprechenden Übertragungsnetzbetreibern, aber auch den entsprechenden Regulierungsinstitutionen zu.

Im Vergleich der verschiedenen Kapazitätsmechanismen zeigt sich, dass eine umfassende Bewertung der jeweiligen Modelle erheblich von den konkreten Rahmenbedingungen des jeweiligen Stromversorgungssystems bzw. -marktes (vorfindliche Kraftwerksstruktur, ggf. Förderregime für erneuerbare Energien, Preisrelationen etc.) abhängt und letztlich anhand konkreter Parameter diskutiert werden muss. Gleichwohl lassen sich einige generelle Einordnungen vornehmen, die für die Vorauswahl der Modelle durchaus eine Rolle spielen können:

1. Alle Modelle erzeugen – definitionsgemäß – Einkommensströme für die Bereitstellung von (ausreichenden) Kraftwerkskapazitäten, wobei die Erfahrungen mit administrierten Kapazitätszahlungen eher problematisch sind.
2. Umfassende Kapazitätsmärkte verbessern die Situation von Bestandskraftwerken, verlängern also tendenziell deren ökonomische Lebensdauer und sichern die bestehenden Backup-Kapazitäten.

Selektive Kapazitätsmechanismen befördern dagegen die Erneuerung des jeweils adressierten Kraftwerksparks. Sie bewirken jedoch tendenziell auch, dass Neuinvestitionen ohne Erträge aus dem Kapazitätsmechanismus kaum noch erfolgen (der sog. „Slippery slope“-Effekt).

3. Selektive Kapazitätsmechanismen lassen sich besser auf spezifische Bedarfe zuschneiden (regionale Kriterien, Flexibilitätsanforderungen), die bei umfassenden Kapazitätsmarktmodellen eher über komplementäre Marktdesign-Regelungen (Preiszonen, Nodal Pricing, etc.) adressiert werden müssen.
4. Auf die Honorierung aller Kraftwerkskapazitäten abzielende Modelle (umfassende Kapazitätsmärkte) führen zu deutlich größeren Umverteilungsniveaus, also zu tendenziell höheren Kosten für die Verbraucher.

In der Diskussion von Kapazitätsmechanismen für den deutschen bzw. kontinentaleuropäischen Strommarkt muss also einerseits Neuland betreten werden – stellen sich hier doch mit der anstehenden Transformation des Systems in Richtung großer Anteile erneuerbarer Energien ganz besondere Herausforderungen, für die nur wenige praktische Erfahrungen vorliegen. Andererseits bieten die bisher umgesetzten Kapazitätsmechanismen einen umfassenden Erfahrungsschatz, den es zu nutzen gilt. Daher sollten ernsthafte Diskussionen um die Übertragbarkeit der internationalen Erfahrungen schnell begonnen und gründlich angegangen werden, um die Fragen von Notwendigkeit, Eignung und Ausgestaltung schnellstmöglich aufzuarbeiten, ggf. konkrete Modelle zu spezifizieren und klare Signale in den Markt zu geben. Nur so und nicht über eine Verzögerung des notwendigen Diskussionsprozesses zwischen anwendungsorientierter Wissenschaft, Marktteilnehmern, Regulierern und politischen Entscheidungsträgern kann Investitionsstimmung vermieden und eine Entwicklungsperspektive im europäischen Rahmen geschaffen werden.



**Dr. Felix Christian Matthes**, Forschungskordinator für Energie- und Klimapolitik am Öko-Institut e.V., ist diplomierte Ingenieur und promovierter Politologe. Die Schwerpunkte seiner Arbeit liegen in den Bereichen Energie- und Emissionsprojektionen, Bewertung von energie- und klimapolitischen Instrumenten, Energiemarktmodellierung, Kernenergie, Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, Emissionshandel für Treibhausgase, CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Ablagerung (CCS), Infrastrukturentwicklung und Versorgungssicherheit.



## bne-Pressekonferenz und Fachtagung zum BET-Gutachten Kapazitäten voll ausgeschöpft

Spätestens ab 2022 werden um die zehn Gigawatt elektrische Leistung in Deutschland fehlen. Um die Versorgungssicherheit dennoch zu gewährleisten, ist der Bau neuer Gaskraftwerke aus heutiger Sicht der politisch sinnvollste und volkswirtschaftlich günstigste Weg. Diese wesentlichen Ergebnisse der BET-Studie "Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung", präsentierten die Neuen Anbieter am 7. September in den Räumen der Berliner Bundespressekonferenz. Die Medienresonanz war enorm: Über 50 Journalisten besuchten die Pressekonferenz. In mehr als 90 Print- und Online-Artikeln wurde über die Studie berichtet. Deutschlandradio brachte noch während der Pressekonferenz eine Sendung zu Kapazitätsmärkten, in der bne-Geschäftsführer Robert Busch und der

Hauptautor der Studie, Dominic Nailis (BET GmbH) zu Wort kamen.

Auf der anschließenden ausgebuchten Fachtagung diskutierten Robert Busch und BET-Geschäftsführer Dr. Michael Ritzau mit dem Vizepräsidenten der Bundesnetzagentur, Johannes Kindler, mit Detlef Dauke (Bundeswirtschaftsministerium) und mit Franzjosef Schafhausen aus dem Bundesumweltministerium. Ebenfalls auf dem Podium vertreten waren Dr. Felix Christian Matthes vom Öko-Institut, Ingrid Nestle MdB (Bundestagsfraktion Bündnis 90/die Grünen), Thomas Barieß MdB (CDU/CSU-Bundestagsfraktion) sowie die bne-Vorstandsmitglieder Dr. Jörg Spicker (Alpiq Energie Deutschland AG) und Gero Lücking von der LichtBlick AG. Übereinstimmend positiv äußerten sich die Experten über den Ansatz der Studie, dem

Prinzip der liberalisierten Energiemärkte treu zu bleiben: „Der Ausbau der Kapazitätsmärkte muss kostenoptimal geplant werden – marktwirtschaftliche Elemente müssen unbedingt genutzt werden“, betonte Johannes Kindler. Dass die Schaffung eines neuen Marktdesigns auch für die Integration der Erneuerbaren enorm wichtig ist, erläuterte Felix Christian Matthes: „Wir brauchen ein Marktdesign, in das die Erneuerbaren integriert werden können – in Energy-Only-Märkten ist das nicht möglich!“ Er benannte auch einen wesentlichen Vorteil des BET/bne-Ansatzes: „Plumpe Kraftwerkförderprogramme entfachen kurze Strohfeuer, die vielleicht fünf Jahre brennen.“ Nachhaltige Lösungen werden seiner Meinung nach allein durch intelligente Instrumente wie etwa selektiven Kapazitätsmechanismen geschaffen.

**KR**



## bne-Fachtagung auf den Berliner Energietagen 2011 Intransparenz auf Verteilnetzebene

Verteilnetze agieren in verschiedenen Bereichen und auf unterschiedlichste Art ineffizient. Das war das Fazit der Veranstaltung „Effizienz auf allen Ebenen: Neue Geschäftsmodelle brauchen optimierte Netze“, die der bne gemeinsam mit dem Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) am 19. Mai auf den Berliner Energietagen veranstaltete.

Für Dr. Andrea Schweinsberg vom Wissenschaftlichen Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) war klar,

dass die kleinteilige stark fragmentierte Netzstruktur nicht nur zu Ineffizienzen neigt, sondern auch eine klare Markteintrittsbarriere darstellt.

Gero Lücking, Vorstand der LichtBlick AG, erläuterte den über 100 Teilnehmern der Fachtagung die Wirkungsweise der Zuhausekraftwerke und zählte die Rahmenbedingungen auf, die dieses Geschäftsmodell braucht: Zum einen Wettbewerb auf dem Erzeugermarkt, zum anderen eine wirksame Marktheranführung der Erneuerbaren

und schließlich transparente und neutrale Netze. „Bisher können Netzbetreiber unsere Netzanschlussbegehren ohne Begründung ablehnen“, beschrieb Lücking die Erfahrung seines Unternehmens. „Wir wissen dann nicht ob es tatsächlich netztechnische Probleme gibt, oder ob es sich um schlichte Schikane der Netzbetreiber handelt“, sagte er. Hier müsse endlich Transparenz ins Netz – ein Geschäftsgeheimnis habe im Monopolbereich keine Existenzberechtigung.

**KR**



## Köpfe der Energiepolitik

# Folge 12:

# Fragen an Garrelt Duin, MdB

**Schwarz-Gelb hat vorgelegt und die Energiewende beschlossen. Doch wie soll es nun konkret weitergehen? Den bne-Fragen nach der Zukunft des Energiemarktes hat sich Garrelt Duin, wirtschaftspolitischer Sprecher der SPD-Fraktion im Deutschen Bundestag, gestellt.**

**Nach dem Ausstieg aus der Atomenergie befürchtet die Bundesnetzagentur bereits für den kommenden Herbst Versorgungsengpässe. Wie kann dieser Gefahr Ihrer Meinung nach entgegen gewirkt werden?**

Manchmal frage ich mich schon, in welchen Zeithorizonten die deutschen Energieversorger denken. Dass der Atomausstieg kommt, ist seit Jahren klar, und der plötzliche Kursschwenk der Kanzlerin hat am generellen Zeitplan wenig geändert – die Abschaltung erfolgt ungefähr zum gleichen Zeitpunkt wie seinerzeit von der SPDgeführten Bundesregierung beschlossen.

Die sofortige Abschaltung der alten Meiler nach der Katastrophe von Fukushima hat den Druck auf die Konzerne zwar erhöht, dennoch glaube ich nicht, dass es zu Engpässen kommen wird. So zeigt sich dem Chef Kohler überzeugt, „dass wir mit dem bestehenden Kraftwerkspark auch ohne die acht abgeschalteten Kernkraftwerke im Winter eine sichere Stromversorgung durchführen können.“ Klar ist aber auch: Wir dürfen keine Situation entstehen lassen, in der Engpässe möglich werden könnten.

**Die Erzeugerbranche ist sich einig: Der Neubau hocheffizienter Gaskraftwerke rechnet sich nicht mehr. Dennoch muss ausreichend Kapazität vorgehalten werden – um die Stromversorgung dann sicherstellen zu können, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Eine aktuelle Untersuchung<sup>1</sup> im Auftrag des bne**

**hat erste Eckpunkte eines Lösungsweges zusammengetragen. Wie bewerten Sie diese Studie?**

In der Tat müssen wir für den Fall, dass Wind und Sonne uns witterungsbedingt keinen Strom liefern, flexible Reservekapazitäten schaffen. Das Kriterium der Flexibilität macht schon deutlich, dass es sich dabei nicht – wie von der Bundesregierung unter dem Begriff der „Kaltreserve“ vorgeschlagen – um ein schwerfälliges Atomkraftwerk handeln kann, das Tage braucht, um hoch- und wieder heruntergefahren zu werden. Nein, hier kommen andere Technologien, insbesondere Gaskraftwerke, in Betracht. Klar ist, dass Kraftwerke, die nur als Reserve im Netz für ausbleibenden Wind- oder Sonnenstrom fungieren, ganz anderen Rentabilitätsabwägungen unterliegen als ständig unter Volllast laufende Kraftwerke.

Wie dennoch Anreize für Investitionen in diesem immer wichtiger werdenden Bereich geschaffen werden können, ist eine der weiteren anzugehenden Aufgaben der kommenden Monate. Dass der bne erste Überlegungen darüber anstellt, wie ein Markt für Kraftwerkskapazitäten aussehen könnte und welche Voraussetzungen für einen funktionierenden Kapazitätsmarkt gegeben sein müssen, ist in jedem Fall ein hilfreicher und konstruktiver Beitrag und wird in den kommenden Monaten in die Diskussion eingehen.

**Wettbewerb auf den Energiemärkten braucht unbedingt neutrale Netze – d.h. solche, die strikt von der Erzeugungs- und Lieferantensparte getrennt sind. Über 90 Prozent der Verteilnetze genügen diesen Voraussetzungen**

**nicht. Im Gegenteil: immer mehr Kommunen wollen nicht nur Erzeuger und Lieferant sein, sondern auch das Netz betreiben. Nach Ansicht des bne hat das ausschließlich negative Folgen für den Wettbewerb. Können Sie Vorteile der Rekommunalisierung nennen?**

Wir Sozialdemokraten sehen die Energieversorgung als elementaren Bestandteil der öffentlichen Daseinsvorsorge. Alle Bürgerinnen und Bürger sind auf bezahlbaren Strom angewiesen, der nachhaltig erzeugt wird. Ein großes Maß an Bürgernähe bei der Stromversorgung ist wünschenswert. Die zahlreichen Rekommunalisierungsbestrebungen entsprechen diesem Ziel.

Auf der anderen Seite muss unser Stromnetz leistungsfähig bleiben, sowohl was den Ausbau der Kapazitäten als auch das Management der Netze und die Gewährleistung von Wettbewerb unter den Stromanbietern angeht. Insbesondere kleine Kommunen stoßen hier oft an Grenzen, weil ihnen sowohl die Expertise als auch die notwendige personelle Ausstattung fehlen. Deswegen ist eine Rekommunalisierung um jeden Preis nicht sinnvoll. Dieses betone ich auch immer wieder in meinem Wahlkreis, wo ebenfalls zahlreiche Kommunen die Übernahme von Stromnetzen anstreben. Deswegen muss jede Kommune sehr genau für sich prüfen, ob sie die Aufgaben schultern kann, und ob der Eigenbetrieb des Stromnetzes auch im übergeordneten Interesse sinnvoll ist.

**Fragen: KR**

<sup>1</sup> Studie der BET Aachen im Auftrag des bne „Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung“, vom 11. August 2011.



**Garrelt Duin** ist seit November 2009 wirtschaftspolitischer Sprecher der SPD-Bundestagsfraktion, im Oktober 2005 wurde der Rechtsanwalt in den Bundestag gewählt. Von Oktober 2000 bis Oktober 2005 war Garrelt Duin Mitglied des Europäischen Parlaments. Seit November 2001 ist er Mitglied des SPD-Bundesvorstandes.



Bundesverband  
Neuer Energieanbieter e.V.

Hackescher Markt 4  
10178 Berlin

Tel: +49 (0)30 400 548 0  
Fax: +49 (0)30 400 548 10

[mail@bne-online.de](mailto:mail@bne-online.de)  
[www.bne-online.de](http://www.bne-online.de)

**Für Wettbewerb auf den Energiemärkten.**\_\_\_\_\_