

---

# Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der *Energy-only*-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

---

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten  
für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

---

**IMPULSE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

in Kooperation mit

**ENERGIE & MANAGEMENT**  
ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

---

# Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der *Energy-only*-Markt 2.0 auf Kapa- zitätsmechanismen verzichten?

---

## IMPRESSUM

---

### IMPULSE

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der  
*Energy-only*-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die  
Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014 im Hotel  
Maritim ProArte in Kooperation mit Energie & Management

### ERSTELLT VON

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin  
T +49. (0) 30. 284 49 01-00  
F +49. (0) 30. 284 49 01-29  
www.agora-energiewende.de  
info@agora-energiewende.de

Projektleitung: Dr. Thies Clausen  
thies.clausen@agora-energiewende.de

Redaktion: Mara Marthe Kleiner

### REFERENTEN:

- Dr. Christoph Riechmann, Frontier Economics
- Prof. Dr. Felix Höffler, EWI Köln
- Ben Schlemmermeier, LBD Beratungsgesellschaft mbH
- Andreas Flamm, Entelios AG
- Markus Peek, r2b
- Julius Ecke, enervis
- Dr. Felix Matthes, Öko-Institut

Korrektorat: infotext GbR  
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen  
Druck: kdps, Berlin  
Titelbild: © Jörg Hackemann - Fotolia.com

**051/05-I-2014/DE**

---

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

sinkende Großhandelspreise und der wachsende Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromversorgung wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit von fossilen Kraftwerken aus. Die sukzessive Ankündigung von Kraftwerksstilllegungen und die mangelnde Investitionsbereitschaft in neue Anlagen führten in den vergangenen Jahren zu intensiven Diskussionen darüber, wie – gerade auch mit Blick auf den Kernenergieausstieg im Jahr 2022 – jederzeit ausreichende Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Die neue Bundesregierung hat sich einen strukturierten Prozess vorgenommen, an dessen Ende die Verabschiedung eines Marktdesign-Gesetzes stehen soll. Den Auftakt bildete die Veröffentlichung mehrerer Studien für das Bundeswirtschaftsministerium zum zukünftigen Strommarktdesign im Juli 2014. Die übergreifende These der Studien ist, dass Kapazitätsmechanismen überflüssig sind, wenn der existierende *Energy-only*-Markt gezielt weiterentwickelt und die Nachfrage deutlich flexibilisiert wird – Stromnachfrager werden dann bei hohen bis sehr hohen Börsenpreisen ihre Stromnachfrage reduzieren, um so Angebot und Nachfrage wieder in Einklang zu bringen. Demgegenüber haben etliche Gutachten 2012 und 2013 die Notwendigkeit eines die Versorgungssicherheit gewährleistenden Kapazitätsinstruments betont und hierfür auch Vorschläge vorgelegt.

Agora Energiewende und *Energie & Management* bieten dieser Debatte wie schon in der Vergangenheit eine öffentliche Plattform. Der vorliegende Reader dokumentiert unsere Konferenz *Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?* vom 17. September 2014. Wir haben die

Gutachter des Bundeswirtschaftsministeriums gebeten, ihre zentralen Ergebnisse darzustellen – und zudem die Verfasser der zentralen Kapazitätsmarktorschläge eingeladen, diese Ergebnisse kritisch zu kommentieren. Dabei widmet sich der erste Teil dieses Readers der Frage, ob ein Kapazitätsmechanismus notwendig ist, während der zweite Teil die verschiedenen Sichtweisen auf die unterschiedlichen Kapazitätsmarktorschläge dokumentiert.

Wir sind der Überzeugung, dass die intensive Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland in ihrem vierten Jahr in eine neue Phase eintreten sollte. Die bisherige Diskussion war äußerst fruchtbar – sie ist unter Beteiligung aller Stakeholder und auf hohem Niveau geführt worden. Doch es ist auch deutlich geworden, dass kein Vorschlag für sich in Anspruch nehmen kann, in jeder Hinsicht gelungen zu sein, und auch, dass keiner der Vorschläge katastrophal versagen würde.

Auf dem Weg hin zu politischen Entscheidungen ist es deshalb an der Zeit, Vorfestlegungen zu reflektieren und nüchterner und konkreter als bisher Stärken und Schwächen, Chancen und Risiken der unterschiedlichen Vorschläge und der ihnen jeweils zugrunde liegenden Annahmen zu analysieren. Wir hoffen, mit der Veranstaltung und dem vorliegenden Reader einen Schritt in diese Richtung zu gehen.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr

Patrick Graichen, Direktor Agora Energiewende

Timm Krägenow, Chefredakteur *Energie & Management*



---

# Inhalt

---

---

## Teil 1: Die Ob-Frage: Schafft ein flexibilisierter Energy-only-Markt Versorgungssicherheit?

---

### Versorgungssicherheit in einem *Energy-only*-Markt 5

*Dr. Christoph Riechmann, Matthias Janssen, Thomas Niedrig, Patrick Peichert, Jens Perner*

---

### Können wir auf einen Kapazitätsmechanismus wirklich verzichten? 13

*Prof. Dr. Felix Höfler*

---

### Die Investoren-Perspektive 17

*Ben Schlemmermeier*

---

### Die Stromnachfrager-Perspektive 27

*Andreas Flamm*

---

## Teil 2: Die Wie-Frage: Vergleich verschiedener Kapazitätsmechanismen

---

### Ergebnisse der Vergleichsstudie im Auftrag des BMWi 31

*Markus Peek*

---

### Ein Kommentar der Bewertung des dezentralen Leistungsmarktes im BMWi-Impact-Assessment 41

*Julius Ecke*

---

### Zur Bewertung des fokussierten Kapazitätsmarkts 47

*Dr. Felix Matthes*

---

### Zum Vorschlag eines umfassenden Kapazitätsmarktes 57

*Prof. Dr. Felix Höfler*

---



# Versorgungssicherheit in einem *Energy-only*-Markt

Dr. Christoph Riechmann, Matthias Janssen, Thomas Niedrig, Patrick Peichert,  
Jens Perner\*

In Deutschland wie in weiten Teilen Europas wird derzeit eine intensive Diskussion um die Einführung sogenannter Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Stromsektor geführt. Vor diesem Hintergrund haben Frontier Economics und Formaet Services die Leistungsfähigkeit des heutigen Marktdesigns, basierend auf dem sogenannten *Energy-only*-Markt (EOM) im Hinblick auf die zukünftige Sicherstellung der Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt qualitativ und quantitativ untersucht. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass der EOM bei geeigneter Ausgestaltung auch in Zukunft eine den Verbraucherpräferenzen entsprechende, sichere Stromversorgung zu geringstmöglichen Kosten gewährleisten kann.

## Hintergrund

Das Strommarktdesign in Deutschland und den meisten seiner Nachbarländer basiert bisher überwiegend auf dem Prinzip des EOM. Dabei finanzieren sich Stromerzeugungsinvestitionen primär durch energieabhängige Entgelte (in Euro pro Megawattstunde), die eine implizite Vergütung von Leistungsbereitstellung enthalten. Im Gegensatz dazu werden im Rahmen von Kapazitätsmechanismen, welche derzeit in einigen Ländern Europas implementiert werden, durch politische Intervention ergänzende Leistungszahlungen induziert (zum Beispiel in Euro pro Megawatt pro Jahr). Dadurch soll die Vor- und Bereithaltung von Kapazität beanreizt und somit Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Entsprechend stellt sich auch in Deutschland die Frage, ob das heutige auf dem EOM-Prinzip basierende Strommarktdesign als ausreichend verlässlich eingeschätzt werden

kann, um mittel- und langfristig – das heißt auch in einem zunehmend von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien geprägten Marktumfeld – Versorgungssicherheit im Strommarkt sicherzustellen.

Zur Beantwortung dieser Frage haben Frontier Economics und Formaet Services im Rahmen einer Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) umfangreiche qualitative und quantitative Analysen (Marktsimulationen) vorgenommen. Dabei wird auf die Frage fokussiert, inwieweit beziehungsweise unter welchen Voraussetzungen das Marktdesign in der Lage ist, in ausreichendem Maße Kapazitäten von Stromerzeugungsanlagen, Speichern oder Nachfrageflexibilität bereitzustellen, welche eine weitgehend einschränkungsfreie Stromversorgung gewährleisten. Mögliche Versorgungseinschränkungen durch Störungen oder Engpässe auf der Transport- oder Verteilnetzebene werden hierbei nicht betrachtet.

## Aktuell mangelnde Kraftwerksrentabilität als Ausdruck von Überkapazitäten

Die Diskussion um die Funktionsfähigkeit des EOM und mögliche Kapazitätsmechanismen hat in den vergangenen Jahren vor allem deshalb Dynamik entfaltet, weil viele konventionelle Kraftwerke ihre Vollkosten derzeit im Markt nicht oder kaum decken können und sich Neuinvestitionen kaum rentieren. Folge der unbestrittenen wirtschaftlichen Schwierigkeiten für eine Vielzahl von Kraftwerksbetreibern sind signifikante Anmeldungen zur Kraftwerkstilllegung.

Aus der mangelnden Kraftwerksrentabilität kann allerdings nicht geschlossen werden, dass der heutige Strommarkt nicht funktionieren würde. Vielmehr ist die heutige Situation in Deutschland zurückzuführen auf derzeitige Überkapazitäten im deutschen Strommarkt, vor allem bedingt

\* Frontier Economics

durch die Wirtschaftskrise in Europa und einen erheblichen, in diesem Maße von vielen Akteuren nicht vorhergesehenen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Eine Phase der Marktkonsolidierung mit (vorübergehenden und endgültigen) Kraftwerksstilllegungen sowie Investitionszurückhaltung sind deshalb zu erwarten und ökonomisch sinnvoll. Dies wird auch durch die Ergebnisse der im Rahmen der Untersuchung durchgeführten Marktsimulationen unterstützt: Wir beobachten kurzfristig (Modellperiode 2015 bis 2019) weitere vorübergehende und endgültige Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten in Deutschland. Mittel- und langfristig (ab 2020) werden jedoch modellendogen neue Investitionen in Kraftwerkskapazitäten getätigt und vorübergehend stillgelegte Kraftwerke wieder in Betrieb genommen.

## Bereits der heutige *Energy-only*-Markt enthält Leistungselemente

Weiterhin kann die heutige Marktsituation nicht als Indiz dafür herangezogen werden, dass die Bereitstellung von Kraftwerksleistung und sonstigen Kapazitäten (wie Nachfrageflexibilität) im EOM grundsätzlich nicht entgolten würde. Vielmehr hat die Vorhaltung von Leistung auch in einem EOM aus folgenden Gründen einen essenziellen Wert:

- **unbedingte Lieferverpflichtung:** Strombezugsverträge beinhalten die sogenannte „unbedingte Lieferverpflichtung“. Dies bedeutet, dass der Stromproduzent beziehungsweise -anbieter zum kontrahierten Zeitpunkt die zur Produktion der kontrahierten Energiemenge erforderliche Leistung bereithalten muss. Somit ergeben sich für den Anbieter Anreize zur Leistungssicherung.
- **Sanktionsmechanismus Ausgleichsenergie:** In der derzeitigen Ausgestaltung des *Energy-only*-Marktes geht von dem Ausgleichsenergie-Preissystem eine sanktionierende Wirkung aus: Wer trotz Lieferverpflichtung nicht liefert oder wer mehr Strom bezieht, als er gekauft hat, muss Ausgleichsenergiepreise bezahlen. Daher ist das Ausgleichsenergiesystem ein wesentlicher Eckpfeiler für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit im EOM.

Durch diese Mechanismen ergibt sich eine Zahlungsbe-  
reitschaft für Leistung im EOM. Diese artikuliert sich unter

anderem durch hohe Spotmarktpreise in Zeiten von Knappheit. So können Erzeuger neben ihren variablen Kosten zusätzlich sogenannte Knappheitsrenten erzielen, welche der Refinanzierung der Investitionen dienen. Zudem handeln die Marktakteure untereinander bereits heute Reserveleistung zur Absicherung zum Beispiel eigener Stromerzeugung, bei der ein Leistungspreis gezahlt wird. Bei zunehmend volatileren Strompreisen und knapperen Kapazitätsreserven, als sie heute zu beobachten sind, ist damit zu rechnen, dass weitere, bereits heute gängige Produkte wie zum Beispiel Liefer- und Bezugsoptionen, bei denen das Leistungselement in der Optionsprämie deutlich zum Ausdruck kommt, in deutlich größerem Umfang gehandelt werden. Schließlich zahlen die Netzbetreiber Leistungspreise im Rahmen der Beschaffung von Regelleistung. Insofern ist der EOM bereits heute kein Markt mit ausschließlich energie-basierten Produkten und Preisen.

## Auch reale EOM können Versorgungssicherheit gewährleisten

Demnach kann ein wettbewerblicher EOM grundsätzlich die Deckung von Vollkosten (das heißt inklusive Investitionskosten und fixen Betriebskosten) aller benötigten Anlagen ermöglichen. Damit werden im EOM-Rahmen die Anreize zur Errichtung und Vorhaltung der volkswirtschaftlich optimalen Gesamtleistung und dem kostengünstigsten Erzeugungsmix generiert.

Die zentrale Frage ist, ob diese impliziten Leistungszahlungen ausreichen, um nachhaltig Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

In realen *Energy-only*-Strommärkten könnten Konstellationen auftreten, in welchen die vorangehend skizzierten Mechanismen eines EOM nicht vollständig wirken können. Wir kommen allerdings zu dem Ergebnis, dass diese Herausforderungen, wie im Folgenden erläutert, durch Maßnahmen und Reformen innerhalb des EOM handhabbar werden oder im deutschen Kontext von geringerer Relevanz in der Praxis sind (Abbildung 1).

Mögliche Gründe für Marktunvollkommenheiten im EOM

Abbildung 1



In der fachlichen Debatte werden verschiedene mögliche Gründe für Marktunvollkommenheiten oder auch regulatorische Eingriffe in den Strommarkt als Herausforderungen genannt:

- **externe Effekte** bei der Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“, insbesondere wegen des Charakters eines öffentlichen Gutes;
- ineffiziente Allokation von **Marktrisiken beziehungsweise prohibitive Risiken** bei kapitalintensiven Investitionen;
- Herausforderung von **Marktmachtpotenzial** insbesondere in Knappheitssituationen;
- mangelnde Vollkostendeckung durch regulatorische Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus (**Missing Money**);
- **internationale Spill-over-Effekte** bei Einführung von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden europäischen Ausland.

Im Folgenden erläutern wir unsere Einschätzung zur Relevanz dieser Punkte vor dem Hintergrund des Marktrahmens in Deutschland beziehungsweise Europa.

### Mögliche externe Effekte praktisch wenig relevant und minimierbar

Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die Nachfrage im Strommarkt zu (nahezu) jeder Zeit physisch auf ein ausreichendes Angebot trifft, das heißt, dass Angebots- und Nachfragefunktion (nahezu) zu jedem Zeitpunkt einen Schnittpunkt aufweisen. Die Stromwirtschaft ist allerdings derzeit durch folgende Besonderheiten gekennzeichnet:

- **(Kurzfristig) relativ geringe Preiselastizität der Nachfrage:** Viele Stromverbraucher (vor allem Haushaltskunden) verfügen bisher nicht über die notwendige technische Ausstattung, um im Fall von hohen Preisen ihren Verbrauch (manuell oder automatisiert) und damit zugleich ihre Strombezugskosten zu reduzieren. Daher könnte es in Knappheitssituationen grundsätzlich dazu

kommen, dass aufgrund einer zu geringen Preiselastizität der Nachfrage keine Markträumung möglich ist.

- **externe Effekte durch Nicht-Ausschließbarkeit und Leistungsgebundenheit:** Eine Reihe von Verbrauchern (vor allem Haushalte, Gewerbe, kleine Industriekunden) verfügen über keine Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung, um zu verhindern, dass sie mehr Strom beziehen als vertraglich vereinbart (keine individuelle Abschaltbarkeit). Wird Versorgungssicherheit durch einzelne Marktakteure zur Verfügung gestellt, können andere Marktakteure deshalb hiervon nicht oder nur eingeschränkt ausgeschlossen werden. Die Marktakteure sind zudem über das Stromnetz verbunden: Für den Fall, dass es in Knappheitssituationen aufgrund unzureichender Preiselastizität der Nachfrage und unzureichender Ausschließbarkeit zu einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze kommen würde, kann sich ein einzelner Verbraucher nicht durch die Zahlung eines hohen Preises (*ex ante*) absichern. Im Fall einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verteilnetze können zudem Erzeuger, die davon betroffen sind, nicht von dem eigentlich hohen Wert des Stroms profitieren, da dann eine Lieferung nicht möglich ist.
- **Probleme bei der Bestimmung eines adäquaten Preises bei Teilabschaltungen:** In einer Situation mit Teilabschaltungen lässt sich entweder gar kein Marktpreis feststellen oder es wird gegebenenfalls ein Algorithmus notwendig, der zu Berechnung eines Preises führt. Dieser spiegelt jedoch unter Umständen nicht den (Grenz-)Wert des Stroms in dieser Extremsituation wider. Der tatsächliche Wert des Stroms entspräche gegebenenfalls den Grenzkosten des Lastabwurfs, also den Kosten für Lastabwurf, die bei dem an stärksten geschädigten Kunden auftreten. Ist dieser Wert nicht in der Abrechnung hinterlegt (zum Beispiel in Form des Ausgleichsenergiepreises) reduziert dies aus Sicht von Investoren die Rentabilität bei Entscheidungen zu Kraftwerksinvestitionen und zum Weiterbetrieb.

Externe Effekte sind somit im Strommarkt theoretisch nicht auszuschließen. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Marktakteure in der stromwirtschaftlichen Praxis bei Ihren Absicherungs- und Investitionsentscheidungen von mög-

lichen externen Effekten im Falle von Versorgungsunterbrechungen weitgehend abstrahieren. So würden mögliche Defizite am Strommarkt grundsätzlich (nur) zu Teillastabschaltungen einzelner Verbraucher bei Aufrechterhalten eines sicheren Betriebs des europäischen Verbundnetzes führen. Alle anderen Marktakteure sind von externen Effekten nicht betroffen. Gleichzeitig ist den Marktakteuren vorab unbekannt, welche Kunden beziehungsweise Netzgebiete abgeschaltet würden. Dies mindert die Berechenbarkeit externer Effekte weiter. Die Marktakteure müssen also für den Regelfall damit rechnen, bei Bilanzungleichgewichten in ihrem Bilanzkreis erhebliche Ausgleichsenergiezahlungen leisten zu müssen, Erzeuger können für den Regelfall damit rechnen, dass für die Erzeugungsanlagen Knappheitspreise realisierbar sind, zumal Netzbereiche mit signifikanter Erzeugung von den Netzbetreibern mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht abgeschaltet würden.

Weiterhin lassen sich die Wirkungen externer Effekte beziehungsweise das Risiko des Auftretens von externen Effekten durch Anpassungen im Marktrahmen weiter reduzieren oder ganz vermeiden, wie zum Beispiel durch:

- **Aktivierung von Nachfrageflexibilität und heute noch marktfernen Flexibilitäten wie Netzersatzanlagen:** Externe Effekte treten bei ausreichender Nachfrageflexibilität nicht auf. Die (wirtschaftlich) erschließbaren Potenziale an Nachfrageflexibilität, insbesondere im Bereich der Lastabschaltungen im Industriesektor, und bisher nicht im Markt integrierter Erzeugung (zum Beispiel in Form von Netzersatzanlagen) halten wir für erheblich. Etwaige Hemmnisse und Barrieren für den Markteintritt solcher Flexibilitäten, zum Beispiel bei den Netzentgelten, sollten abgebaut werden.
- **Definition von Regeln für den Fall eines (partiellen) Lastabwurfs,** damit auch bei einer Versorgungsunterbrechung eine Abrechnung von Erzeugung und Verbrauch vorgenommen werden kann. So könnten für den (hypothetischen Fall) des partiellen Lastabwurfs fiktive Abrechnungspreise definiert werden, um betroffene Marktakteure für externe Effekte zu kompensieren beziehungsweise Bilanzungleichgewichte abzurechnen.

→ **Reform des Ausgleichsenergieregimes:** Das Ausgleichsenergiesystem wirkt als Sanktionsmechanismus im EOM und kann gestärkt werden. Zum Beispiel, indem Ausgleichsenergiepreise auf Basis von Grenzkosten des Reserveabrufs kalkuliert werden (und nicht auf Basis von Durchschnittskosten) und im Knappheitsfall (das heißt nahe am drohenden Ausfall) die Kosten von Versorgungsunterbrechungen (*Value of Lost Load*) reflektieren. Hierdurch würden für die Marktakteure (Bilanzkreise) adäquate Anreize zur Absicherung von möglichen Bilanzkreisungleichgewichten geschaffen (zum Beispiel durch den Kauf von Optionen) und Anbieter von Kapazität könnten zusätzliche Renditen erwirtschaften. Auch eine Verbesserung der Anreize für die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen wie zum Beispiel von Differenzbilanzkreisen, die von regulierten Marktakteuren geführt werden, ist zu prüfen.

## Risiken durch (politische) Unsicherheiten grundsätzlich im EOM zu managen

Risiken aus Unsicherheit über zukünftige marktliche und vor allem politische Entwicklungen spielen im Strommarkt, der auf langlebigen und kapitalintensiven Investitionen basiert, eine wichtige Rolle. Der Strommarkt ist jedoch grundsätzlich in der Lage, diese Risiken effektiv und effizient zu managen. So bestehen zahlreiche Instrumente und Produkte zur Absicherung von unsicheren zukünftigen Kosten und Erlösen. Beispielsweise lassen sich volatile Kurzfriststrompreise für Zeiträume von wenigen Jahren grundsätzlich durch entsprechende (zum Beispiel Options-)Produkte in sichere Strompreise überführen. Langfristige Risiken werden von Investoren getragen, die für diese Risikoübernahme mit entsprechend höheren Renditen kompensiert werden.

Sofern kein Marktversagen auf dem Kapitalmarkt vorliegt, ist es also möglich, dass Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung aller mit der Investition verbundenen Chancen und Risiken getroffen werden. Dies gilt grundsätzlich auch in einem zunehmend auf dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien basierendem Marktumfeld. Weiterhin ist davon auszugehen, dass die Bereitstellung von Flexibilität in einem zunehmend durch Erneuerbaren Energien geprägten Marktumfeld weniger kapitalintensiv ausfallen

wird. Zum Beispiel durch die verlängerte Nutzung von Bestandskraftwerken (inklusive Retrofit), den Bau von Gasturbinen oder die Aktivierung von Nachfrageflexibilitäten oder Netzersatzanlagen, alles Maßnahmen mit vergleichsweise geringen Kapitalkosten je Megawatt.

Eine Möglichkeit für die Politik, mit den oben genannten Risiken umzugehen, bestünde in einer verpflichtenden Sozialisierung der Risiken – zum Beispiel über einen (mit langfristiger Kapazitätskontrahierung verbundenen) Kapazitätsmechanismus. Dies kann zu einer Reduktion der Risikokosten des einzelnen Investors führen. Das Vorgehen birgt jedoch die Gefahr von Fehlinvestitionen, da Investitionsentscheidungen nicht mehr primär von den Akteuren (das heißt Investoren) getroffen werden, welche die Chancen und Risiken zukünftiger Gewinne tatsächlich tragen, sondern – zumindest indirekt – von staatlicher oder hoheitlicher Stelle. Dies könnte in der Tendenz beispielsweise dazu führen, dass Investitionen zu kapitalintensiv ausfallen. Zudem geht die Einführung von Kapazitätsmechanismen mit neuen (vor allem politischen) Risiken für Investoren einher, welche durch entsprechend höhere Renditen entgolten werden müssen. So könnten gegebenenfalls die Risikokosten für einzelne Investoren sinken, während zugleich die Kosten für die Gesellschaft steigen könnten (zum Beispiel bei Überinvestition).

Um negative Folgen politischer Unsicherheiten so weit wie möglich zu minimieren, sollte das langfristige Investitions-umfeld allerdings durch klare und stabile – möglichst im gesellschaftlichen Konsens formulierte – politische Leitlinien bestimmt sein. So sind zum Beispiel verlässliche langfristige Ziele für den weiteren Zubau Erneuerbarer Energien oder auch klare langfristige Ziele und Regeln für das europäische Handelssystem für CO<sub>2</sub>-Zertifikate für ein planbares Marktumfeld bedeutsam.

## Marktmachtmissbrauch kein inhärentes EOM-Problem, da Markt bestreitbar

Der Markt für Stromerster Absatz in Deutschland war beziehungsweise ist von einer gewissen Marktkonzentration gekennzeichnet. Die Marktkonzentration in der Stromer-

zeugung ist in den letzten Jahren allerdings aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, Desinvestitionsprogrammen der großen Erzeuger und neuen konventionellen Kraftwerken von Drittanbietern zurückgegangen.

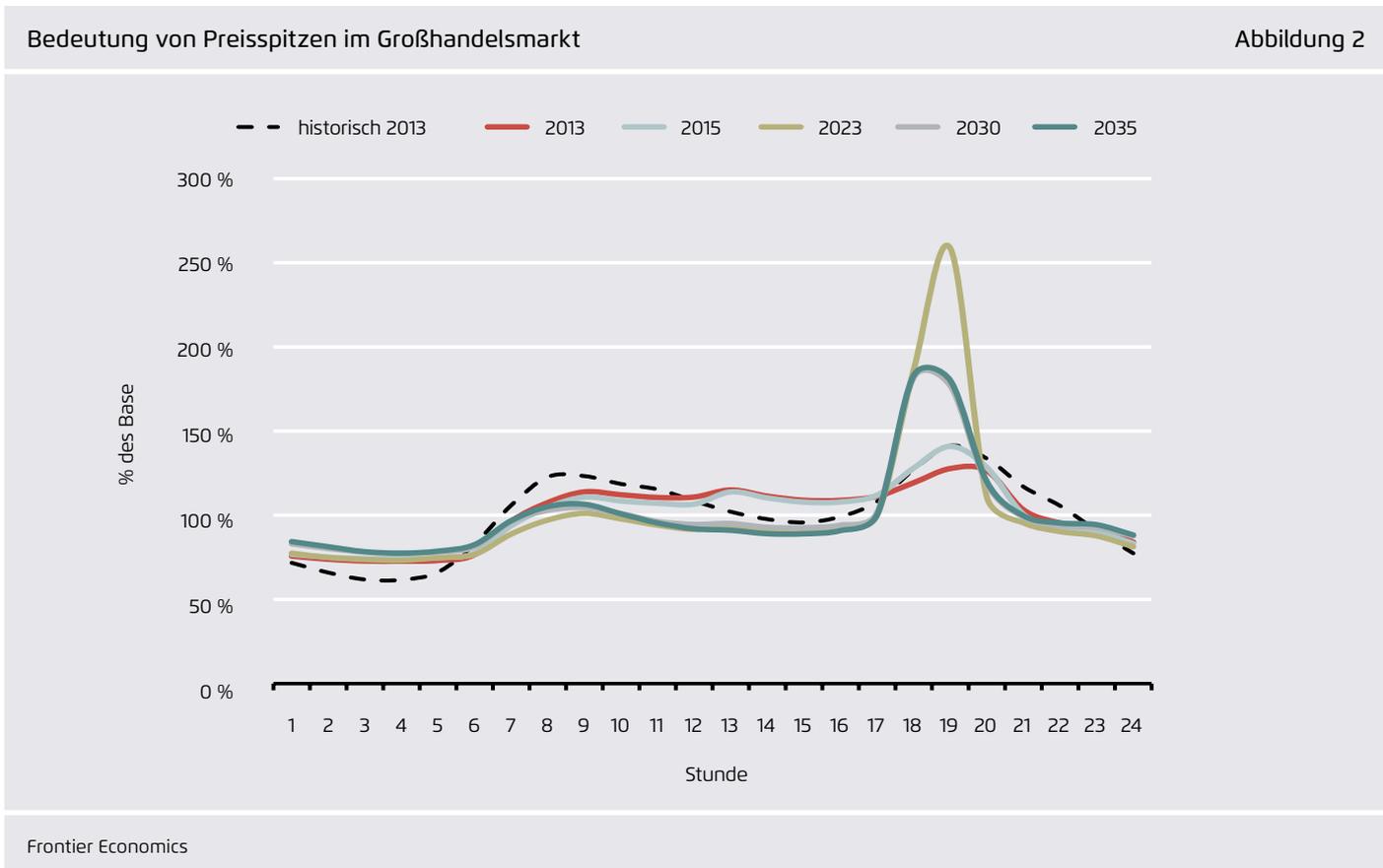
Die Pivotalität einzelner Anlagen ist in Knappheitssituationen allerdings inhärenter Bestandteil eines jeden wettbewerblichen und auf dem EOM-Prinzip basierenden Strommarktes. Die Möglichkeit, Knappheitspreise in Spitzenlastzeiten zum Beispiel in Höhe der Kosten von freiwilliger Nachfragereduktion am Markt realisieren zu können, ist zur Refinanzierung von Kapitalkosten und fixen Betriebskosten für „Grenzanlagen“ erforderlich und keine missbräuchliche Ausnutzung von Marktmacht. Dieser Prozess entspricht dem in der Literatur bekannten *Peak Load Pricing*. Dementsprechend zeigen auch die Modellsimulationen des EOM, dass die Strompreisspitzen auf dem Großhandelsmarkt in Jahren mit knapperen Erzeugungskapazitäten (im Modell vor allem die Perioden um das Jahr 2023) signifikant ansteigen (Abbildung 2). Solange dies zugelassen wird und

die Marktakteure die Preisspitzen antizipieren und realisieren beziehungsweise spüren, kommt es zu keiner Einschränkung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit.

Weiterhin besteht in mittlerer und längerer Frist ein disziplinierender Wettbewerbsdruck, da (tatsächliche oder für die Zukunft erwartete) überhöhte Preise zum Markteintritt von Erzeugungsanlagen oder der Aktivierung von Nachfrageflexibilität führen („Bestreitbarkeit des Marktes“).

### Missing Money durch Preisregulierung kann unterbunden werden

Sollten Spitzenlastpreise politisch nicht auf Akzeptanz stoßen und zum Beispiel preisregulatorische Eingriffe in den Markt erfolgen, könnten diese die Funktionsweise des EOM erheblich stören, da der Strompreis hierdurch nicht die zur Vollkostendeckung notwendigen Höhen erreichen kann (*Missing Money*). Während derartige Eingriffe in einigen Ländern die Motivation zur Einführung von Kapazitätsme-



chanismen sind (beispielsweise Preisobergrenzen in einigen US-Märkten), liegen diese Bedingungen im deutschen Strommarkt in dieser Form allerdings heute nicht vor, das heißt, es bestehen heute keine regulatorischen Preisobergrenzen.

Allerdings könnte schon das Risiko solcher zukünftiger staatlicher Eingriffe in die Preisbildung das Investitionskalkül von Investoren beeinträchtigen und dadurch die Versorgungssicherheit unterminieren. Von Vorteil wäre deshalb ein explizites politisches beziehungsweise administratives Bekenntnis zur Akzeptanz von erforderlichen Preisspitzen auf dem Strommarkt, zum Beispiel gestützt durch die Anhebung der technischen Preisobergrenzen an den Strombörsen, idealtypisch bis zum geschätzten *Value of Lost Load*. Zudem könnte die Kartellamtspraxis bezüglich des *Mark-up*-Verbots für marktbeherrschende Unternehmen durch eine „Umkehr der Beweislast“ angepasst werden. Demnach könnten auch bisher als „marktbeherrschend“ eingeschätzte Unternehmen Preisgebote oberhalb der eigenen variablen Kosten abgeben, es sei denn, ihnen könnte nachgewiesen werden, dass diese Gebote nicht zur Vollkostendeckung notwendig und damit marktmissbräuchlich sind.

### Keine unmittelbare Gefährdung für Versorgungssicherheit durch ausländische Kapazitätsmechanismen

Einige Deutschland umgebende Länder haben Kapazitätsmechanismen eingeführt beziehungsweise befinden sich derzeit im Prozess der Implementierung eines solchen. Die Ursachen hierfür sind vielschichtig und basieren auf den jeweiligen Gegebenheiten und Zielsetzungen der Länder.

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen in benachbarten Ländern erfordert alleine jedoch keinen Kapazitätsmechanismus in Deutschland, um hierzulande die Versorgungssicherheit zu gewährleisten:

→ **zusätzliche Kapazität auch in Deutschland nutzbar:** In vielen Situationen kann die durch einen Kapazitätsmechanismus im Ausland induzierte zusätzliche Kapazität zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen,

soweit Transportkapazitäten verfügbar sind. Es sollten allerdings im europäischen Kontext klare internationale Regeln für grenzüberschreitende Stromlieferungen in Knappheitsfällen etabliert werden.

→ **Marktmechanismus funktioniert weiterhin:** In Extremsituationen, in denen ausländische Kapazität zum Beispiel wegen zeitgleicher Spitzenlast oder beschränkter Transportkapazitäten nicht oder nur eingeschränkt für Exporte nach Deutschland zur Verfügung steht, steigt der Strompreis in Deutschland entsprechend an. In der Folge können sich Investitionen in Kraftwerke hierzulande trotz des in vielen Stunden geringeren Preisniveaus amortisieren. Im Ausland durch Kapazitätsmechanismen beanregte Kapazität kann demnach die Anzahl der Stunden mit hohen Spotpreisen in Deutschland reduzieren, ohne jedoch den Funktionsmechanismus generell zu beeinträchtigen.

Auch wenn sich unterschiedliche Marktdesigns in benachbarten Ländern – bei einer sinnvollen Definition von Versorgungssicherheit – nicht nachteilig auf die Versorgungssicherheit auswirken, werden doch Ansiedlungs- und Verteilungseffekte zwischen Produzenten und Verbrauchern in den verschiedenen Ländern verursacht. Insofern ist eine internationale Koordination und, soweit möglich, Harmonisierung wünschenswert.

### Versorgungssicherheit im internationalen Kontext zu betrachten

Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit muss der Beitrag von in Knappheitssituationen verfügbaren Importmöglichkeiten berücksichtigt werden. Sollte die Politik die Zielsetzung einer jederzeit möglichen national autarken Versorgung vorgeben, so kann ein *Energy-only*-Markt – unabhängig von der Existenz ausländischer Kapazitätsmechanismen – diese Anforderung allenfalls zufällig erfüllen. Dies liegt darin begründet, dass im EOM Investitionsentscheidungen auf Basis des internationalen Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung der durch Grenzkuppelstellen gegebenen Import- und Exportmöglichkeiten getroffen werden.

## Fazit zur Funktionsfähigkeit des EOM

Ein auf dem EOM-Prinzip basierendes Strommarktdesign kann grundsätzlich eine den Verbraucherpräferenzen entsprechende sichere Stromversorgung zu geringstmöglichen Kosten gewährleisten. Dies gilt auch vor dem Hintergrund von zunehmenden Anteilen dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien und von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden Ausland. Aufgrund aktuell bestehender Überkapazitäten besteht derzeit keine Gefahr einer erzeugungsseitigen Gefährdung der Versorgungssicherheit.

Um auch in Zukunft ein ausreichend hohes Versorgungssicherheitsniveau durch den EOM zu gewährleisten, erscheinen in einigen Bereichen Anpassungen des Marktrahmens geboten. Wesentliche Maßnahmen zur Verbesserung des Marktrahmens sehen wir deshalb unter anderem in folgenden Bereichen:

- Anreize für beziehungsweise Abbau von Barrieren für die Integration von Nachfrageflexibilitäten und bisher marktferner Erzeugungsanlagen (zum Beispiel Netzesatzanlagen);
- kommerzielle Regeln für den Fall von erzeugungsbedingten, unfreiwilligen Lastunterbrechungen zur Minimierung beziehungsweise Vermeidung (dann nur hypothetischer) externer Effekte, insbesondere, um Stromerzeugern den tatsächlichen Wert des Stroms in dieser Situation zu vergüten;
- verbesserte Anreize für die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen durch Weiterentwicklung der Regelungen zur Ausgleichsenergie;
- langfristig stabile politische Rahmenbedingungen (zum Beispiel bezüglich Erneuerbare-Energien-Förderung, Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, EU-Emissionshandel) zur Minimierung politischer Risiken;
- glaubhafte Vermeidung impliziter und expliziter Preisobergrenzen für den Stromgroßhandelsmarkt und damit explizite Akzeptanz von Knappheitspreisbildung (*Peak Load Pricing*) und

internationale Koordination der Definition von Versorgungssicherheit und der grenzüberschreitenden Prozesse für den Fall, dass Knappheiten auftreten.

Wir gehen davon aus, dass diese Maßnahmen ein ausreichend definiertes Marktumfeld schaffen können, um auch selten benötigter Flexibilität einen adäquaten Marktwert für die bereitgestellte Kapazität zu sichern und damit in einem EOM Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies zeigen auch die im Rahmen des Projektes durchgeführten Modellrechnungen: Bei entsprechend definiertem Marktumfeld führen die Marktmechanismen zu Kapazitäten, welche auch im Rahmen von probabilistischen Analysen zu komfortablen Versorgungssicherheitsniveaus führen.

# Können wir auf einen Kapazitätsmechanismus wirklich verzichten?

Prof. Dr. Felix Höffler\*

## Voraussetzungen für einen funktionierenden *Energy-only*-Markt

Auf einen Kapazitätsmechanismus kann und sollte man verzichten, wenn der *Energy-only*-Markt (EOM) langfristig zuverlässig funktioniert.

Theoretisch kann der EOM gut funktionieren. Das erfordert „Knappheitspreise“, damit auch das Kraftwerk mit den höchsten Grenzerzeugungskosten seine Vollkosten verdienen kann. In einigen Stunden muss daher die Nachfrage die Preise setzen. Der im Wettbewerb sich einstellende Preis liegt dann weit oberhalb der Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit und entspricht dem Nutzenverlust des ersten Verbrauchers, der freiwillig auf Strom verzichtet.

Allerdings setzt dies wettbewerbliches Anbieterverhalten selbst in Knappheitssituationen voraus. Das ist dann wenig problematisch, wenn die Nachfrage in Knappheitssituationen sehr elastisch ist, also kleine Preissteigerungen einen starken Rückgang der Stromnachfrage bewirken.

Eine deutliche Zunahme flexibler Lasten ist grundsätzlich nicht unplausibel. Allerdings steigt der benötigte Umfang flexibler Lasten mit dem Anteil Erneuerbarer Energien an. Auch muss es sich um Nachfrage handeln, die sehr hohe variable Kosten der Lastreduktion aufweist.

## Warum es riskant erscheint, sich auf den EOM zu verlassen

In der gegenwärtigen Diskussion sind es mindestens vier Argumente, die einen EOM-Ansatz stützen und die kritisch reflektiert werden sollten:

- 1. Kann *Value of Lost Load Pricing* ernsthaft ein Element des Marktdesigns sein?
- 2. Was ist eine realistische Rolle von *Demand Side Management* (DSM)?
- 3. Wie problematisch ist Marktmacht in Knappheitssituationen?
- 4. Wie ist das Problem regulatorischer Unsicherheit einzuschätzen?

**Value of Lost Load Pricing:** Das klassische Problem des EOM ist, dass es bei fehlender Nachfrageflexibilität zu Blackouts kommen kann. In diesem Fall kann der Markt keinen Preis für Strom ermitteln, da die angebotene Strommenge nicht ausreicht, die – zu jedem zugelassenen Preis nachgefragte – Menge zu decken. In jedem Lehrbuch der Energieökonomik findet sich als Antwort hierauf, dass in solchen Situationen ein *Value of Lost Load (VoLL) Pricing* durchgeführt werden könnte. Theoretisch führt dies dann zu einem effizienten Marktergebnis, bei dem auch langfristig die richtigen Investitionsanreize gesetzt werden.

In der Praxis findet sich kaum *VoLL Pricing*. Es gibt keine verlässliche Abschätzung für den *VoLL*. Jede *VoLL*-Preissetzung ist weitgehend arbiträr und wäre in der Praxis starken Lobbying-Einflüssen ausgesetzt. Es muss geregelt werden, wer in der Knappheitssituation Zahlungen erhält und wer sie leistet. Und das System ist anfällig gegenüber der Ausübung von Marktmacht.

**DSM-Potenziale:** Es gibt unbestreitbar große DSM-Potenziale, die technisch möglich erscheinen. Erfreulicherweise findet zunehmend Beachtung, dass es nicht nur auf Gesamt- oder Durchschnittskosten solcher Maßnahmen ankommt, sondern auf die Aufteilung auf Fix- und variablen Kosten.

\* EWI Köln

Die meisten diskutieren DSM-Maßnahmen haben eine Kostenstruktur, die Kraftwerken sehr ähnlich ist. Sie haben hohe Investitionskosten und niedrige variable Kosten. Es handelt sich hier um Maßnahmen, die gerade deshalb für den Nutzer attraktiv erscheinen, weil sie so gestaltet sind, dass der Nutzer von der Nachfragereduktion kaum etwas mitbekommt (zum Beispiel der Kühlschrank, der kurzfristig etwas höhere Temperaturen zulässt).

Umgekehrt heißt das dann, dass der Grenzscha-den für den Nutzer gering ist und er seine Maßnahme im Strommarkt zu sehr niedrigen Preisen anbieten würde. Sie würden damit gerade keine Knappheitspreise erzeugen (sondern umgekehrt wiederum solche benötigen, um die Investitionen zu-rückzuverdienen).

DSM-Potenziale, die die im EOM notwendige Funktion erfüllen, hohe Knappheitspreise zu erzeugen, müssen daher solche sein, deren Inanspruchnahme sehr weh tut: Typischerweise Lastabwürfe, die zu sehr teuren Produktionsausfällen führen oder hohe Schäden an Produktionsanlagen verursachen.

Ökonomisch können solche DSM-Maßnahmen effizient sein. Ob es sich für die beteiligten Nachfrager um attraktive Perspektiven handelt, ist eine andere Frage.

**Marktmacht:** Der EOM braucht, um Grenzkraftwerke finanzieren zu können, Knappheitssituationen, in denen alle Erzeugungskapazitäten genutzt werden, sodass die Nachfrage preissetzend werden kann. Per constructionem bedeutet dies, dass jeder Anbieter, auch ein kleiner, in diesen Situationen über Marktmacht verfügt, also durch sein Angebotsverhalten den Marktpreis beeinflussen kann.

Die Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen ist gerade nicht eine Voraussetzung für das Funktionieren des EOM. Eine solche Interpretation würde ein grundsätzliches Fehlverständnis des EOM offenbaren.

Knappheitspreise im diskutierten Sinn sind Wettbewerbspreise, auch wenn sie oberhalb der Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit liegen. Sie sind Wettbewerbspreise,

weil sie sich ergeben würden, wenn kein Unternehmen versucht, den Marktpreis durch sein Angebotsverhalten zu manipulieren (sondern den Preis „als gegeben annimmt“).

In Knappheitssituationen können Preise aber von jedem Anbieter auf Niveaus weit oberhalb der wettbewerblichen Knappheitspreise angehoben werden. Wie jede Markt-machtausübung führt dies dann nicht nur zu einer Umverteilung von Konsumenten zu Produzenten durch überhöhte Preise, sondern auch zu Fehlallokationen, zum Beispiel durch Überinvestition in DSM.

Dieses Marktmachtproblem kann auch nicht durch die Gefahr drohenden Marktzutritts gelöst werden. Der Strommarkt ist weder insgesamt noch in Knappheitsstunden ein „bestreitbarer Markt“.

Die disziplinierende Funktion drohenden Marktzutritts beruht auf der Idee der *Hit and Run*-Strategie. Mit den Worten von William Baumol, dem Begründer der Theorie bestreitbarer Märkte: „The crucial feature of a contestable market is its vulnerability to hit-and-run entry. Even a very transient profit opportunity need not be neglected by a potential entrant, for he can go in, and, before prices change, collect his gains and then depart without cost, should the climate grow hostile.“<sup>1</sup>

Damit dies funktioniert, müssen Marktzutritts- und -austrittskosten gering sein. Wieder Baumol: „By this we mean that any firm can leave without impediment, and in the process of departure can recoup any costs incurred in the entry process. If all capital is salable or reusable without loss other than that corresponding to normal user cost and depreciation, then any risk of entry is eliminated.“<sup>2</sup>

Nichts von dem trifft auf den Strommarkt zu. Fixe und versunkene Kosten spielen im Strommarkt eine große Rolle. Sie führen zu Marktzutritts- und -austrittskosten, die wiederum die disziplinierende Wirkung potenziellen Wettbe-

---

1 William J. Baumol: Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure. *American Economic Review* 72, 1 (1982), S. 4.

2 ebd.

werbs stark reduzieren – gerade wenn es sich um wenige Stunden im Jahr handelt, die stochastisch anfallen.

**Regulatorische Unsicherheit:** Gerade weil der EOM das Marktmachtproblem nicht lösen kann, gehört viel Optimismus dazu, zu glauben, dass nicht regulierend in die Preissetzung im Strommarkt eingegriffen wird.

Das liegt daran, dass nicht nur die Grenzkraftwerke (oder DSM-Maßnahmen) die Knappheitspreise erhalten, sondern auch alle anderen Kraftwerke. Im langfristigen Wettbewerbsgleichgewicht benötigen sie diesen auch. Es bedeutet aber, dass es einzelne wenige Stunden gibt, die für Erzeuger extrem profitabel sind.

Würden wir in einem funktionierenden EOM leben (im langfristigen Gleichgewicht), dann könnte folgende Situation leicht eintreten. Nehmen wir an, die Spitzenlast tritt in der Stunde 19 des 17. Dezember 2014 auf, in der es – was untypisch, aber nicht extrem unwahrscheinlich ist – sehr wenig Windeinspeisung gibt. In der Folge werden alle konventionellen Anlagen gebraucht und die Nachfrage wird preissetzend.

Wir könnten dann zum Beispiel für die RWE AG folgende Überschlagsrechnung anstellen:<sup>3</sup> Wir unterstellen, dass alle RWE-Kapazitäten ausgelastet werden und nehmen bestimmte variable Kosten an.<sup>4</sup> Wie hoch die Knappheitspreise ausfallen müssen, kann niemand genau sagen: Sie müssen sicher oberhalb der Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit sein (im Beispiel: 100 Euro pro Mega-

wattstunde); vierstellige Zahlen werden ebenso genannt wie fünfstelligen.

Bei einem (Grenzkosten-)Preis von 100 Euro pro Megawattstunde wäre der Deckungsbeitrag aus dieser einen Stunde aus dem Kraftwerksportfolio bei den unterstellten variablen Kosten 1,3 Millionen Euro. Bei einem Preis von 1.000 Euro pro Megawattstunde wären dies 23,4 Millionen Euro und bei 10.000 Euro pro Megawattstunde ergäben sich 245 Millionen Euro. (Zum Vergleich: Das entspräche 1,6 Prozent beziehungsweise 17 Prozent des Betriebsergebnis von RWE im Segment Strom, Kontinentaleuropa, 2013, das sich auf 1.450 Millionen Euro belief).

In einer solchen Situation wäre es unmöglich, für einen Außenstehenden zu beurteilen, ob der wettbewerbliche Knappheitspreis 1.000 oder 10.000 Euro pro Megawattstunde ist. Das liegt allein schon daran, dass durch die Wetterunsicherheit auch im langfristigen Wettbewerbsgleichgewicht ex post Übergewinne oder auch Verluste auftreten können, je nachdem, wie häufig Spitzenlast und wenig Wind gleichzeitig auftreten.

Ein Wettbewerbshüter würde sich vermutlich nicht automatisch darauf verlassen wollen, dass ein Preis von 10.000 Euro pro Megawattstunde dem wettbewerblichen Niveau entspricht – die Versuchung, Preise in die Höhe zu treiben, erscheint dafür zu groß. Umgekehrt würde sich das Unternehmen nicht darauf verlassen wollen, dass es Preise in notwendiger Höhe uneingeschränkt realisieren kann.

Ein EOM ohne Preishöhenkontrolle ist schwer vorstellbar – ein EOM mit zu strikter Preishöhenkontrolle kann aber nicht funktionieren. Ein Dilemma, das nur schwer aufzulösen ist.

3 In keiner Weise soll im Folgenden unterstellt werden, dass RWE Marktmacht ausübt, ungebührliche Gewinne macht oder ähnliches. Eine äquivalente Rechnung ließe sich für jeden anderen Betreiber anstellen, RWE macht nur seine Kapazitäten sehr transparent, was die Rechnung erleichtert: [www.rwe.com/web/cms/de/59916/transparenz-offensive/deutschland/stromerzeugung-online/verfuegbare-leistung-365-tage-vorschau/](http://www.rwe.com/web/cms/de/59916/transparenz-offensive/deutschland/stromerzeugung-online/verfuegbare-leistung-365-tage-vorschau/). Nuklear: 3.878 Megawatt, Braunkohle: 10.332 Megawatt, Steinkohle: 4.522 Megawatt, Gas: 3.313 Megawatt, Sonstige: 2.541 (download: 8.9.2014).

4 Kernenergie: 25 Euro pro Megawattstunde, Braunkohle: 35 Euro pro Megawattstunde, Steinkohle: 45 Euro pro Megawattstunde, Gas: 70 Euro pro Megawattstunde, Sonstige: 100 Euro pro Megawattstunde.



# Die Investoren-Perspektive

Ben Schlemmermeier\*

## 1 Hintergrund

Betreiber melden Tausende Megawatt an Kraftwerksleistung zur Stilllegung an. Investoren treffen keine Neubaumentscheidungen, nicht einmal für dringende Ersatzinvestitionen in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für die industrielle und öffentliche Wärmeversorgung.

Die Meinung zur Beurteilung der Situation ist polarisiert:

- Die einen sagen: Es bestehen Überkapazitäten im Markt. Diese führen zu intensivem Wettbewerb mit niedrigen Erzeugermargen. Die Überkapazitäten müssen durch Stilllegung bereinigt werden. Neubauten benötigen wir nicht. Dies sagen uns die Preissignale. Nach der Marktbereinigung entstehe ein neues Gleichgewicht. Anpassungsbedarf am Marktdesign bestehe nur im geringen Umfang (strategische Reserve, Flexibilisierung).
- Die anderen sagen: Überkapazitäten im *Energy-only*-Markt (EOM) sind kein vorübergehendes Phänomen, das nur einer Marktbereinigung bedarf, sondern sie sind innerhalb des EOM systemimmanent und als Folge der Koexistenz von konventionellen Kapazitäten und Erneuerbare-Energien-Kapazitäten ein dauerhafter Zustand. Das bestehende Strommarktdesign versagt, weil es Versorgungssicherheit nicht erhalten kann, und muss deshalb um einen Kapazitätsmechanismus ergänzt werden. Nur so können die Einkommensströme entstehen, um Bestandskraftwerke im Markt zu halten und Neubaukraftwerke in den Markt zu bringen.

Im Kern kommt es nicht darauf an, wie die Nationalökonomien in ihren Modellen die Welt nachbauen und uns erklären, was richtig wäre. Vielmehr kommt es darauf an zu verstehen, nach welchen Kriterien Betreiber und Investoren

ihre unternehmerischen Entscheidungen treffen und welche Folgen dies für die Versorgungssicherheit haben kann. Hieraus müssen wir die Anforderungen an eine Anpassung des Marktdesigns entwickeln.

Nachfolgend beschreiben wir zunächst abstrakt die Geschäftsmodelle von Investoren, leiten daraus deren unternehmerische Entscheidungskriterien ab, um schließlich vor dem Hintergrund dieser Kriterien die Marktentwicklung und das bestehende Marktdesign zu beurteilen.

## 2 Das Geschäftsmodell der Kraftwerksinvestition

Investitionen in Kraftwerke sind kapitalintensiv und langfristig. Der Investor engagiert sich, um Gewinn zu erzielen. Grundlage seiner Investitionsentscheidung ist die Erwartung, dass innerhalb der Lebensdauer des Kraftwerks das investierte Kapital verzinst zurückfließt. Dabei ist die zentrale Frage, welche Absatzmengen bei welchen Marktpreisen zukünftig zu den Deckungsbeiträgen führen, die einen Kapitalrückfluss erwarten lassen, und zwar über den entsprechenden Amortisationszeitraum.

### 2.1 Das Geschäftsmodell des integrierten Versorgers im demarkierten Gebietsmonopol

Vor der Liberalisierung hatte der integrierte Energieversorger innerhalb seines Versorgungsgebietes ein Monopol. Um die Verbraucher zu schützen, waren die Preise durch die Bundestarifordnung Elektrizität (BTO/Elt) und das Kartellrecht reguliert.

Investierte der integrierte Versorger in ein Kraftwerk, wusste er, dass er den dort zu erzeugenden Strom an seine „gefangenen“ Kunden verkaufen konnte. Er hatte also kein Absatzmengenrisiko. Der Regulierungsrahmen ermöglichte

\* LBD Beratungsgesellschaft mbH

es, die Preise kostenorientiert zu bilden. Er hatte also kein Marktpreisrisiko.

Das Änderungsrisiko seiner Annahmen zu Absatzmengen und Absatzpreisen innerhalb seiner Investitionsrechnung war nicht entscheidungsrelevant, weil der Rechtsrahmen es ermöglichte, die Preise zu verlangen, die zum verzinnten Rückfluss des Kapitals erforderlich waren. Fehlgeschlagene Investitionen (zum Beispiel das Kernkraftwerk Mühlheim-Kärlich) belasteten nicht den Gewinn, sondern erhöhten die Kosten und dementsprechend den Strompreis. Die Investitionsplanung orientierte sich am Wachstum des Bruttoinlandsprodukts. Der absolute Gewinn war umso höher, je mehr Kapital investiert worden war.

Die vielfältigen Fehlallokationen dieses Regulierungsrahmens waren Anlass für die darauf folgende Strommarktliberalisierung.

## 2.2 Die Rechtsordnung gestaltet die Liberalisierung und Regulierung des Strommarktes

Vorausgeschickt: Der Strommarkt ist ein Geschöpf der Rechtsordnung. Er ist kein stofflicher Markt. Die in der Rechtsordnung niedergelegten Regeln schaffen den Markt. Neudeutsch wird deshalb von Marktdesign gesprochen. Bei Funktionsdefiziten muss deshalb differenziert werden zwischen einem Versagen des Marktdesigns und einem Versagen des Marktes.

Kern des Strommarktdesigns zur Ablösung der demarkierten Gebietsmonopole integrierter Versorger waren zwei Bausteine: Liberalisierung und Regulierung. Die Teile der Wertschöpfung in der Stromversorgung, die

- wettbewerblich organisiert werden konnten, sollten in den Wettbewerb gestellt werden;
- natürliche Monopole darstellten, sollten reguliert werden.

Die Stromerzeugung und der Einzelhandel mit Strom an Endkunden wurden wettbewerblich organisiert, die Netzbetreiber wurden reguliert. Die Wertschöpfungsstufen im Wettbewerb und die im natürlichen Monopol wurden entflochten. Es wurde ein Großhandelsmarkt geschaffen, der

Markt, der die Stromerzeugung mit dem Einzelhandelsmarkt verbunden hat.

Kern dieses Großhandelsmarktes ist der *day-ahead* organisierte Spotmarkt mit einer täglichen Auktion von Angebot und Nachfrage. Die Funktionsweise des Marktplatzes folgt den in der Rechtsordnung gestalteten Regeln.

## 2.3 Das Geschäftsmodell der Kraftwerksinvestoren im Energy-only-Markt

Anders als im regulierten Monopol waren die Kraftwerksinvestoren im liberalisierten Strommarkt Mengen- und Preisrisiken ausgesetzt. Es gab keine stabile Erlösbasis und damit keine stabilen Cashflows mehr.

Herausforderung war und ist, die zukünftigen Strompreise und den zukünftigen Kraftwerkseinsatz zu prognostizieren. Dazu wurden Marktmodelle entwickelt. Markterfahrungen gab es nicht oder nur wenige aus den USA und aus Großbritannien. Die Modelle folgten (und folgen noch) alle den Regeln und deren Wirkungen des *Day-ahead*-Handels am Spotmarkt:

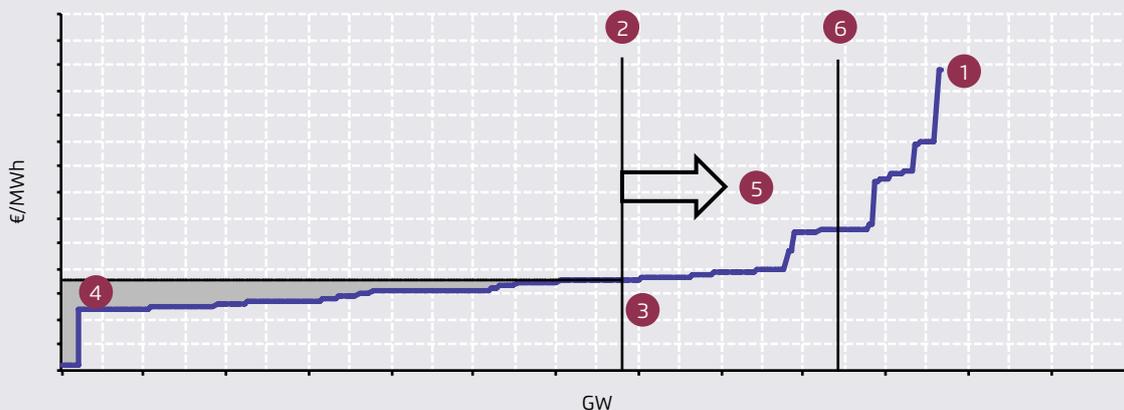
- grenzkostenorientierte Preisbildung mit Markträumungspreis (in der *Merit Order* (1) bestimmt das letzte zur Deckung der Nachfrage (2) erforderliche Angebot den Preis (3))
- Der Deckungsbeitrag aus der Differenz des Markträumungspreises zu den Grenzkosten deckt Fixkosten (4) des Betriebs und der Finanzierung.
- Kraftwerke, die nicht zur Nachfragedeckung benötigt werden, (5) generieren keine Deckungsbeiträge. Dies gilt insbesondere für Überkapazitäten, die aus Gründen der Versorgungssicherheit über die eigentliche Spitzenlast (6) hinaus vorgehalten werden.

Die Modelle hatten die Frage zu beantworten, welche zukünftigen Deckungsbeiträge erwartet werden können und ob diese zu einem verzinnten Rückfluss des Kapitals führen.

Damit einher ging die Frage, wer das Risiko der Marktpreisänderung trägt, sollten die Prognoserechnungen nicht eintreffen.

Preisbildung entlang der Merit Order mit systematischen Überkapazitäten

Abbildung 1



LBD

**2.4 Strukturierte Projektfinanzierungen als Instrument zur Risikoallokation**

Der liberalisierte Markt eröffnete neuen Akteuren die Chance zum Markteintritt. Kraftwerksinvestitionen setzten nicht mehr ein Gebietsmonopol voraus. Der Strom konnte am Großhandelsmarkt verkauft werden.

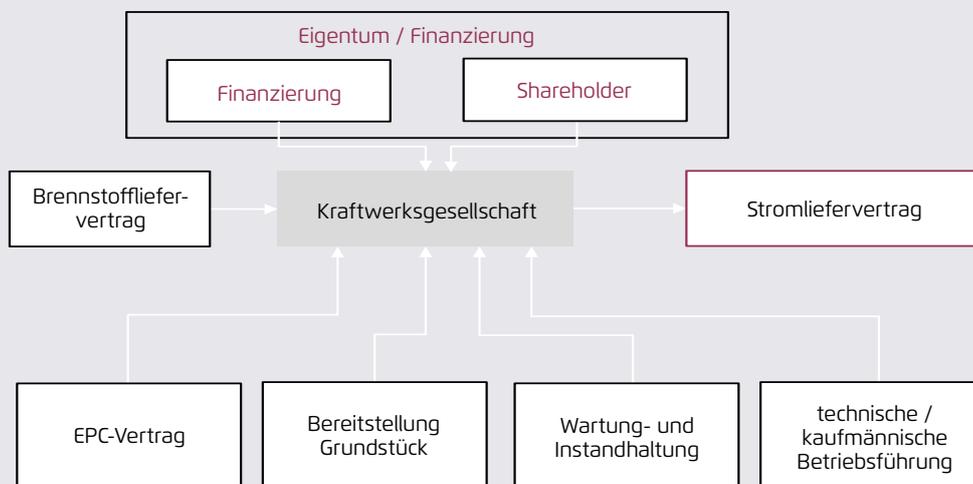
ken des zu finanzierenden Kraftwerksprojekts zu allokalieren (Vertragspartnern zuzuweisen). Ziel ist es, für das finanzierende Projekt stabile Einnahmeströme und damit stabile Cashflows vertraglich abzusichern. Stabiler Cashflow ist wiederum die Grundlage der Kapitalrückflusserwartung der Eigen- und Fremdkapitalgeber.

Der Kapitalmarkt reagierte auf die Nachfrage der Investoren und entwickelte strukturierte Projektfinanzierungen. Kern des Konzepts ist es, durch vertragliche Strukturen die Risi-

Die nachfolgende Grafik veranschaulicht die Grundstruktur einer typischen Projektfinanzierung.

Grundstruktur Leistungsbeziehungen projektfinanzierter Kraftwerke

Abbildung 2



LBD

Schlüsselfrage in diesen Projekten sind die Regeln und der Vertragspartner des Stromliefervertrages. Denn dieser Vertrag ist die wesentliche Finanzierungsgrundlage. Die Sicherung am Kraftwerkseigentum allein reichte nicht aus, weil ohne gesicherte Einnahmeströme das Kraftwerk auch keinen ausreichenden Sicherungswert für Eigenkapital- und Fremdkapitalinvestoren hätte.

Dieser Stromliefervertrag muss durch einen Grundpreis die Fixkosten des Kraftwerks decken. Die Laufzeit des Vertrages entspricht der Laufzeit der Finanzierung. Der Stromabnehmer muss über eine ausreichende Bonität verfügen, damit über die Vertragslaufzeit die Vertragserfüllung erwartet werden kann.

Dem Stromabnehmer und dem Stromliefervertrag kommt deshalb eine solch große Bedeutung zu, weil am Großhandelsmarkt Strom nicht auf Termin (zum Beispiel 15 Jahre) zum Zeitpunkt des Finanzierungsabschlusses (Absicherung stabiler Cashflows zum Abschluss der Projektverträge) mit einem festen Preis verkauft werden kann. Es bedarf also eines Vertragspartners, der das Preisänderungsrisiko über die Projektlaufzeit trägt.

Nach diesem Konzept sind weltweit Hunderte Kraftwerke finanziert worden. Die Art der Risikoallokation ist inzwischen Standard für alle Kraftwerksinvestoren, auch wenn das spezifische Projekt nicht durch eine Projektfinanzierung finanziert wird. Die Strukturierung hat sich als Instrument zur Risikoidentifizierung, -begrenzung und -steuerung etabliert.

## 2.5 Erfahrungen und Schlussfolgerungen von Betreibern und Investoren

Die Wirklichkeit hat die Modellrechnungen eingeholt. Kein Basisszenario einer Markt- und Preisprognose, das einer positiven Investitionsentscheidung zugrunde lag, hatte die Marktentwicklung bis heute vorhergesehen. Zugleich lagen allen Investitionsrechnungen mehr oder weniger kritische *Worst-Case*-Szenarien bei, die klarstellten, dass die tatsächlich eingetretene Marktentwicklung möglich war.

Wieso waren die Stromabnehmer bereit, diese „Marktrisiken“ zwischen *Best*-, *Base*- und *Worst-Case* einzugehen? Im

besten Fall waren sie deshalb dazu bereit, weil sie das Verlustrisiko im Verhältnis zu ihrem übrigen Geschäft für relativ klein genug hielten, dass es nicht zur Existenzgefährdung des Unternehmens führen könne. Kurz gesagt: Die Beteiligung am Projekt musste nur klein genug sein.

Was ist die Folge: Die „Umwelteinflüsse“ aus Markt und Marktdesign haben zu einer Mutation der DNA von Eigen- und Fremdkapitalinvestoren (eingeschlossen der Stromabnehmer als „Vollhafter“) geführt. Die Unternehmen sind nicht mehr bereit und in der Lage, in langfristigen Kraftwerksprojekten das Marktpreisänderungsrisiko zu tragen. Man kann nach Darwin auch sagen: „Survival of the fittest“. Es werden diejenigen überleben, die ein relativ zum Gesamtgeschäft kleines Kraftwerksportfolio haben und die nicht die Fehler der anderen wiederholen.

## 3 Entscheidungsrationale von Betreibern und Investoren

Der Kraftwerkssektor hat sich verändert. Die weit überwiegende Anzahl der Energieversorger hat objektiv nicht die finanziellen Mittel für neue Kraftwerksinvestitionen. Ihr Management und ihre Gremien haben gelernt, dass Marktpreisrisiken nur im begrenzten Umfang tragbar sind, jedenfalls nicht über die Laufzeit eines Kraftwerksprojektes.

Für Investoren und Betreiber haben sich veränderte Entscheidungsrationale entwickelt:

- Ein Bestandskraftwerk wird dann stillgelegt, wenn die auf Basis von aktuellen Marktpreisen ermittelten zukünftigen Deckungsbeiträge kleiner sind als die operativen Kosten des Kraftwerksbetriebs (Horizont auf Sicht: liquider Zeitraum – ein bis zwei Jahre) an den Großhandelsmärkten).
- Die Investitionsentscheidung für ein Neubaukraftwerk wird getroffen, wenn über den Amortisationszeitraum ein stabiler Cashflow erwartet werden kann (Horizont: langfristig größer als 15 Jahre).

Um den Einleitungstext hier nochmals aufzunehmen:

Im Kern kommt es darauf an zu verstehen, nach welchen Kriterien Betreiber und Investoren ihre unternehmerischen

Entscheidungen treffen und welche Folgen diese für die Versorgungssicherheit haben können. Hieraus müssen wir die Anforderungen an eine Anpassung des Marktdesigns entwickeln.

Ergänzend hierzu ein kleiner Exkurs zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Wieso ist der Kapitalmarkt bereit, Anlagen im Marktregime des EEG zu finanzieren? Die Antwort ist schlicht: Die gesetzlich regulierte Erlösbasis führt zu stabilem Cashflow ohne Marktpreisänderungsrisiken. Dies ändert sich zukünftig auch dadurch nicht, dass gesetzlich festgelegte nominale Entgelte durch einen Ausschreibungsmechanismus ersetzt werden. Ein Marktpreisänderungsrisiko aus der Direktvermarktung wird vom Investor in das Ausschreibungsgebot eingepreist werden. Die Fremdkapitalgeber werden erwarten, dass ihr bereitgestelltes Kapital aus dem durch die Ausschreibung bestimmten fixen Entgelt amortisiert wird. Die Kapitalmarktanforderung limitiert die Gebotsstrategie.

#### 4 Marktentwicklung und Marktdesign aus Investorensicht

Vor dem Hintergrund der Entscheidungsrationale von Betreibern und Investoren beurteilen wir in drei Schritten die Marktentwicklung und das Marktdesign:

- Zunächst betrachten wir die Entwicklung der Margen der Stromerzeuger in den vergangenen zehn Jahren.
- Im zweiten Schritt betrachten wir die durch konventionelle Kapazitäten zu deckende Residuallast und ziehen die Schlussfolgerungen für Bestands- und Neubaukraftwerke.

#### 4.1 Entwicklung der Margen der Stromerzeuger

Die nachfolgende Grafik stellt für vier typische Referenzkraftwerke die Entwicklung der handelstäglich für das Frontjahr erzielbaren Deckungsbeiträge im Zehnjahresverlauf dar. Die Werte in €/kW/a (!) sind die Beiträge (1), die zur Deckung der fixen Betriebs- und Kapitalkosten erwirtschaftet werden. Der grüne Graph entspricht einem modernen Gas- und-Dampfturbinen-Kraftwerk. Der blaue Graph entspricht einem neuen Steinkohlekraftwerk mit rund 40 Prozent Brennstoffwirkungsgrad. Der schwarze Graph einem neuen Steinkohlekraftwerk mit rund 45 Prozent Brennstoffwirkungsgrad.

Der graue (2) (neues Steinkohlekraftwerk) und der grüne (3) (Gas- und-Dampfturbinen-Kraftwerk) Querbalken stellen die Bandbreite der Summe der zu deckenden fixen Betriebs- und Kapitalkosten von Neubauprojekten der aktuellen technischen Generation dar.

Deckungsbeiträge Stromerzeugung, handelstäglich, Settlement-Preise, Frontjahresprodukte, stündliche Kraftwerkeinsatzrechnung auf Basis HPFC für das Frontjahr

Abbildung 3



Berechnungen: LBD, Quelle: EEX, Stand: August 2014

Die Grafik veranschaulicht die Volatilität der Deckungsbeiträge und zeigt, dass stabile Cashflows im EOM nicht generiert werden können. Zudem ist die Höhe der Deckungsbeiträge zu gering, um die Kapitalkosten zu decken.

- Lediglich an 3 Prozent (neue Steinkohle) beziehungsweise 21 Prozent (Gas- und -Dampf-Kraftwerk, GuD) der Handelstage des Zeitraums war der erzielbare Deckungsbeitrag größer als der untere Wert des Fixkostenbenchmarks (seit Januar 2004).
- Der Mittelwert der erzielbaren Deckungsbeiträge beträgt 59 Prozent (neue Steinkohle) beziehungsweise 57 Prozent des unteren Wertes des Fixkostenbenchmarks.
- In den letzten 4,5 Jahren seit Januar 2010 betrug der mittlere Fixkostendeckungsanteil für neue Steinkohle 49 Prozent und für GuD 29 Prozent.

Die Werte zeigen, dass auf dem EOM – ausgenommen die Jahre 2006 und 2008 – intensiver Wettbewerb und seit 2010 Verdrängungswettbewerb herrscht.

Die Grafik bietet keinen Anlass, Investoren zu begeistern. Vielmehr frustriert sie Betreiber von Bestandskraftwerken, die erkennen, dass der Markt sich seit 2011 in einer leicht sinkenden Seitwärtsbewegung auf niedrigem Margenniveau befindet, ohne jedes Anzeichen für einen positiven Trend.

Der Einwand, die Wettbewerbsintensität sei eine Folge von Überkapazitäten, ignoriert, dass solange Kapazitäten (Angebot) in ausreichendem Maß (nachfrageseitig zu deckende Last) zur Verfügung stehen, in jeder Stunde des EOM ein höheres Angebot als Nachfrage besteht, also eine Überkapazität besteht oder anders ausgedrückt: ein Käufermarkt. Ohne marktmächtige Anbieter oder ein gleichgerichtetes Verhalten der Anbieter bewegt sich der Markträumungspreis auf Grenzkostenniveau.

Dass nur Marktmacht oder Anbieterverhalten die Ursache für höhere Margen sein können, zeigen die Jahre 2006 und 2008, weil der Kraftwerkspark seit 2005 fundamental unverändert ist. Verändert hat sich lediglich der Verlust an Marktmacht weniger Akteure (vgl. Bundeskartellamt Duo-

polfeststellung). Der Marktmachtverlust ist eine Folge von politischen (Vermarktung von EEG-Mengen an der Börse) und hoheitlichen Maßnahmen (Deinvestitionsauflagen der Kartellbehörden gegenüber den Marktmächtigen). Die hohe Wettbewerbsintensität ist politisch gewollt. Die Margen oberhalb des Grenzkostenniveaus des Markträumungspreises sind wegen der Wettbewerbsintensität nicht mehr erzielbar.

Das niedrige realisierte Markträumungspreisniveau ist schließlich eine daran anschließende Folge. Die sehr flache *Merit Order* und die geringere, durch konventionelle Kapazitäten zu deckende Last – Folge wachsender EEG-Stromerzeugung – lassen Markträumungspreise relativ häufiger durch Steinkohlekraftwerke setzen (*Merit-Order-Effekt*).

#### 4.2 Veränderung der Spitzenlaststruktur

Der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung gemäß den Ausbauzielen der Bundesregierung führt zu einem strukturell veränderten Spitzenlastbedarf, der aus dem bestehenden Kraftwerksbedarf nicht gedeckt werden kann. Deshalb ist ein Umbau des bestehenden Kraftwerksparks zwingend erforderlich, um die Versorgungssicherheit zu erhalten.

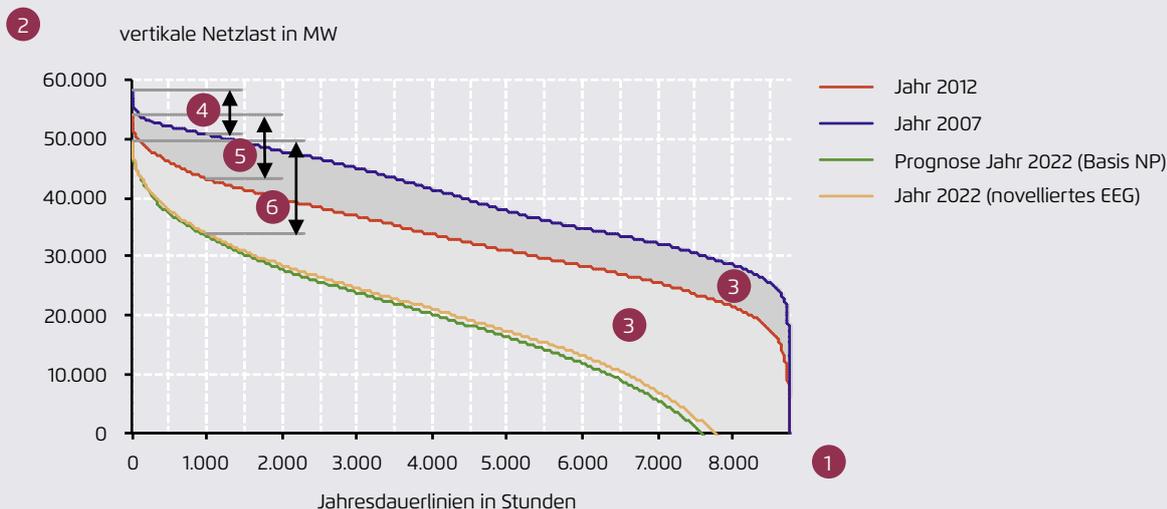
Die nachfolgende Grafik zeigt die Benutzungsdauer (1) der vertikalen Netzlast (2) (Lastfluss aus den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze), die durch konventionelle Kapazitäten zu decken ist. Der blaue Graph stellt die Last im Jahr 2007, der rote im Jahr 2012 dar. Der orangefarbene Graph prognostiziert die Last für das Jahr 2022 in Bezug auf das Erzeugungsszenario B des Netzentwicklungsplanes 2012. Der grüne Graph prognostiziert die Last für das Jahr 2022 bei Erreichen der Ausbauziele des EEG 2014.

Die Differenzflächen (3) zeigen den Zuwachs der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen. Bei im Wesentlichen unveränderter Spitzenlast reduziert sich deren Benutzungsdauer dramatisch.

Im Jahr 2007 wurden die obersten 7.500 Megawatt Spitzenlast mit weniger als 1.000 Volllastbenutzungsstunden gedeckt (4). Im Jahr 2012 erhöhte sich der Wert auf rund

Jahresdauerlinien der vertikalen Netzlast für die Jahre 2007 und 2012 sowie Prognosen für das Jahr 2022 gemäß Koalitionsentwurf und Netzentwicklungsplan 2012

Abbildung 4



EEX Transparenzdaten, NEP 2012, EEG 2014

11.000 Megawatt (5). Bei Umsetzung der Ausbauziele des novellierten EEG erhöht sich die Spitzenlast, die weniger als 1.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) nachgefragt wird, auf rund 16.000 Megawatt (6). Im Jahr 2022 sind rund 1.000 Vbh zu erwarten, an denen die EEG-Einspeisung die Last der Verteilnetze übersteigt und als Überschuss mit bis zu 20.000 Megawatt im Verbundnetz aufgenommen werden muss (sollten Anlagen nicht abgeschaltet werden).

Strukturell heißt dies, dass konventionelle Kraftwerke immer weniger eingesetzt werden und damit in weniger Ein-

satzstunden weniger Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Im Jahr 2022 sind rund 4.500 Megawatt weniger als 50 Stunden und 8.750 Megawatt weniger als 250 Stunden im Einsatz.

Der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien verdrängt die Nachfrage nach konventionellen Kraftwerken. Dies verdeutlicht die Häufigkeit der Nachfrage (schwarze Linie = heute, rote Linie = Prognose für 2022) nach konventionellen Erzeugern (blaue Linie).

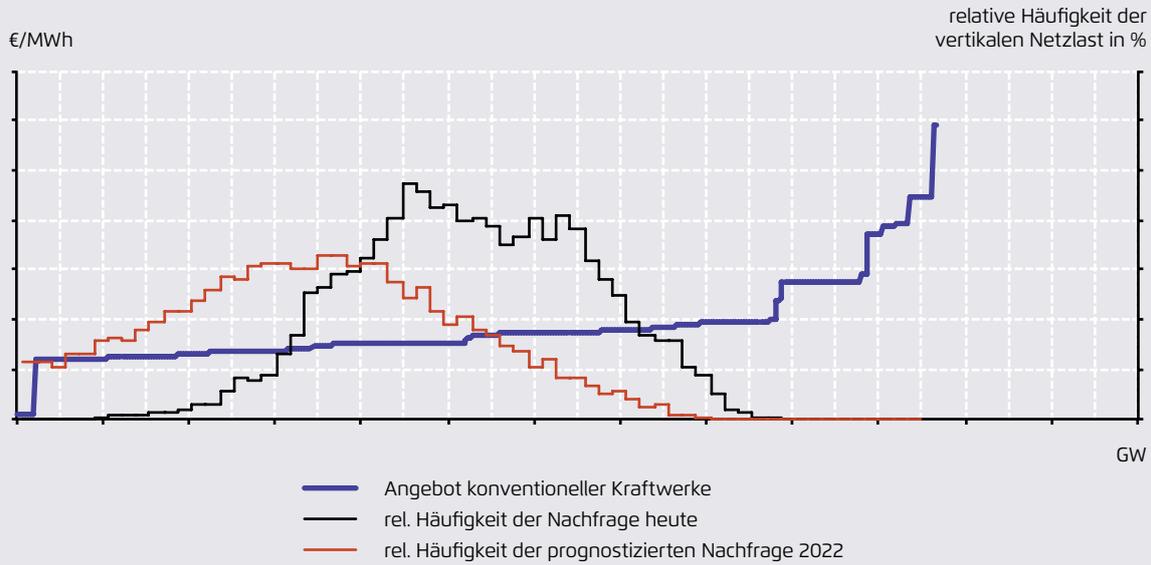
Einsatzstunden der zur Deckung der Spitzenlast benötigten Kraftwerke

Tabelle 1

Spitzenlast	2007	2012	2022 (novelliertes EEG)
100 MW	1	1	1
1.000 MW	1	5	5
5.000 MW	210	140	70
10.000 MW	1.870	810	340

Wirkung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf die Nachfrage und die Wettbewerbssituation für konventionelle Kraftwerke

Abbildung 5



EEX Transparenzdaten, NEP 2012, EEG 2014

Die Marktstruktur des EOM, verschärft durch die Koexistenz aus konventionellen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen, hat einen doppelten Effekt:

- Systemimmanente Überkapazitäten führen zu Verdrängungswettbewerb mit der Folge von Marktaustritten (Stilllegungen).
- Der Bedarf an Spitzenlast steigert beziehungsweise die Einsatzstunden der konventionellen Kraftwerke sinken, mit der Folge fehlender Kostendeckung und der weiteren Folge von Marktaustritten.

Aus der Perspektive eines Betreibers von Bestandskraftwerken kommt zu der ökonomischen Herausforderung fehlender Deckungsbeiträge die technische Herausforderung hinzu, das Kraftwerk überhaupt betreiben zu können (geringe Einsatzstunden mit der entsprechend hohen Anzahl an Startvorgängen). Dies wird technisch bedingte Stilllegungen nach sich ziehen.

Aus der Perspektive des Neubauinvestors tut sich ein enormes „technisches“ Marktpotenzial für flexible Kapazitäten (steuerbare Lasten, disponible Kraftwerke, Speicher) auf, das wegen der fehlenden ökonomischen Basis (fehlender stabiler Cashflow) nicht erschlossen werden kann.

## 5 Das Fazit

Der Strommarkt ist ein Geschöpf der Rechtsordnung. Er ist kein stofflicher Markt. Die in der Rechtsordnung niedergelegten Regeln schaffen den Markt. Neudeutsch wird deshalb von Marktdesign gesprochen. Bei Funktionsdefiziten muss deshalb differenziert werden zwischen einem Versagen des Marktdesigns und einem Versagen des Marktes.

Überkapazitäten im *Energy-only*-Markt sind kein vorübergehendes Phänomen, das nur einer Marktberreinigung bedarf. Vielmehr sind Überkapazitäten systemimmanent, solange ausreichend Angebot vorhanden ist, um in jeder Stunde die Nachfrage zu decken, also die Versorgung sicher ist. Die Koexistenz von konventionellen Kapazitäten und

Erneuerbare-Energien-Kapazitäten lässt die Überkapazitäten zeitweise (Sonne scheint, Wind weht) erheblich anwachsen.

Bei hoher Wettbewerbsintensität, aufgrund der bestehenden Struktur und des Entwicklungsbedarfs des deutschen Kraftwerksparks, wird eine mangelnde Fixkostendeckung von Bestandskraftwerken zu Marktaustritten führen und erforderliche Neubauinvestitionen unmöglich machen.

Im Kern kommt es darauf an zu verstehen, nach welchen Kriterien Betreiber und Investoren ihre unternehmerischen Entscheidungen treffen und welche Folgen diese für die Versorgungssicherheit haben können. Konkret heißt dies:

- Ein Bestandskraftwerk wird dann stillgelegt, wenn die auf Basis von aktuellen Marktpreisen ermittelten zukünftigen Deckungsbeiträge kleiner sind als die operativen Kosten des Kraftwerksbetriebs (Horizont auf Sicht: liquider Zeitraum – ein bis zwei Jahre an den Großhandelsmärkten)
- Die Investitionsentscheidung für ein Neubaukraftwerk wird getroffen, wenn über den Amortisationszeitraum ein stabiler Cashflow erwartet werden kann (Horizont: langfristig größer als 15 Jahre).

Genau diese beiden Perspektiven – Marktaustritte und Investitionsbereitschaft – bilden die Marktmodelle der Nationalökonomen nicht ab. Deshalb müssen die Modelle aufgrund ihrer Wirklichkeitsferne zu falschen Ergebnissen im Hinblick auf die Folgen für die Versorgungssicherheit führen.



# Die Stromnachfrager-Perspektive

Andreas Flamm\*

## Einleitung

### Paradigmenwechsel – In Zukunft folgt die Nachfrage dem Angebot

Der große Erfolg des Strommarktes in den letzten hundert Jahren war es, das Angebot an Stromerzeugung stets so auszubauen und auszurichten, dass die Nachfrage mit einem hohen Maß an Versorgungssicherheit gedeckt werden konnte. Die Nachfrage wurde dabei als vorgegeben angesehen. Nun wird der Strommarkt umgebaut: Steuerbare Kraftwerke werden ersetzt durch fluktuierende Erneuerbare Energien. Gleichzeitig führen technologische Entwicklungen dazu, dass mehr und mehr Nachfrager technisch gesehen flexibel auf Signale im Strommarkt reagieren können. Deshalb findet nun ein Umdenken statt: Der Markt der Zukunft mit einem großen Anteil fluktuierender Energien braucht eine flexible Nachfrageseite. In Zukunft richtet sich die Nachfrage auch nach dem Angebot, nicht – wie bisher – nur das Angebot nach der Nachfrage.

Diese Veränderung führt dazu, dass die Ordnung des Strommarktes überdacht werden muss. Dessen Regeln sind überwiegend aus der Sicht von und für *Erzeuger* geschrieben, was in der Vergangenheit die Natur der Sache und durchaus sinnvoll war. Dies muss jetzt überarbeitet werden, um der Nachfrageseite gleichberechtigten und diskriminierungsfreien Zugang zum Strommarkt zu ermöglichen und diesem damit die dringend benötigte Flexibilität zuzuführen. Ein diskriminierungsfreier Zugang der Nachfrageseite zum Strommarkt ist auch in der europäischen Energieeffizienzrichtlinie (Artikel 15, Absatz 8) festgeschrieben.

Die Entelios AG aggregiert (industrielle und gewerbliche) Nachfrageflexibilität und bietet diese als *Demand Response* (DR) im deutschen Strommarkt an. Dieses Papier beleuch-

tet zunächst die DR-Potenziale aus Sicht der Entelios AG, beschreibt dann die bestehenden Hemmnisse für DR in Deutschland und gibt einen kurzen Ausblick.

## Demand-Response-Potenziale in Deutschland

### DR-Potenzial hängt von vielen Faktoren ab

Die Frage, wie viel DR-Potenzial in Deutschland vorhanden ist, lässt sich nicht pauschal beantworten. Dies hängt von vielen Faktoren ab, vornehmlich natürlich vom Preis für die Nachfragerreduzierung beziehungsweise der Nachfragererhöhung. Basierend auf der Wertschöpfung pro Megawattstunde in der Industrie weist die Leitstudie Strommarkt<sup>1</sup> zum Beispiel auf ein Lastreduktionspotenzial von 20 Gigawatt bei einem Preis von 3.000 Euro pro Megawattstunde hin. Neben dem Preis sind aber auch die Dauer des Abrufes (je länger, desto geringer das DR-Potenzial), die Jahres- und Tageszeit sowie die Ausgestaltung des DR-Programmes in Bezug auf Zahlungen für Verfügbarkeit wichtig. Insbesondere letzteres wird oft übersehen: Internationale Erfahrungen belegen eindeutig, dass Märkte mit Zahlungen für Verfügbarkeit an DR einen deutlich höheren DR-Anteil aufweisen als Märkte ohne derartige Zahlungen. NERA Economic Consulting liefert in einem White Paper<sup>2</sup> vom Oktober 2013 die verhaltensökonomischen Gründe dafür.

### Erfahrungen in den USA zeigen DR-Potenzial von circa zehn Prozent der Spitzenlast

EnerNOC, die amerikanische Muttergesellschaft der deutschen Entelios AG, hat weltweit Erfahrung mit den Potenzialen von DR. In denjenigen Strommärkten in den USA, die

1 Connect Energy Economics: *Leitstudie Strommarkt*, Juli 2014

2 Nera Economic Consulting: *Effective Use of Demand Side Resources: The Continued Need for Availability Payments*, Oktober 2013; [www.nera.com/nera-files/PUB\\_Availability\\_Payments\\_1013.pdf](http://www.nera.com/nera-files/PUB_Availability_Payments_1013.pdf) (abgerufen am 07.09.2014)

\* Entelios AG

über einen Kapazitätsmarkt verfügen, sieht man DR in der Höhe von circa zehn Prozent der Spitzenlast. In den Märkten ohne Kapazitätsmarkt, aber mit Verfügbarkeitszahlungen im Regelenenergiemarkt sieht man DR-Anteile von circa fünf Prozent der Spitzenlast. In Märkten ohne Verfügbarkeitszahlungen sieht man DR-Anteile von nur circa zwei Prozent. Ein besonders anschauliches Beispiel dafür ist Australien: Der west-australische Strommarkt hat einen Kapazitätsmarkt und über zwölf Prozent DR-Anteil, der ost-australische Strommarkt ist ein *Energy-only*-Markt mit unter drei Prozent DR-Anteil.

### **Deutschland schöpft sein DR-Potenzial bei Weitem nicht aus**

Die Entelios AG kann mit Sicherheit sagen, dass wir in Deutschland noch lange nicht an der Potenzialgrenze angelangt sind. Dabei sind nicht die Rekrutierung und Anbindung von industriellen und gewerblichen DR-Teilnehmern der Engpass, sondern vielmehr die regulatorischen Hürden, die DR im deutschen Strommarkt erschweren. Auf diese wird im nächsten Abschnitt eingegangen.

## Hemmnisse bei der Hebung von DR-Potenzialen in Deutschland

### **Preissignale sind wichtig – der Abbau von Eintrittsbarrieren ist wichtiger**

In der Theorie sind die Preissignale der alles entscheidende Faktor für die Nachfrageflexibilisierung. Diese müssen höher sein als die Opportunitätskosten der Verbraucher, um eine Nachfragereduktion anzureizen. Die Praxis ist deutlich komplizierter. Die Preissignale sind wichtig und eine nötige, aber keine hinreichende Bedingung, um Nachfrageflexibilität zu schaffen. Eine weitere Bedingung ist, dass die Marktregeln einen diskriminierungsfreien Zugang von DR-Ressourcen in den Markt ermöglichen. Leider hemmen die aktuellen Regeln im deutschen Strommarkt den Markteintritt für DR erheblich.

### **Größtes Problem für DR-Anbieter: Lieferanten und BKV müssen zustimmen**

Das bei Weitem größte Problem für die Verbreitung von DR in Deutschland sind die Regeln in Bezug auf das Bilanz-

kreismanagement. Wenn ein Nachfrager seine Last reduziert (zum Beispiel für das Bereitstellen von positiver Regelenenergie), dann hat das eine direkte Auswirkung auf das Gleichgewicht des Bilanzkreises, zu dem er gehört, und damit auf den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Außerdem hat es eine Auswirkung auf den Stromlieferanten, der Energie eingekauft hat, diese nun aber aufgrund der DR nicht in Rechnung stellen kann. Da es für diese Vorfälle keine standardisierten Korrekturmechanismen gibt, muss der DR-Aggregator (als Vertreter des Nachfragers/DR-Teilnehmers im Markt) einen bilateralen Vertrag mit dem BKV sowie mit dem Lieferanten des DR-Teilnehmers schließen (die oft dasselbe Unternehmen sind). Diese Verträge beziehungsweise dieser Vertrag kommt oft nicht zustande, da weder BKV noch Lieferant einen Anreiz (oder gar eine Verpflichtung) haben, eine solche Vereinbarung einzugehen. Im Gegenteil: Lieferanten sehen die Aktivitäten des DR-Aggregators oft als ungewünschten Eingriff in deren Kunden-Lieferanten-Beziehungen. Beim BKV erzeugen die Korrekturprozesse Aufwand (nach einem DR-Abwurf muss der Fahrplan des BKV angepasst werden), den dieser ungern auf sich nimmt. Trotzdem ist die Zustimmung des BKVs und des Lieferanten Grundvoraussetzung für die DR-Aktivität. Sowohl BKV als auch Lieferant haben somit die Möglichkeit, dem DR-Anbieter den Zugang zum Markt zu blockieren. Diese Möglichkeit der Blockade ist das größte Hemmnis für die Ausschöpfung von DR-Potenzialen im deutschen Strommarkt. Sie erschwert es, das vorhandene DR-Potenzial in den Regelenenergiemärkten auszuschöpfen, und verhindert den Marktzugang zum Handel mit DR-Flexibilität (zum Beispiel *Day-ahead* oder *Intraday*). Diese Regelungen schaden dem Wettbewerb und diskriminieren kleine DR-Anbieter. Erfahrungen in anderen Ländern belegen eindeutig, dass DR vorwiegend von Drittanbietern vorangetrieben wird, nicht von den etablierten Versorgungsunternehmen.

### **Ähnliche Probleme sind in einigen Nachbarländern schon gelöst – via ÜNB**

Dieses Problem ist in einigen Nachbarländern (zum Beispiel Frankreich, Schweiz) bereits gelöst. Diese haben Wege gefunden, die nötigen Korrekturprozesse wesentlich zu vereinfachen und vor allem zu standardisieren, sodass keine bilateralen Vereinbarungen zwischen DR-Anbieter und

Lieferant/BKV getroffen werden müssen. In der Schweiz übernimmt zum Beispiel der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zentral die Korrektur der Bilanzkreisvolumen und die Entschädigung des Lieferanten, sodass beiden kein Nachteil aus dem DR-Abruf entsteht. Damit ist keine Vereinbarung zwischen DR-Anbieter und Lieferant/BKV nötig. Diese Regelung vereinfacht dem DR-Anbieter den Markteintritt erheblich, und hält gleichzeitig den Lieferanten und BKV gegenüber den DR-Abrufen schadlos.

### Weitere DR-Hemmnisse liegen im Bereich des Netz- und Engpassmanagements

Ein weiteres Hemmnis für die Teilnahme von DR am Markt sind die Konflikte bei den Anreizen aus Paragraph 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung und den Preissignalen an der Strombörse (beziehungsweise der Erbringung von Regelleistung). Energieintensive Unternehmen können signifikante Netzentgeltrabatte erhalten, wenn sie ein möglichst flaches Nachfrageprofil haben. Ein solches Unternehmen kann diese Rabatte verlieren, wenn es zu Zeiten von negativen Börsenpreisen die Nachfrage (systemdienlich) erhöht – zum Beispiel, indem es negative Reserveleistung anbietet. Systemdienstleistungen sollten bei der Berechnung der Netzentgelte rausgerechnet werden, und es sollte generell überdacht werden, ob die Anreize für ein flaches Lastprofil in Zeiten volatiler Einspeisungen von Erneuerbaren Energien noch zielführend sind.

DR spielt in Deutschland keine Rolle im Engpassmanagement, weder auf Verteilnetzebene noch auf Übertragungsnetzebene – die bestehenden Regeln sind auf Erzeugung ausgelegt. Insbesondere spielt DR kaum eine Rolle, wenn Verteilnetzbetreiber (VNBs) den Netzausbau planen. VNBs entscheiden sich bei Engpässen aufgrund der Anreizregulierung (die CAPEX im Vergleich zu OPEX begünstigt) eher für neue Kabel als dafür, lokale DR-Potenziale zu prüfen. DR kann aber in vielen Fällen die günstigere und schnellere Alternative sein. Die Anreizregulierung sollte deswegen dahingehend weiterentwickelt werden, dass der VNB den Anreiz hat, DR als Alternative zum Netzausbau einzusetzen, wenn dies wirtschaftlich sinnvoll und technisch machbar ist.

### DR-Pools haben sich als höchst zuverlässig erwiesen – dies wird noch nicht anerkannt

DR hat in Deutschland und auf der Welt wiederholt bewiesen, dass es so verlässlich ist wie Erzeugungskapazität. Dies ist auch dann der Fall, wenn kleine Nachfragekapazitäten in einem Pool aggregiert und gemeinsam dem Markt angeboten werden. Einen Ausfall von einzelnen Nachfragern kann der DR-Aggregator mit anderen Nachfragern im Pool ausgleichen. Der Pool – nicht der einzelne Nachfrager – operiert im Markt, und der Aggregator trägt die Verantwortung für die Verlässlichkeit des Pools. In Deutschland prüft der ÜNB im Zuge der Präqualifikation jedoch die Leistung jeder einzelnen DR-Anlage individuell, nicht die Leistung des Pools. Dies bremst den Zubau von DR erheblich. Es sollte der Pool sein, der die Präqualifikation bestehen muss – dieser ist es letztendlich auch, der die Regelleistung an den ÜNB verkauft.

### Ausblick und weitere Einsatzgebiete von DR

Nachfrageflexibilität kann in vielen Bereichen des Strommarktes einen Nutzen liefern. Neben den genannten Bereichen des Netzmanagements kann DR auch bei der effektiven Bewirtschaftung der Bilanzkreise helfen. Dies kann insbesondere dann interessant werden, sollten die Anreize zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung in Zukunft verschärft werden. Dann könnte DR beim kurzfristigen Handel eingesetzt werden, insbesondere wenn sich Knappheits- beziehungsweise Überschusssituationen abzeichnen.

### Ein Kapazitätsmarkt würde DR helfen – wenn er diskriminierungsfrei gestaltet wird

Wie in anderen Ländern (vor allem den USA) bewiesen, könnte DR die Zuverlässigkeit des Netzes erhöhen, indem es gesicherte Leistung in einem Kapazitätsmarkt anbietet. DR hat das Potenzial, den Wettbewerb in einem möglichen Kapazitätsmarkt zu stärken und damit die Preise niedrig zu halten. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes hätte einen positiven Einfluss auf die Hebung des DR-Potenzials in Deutschland, da dies wie oben beschrieben mit Kapazitätzahlungen deutlich einfacher ist. Allerdings wäre es in dem Fall entscheidend, dass das Design des Kapazitätsmarktes

einen gleichberechtigten Zugang für DR-Resources ermöglicht.

### **DR kann beides liefern: gesicherte Leistung und Flexibilität**

Neben der Frage der gesicherten Leistung steht in Deutschland die Flexibilisierung des Strommarktes ganz oben auf der Agenda. Dies ist auch dringend nötig, da der Zubau weiterer fluktuierender Erzeugungsanlagen zu immer volatileren Einspeisungen ins Netz führt. DR kann hier einen wichtigen Beitrag leisten und durch nachfrageseitige Reaktionen die Preisvolatilität begrenzen.

Flexibilität und gesicherte Leistung sind zwei wesentliche Voraussetzungen für den Strommarkt von morgen.

DR kann zu beiden Elementen einen wichtigen Beitrag leisten – wenn man es nur zulässt.

# Ergebnisse der Vergleichsstudie im Auftrag des BMWi

Markus Peek\*

## Hintergrund

Seit der Liberalisierung der Stromversorgung und der Schaffung eines gemeinsamen EU-Binnenmarktes für Elektrizität ist ein wesentliches Prinzip des aktuellen Marktdesigns in Deutschland und Europa, dass den Betreibern von Erzeugungsanlagen die erzeugte Energie zu den jeweiligen stündlichen Strompreisen am Großhandelsmarkt vergütet wird. Ein Marktdesign basierend auf diesem Prinzip wird gemeinhin verkürzt als *Energy-only*-Markt oder kurz EOM bezeichnet, obwohl **nicht** nur elektrische Arbeit, sondern implizit auch Leistung vergütet wird. Stromverbraucher vereinbaren mit ihren Versorger beziehungsweise Lieferanten einen gesicherten Bezug. Lieferanten sind wiederum verpflichtet, ihre Lieferverpflichtung zu erfüllen und somit abzusichern. Durch das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem als zentrale und erforderliche Elemente des EOM sind entsprechende Anreize und Verpflichtungen gewährleistet. Das führt zu einer impliziten Vergütung von Leistung auf Terminmärkten und in Strombezugsverträgen. Zudem wird der EOM durch Systemdienstleistungen – insbesondere durch die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung – abgesichert.

Vor dem Hintergrund steigender Anteile Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung, erheblicher Überkapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark, drohender Stilllegungen flexibler Spitzenlastkraftwerke und gleichzeitig steigender Kohlendioxidemissionen wird die Funktionsfähigkeit des EOM in Deutschland und Teilen Europas aktuell intensiv diskutiert. Im Fokus steht die Frage, ob eine umfangreiche Anpassung des Marktdesigns – insbesondere eine Ergänzung um Kapazitätsmechanismen – notwendig ist.

Der aktuelle Stand der Diskussion über die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen ist in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten unterschiedlich weit fortgeschritten. Während zum Beispiel Frankreich und Großbritannien konkrete Überlegungen zur Einführung von Kapazitätsmechanismen haben, haben sich andere Länder klar gegen deren Einführung entschieden und in anderen Ländern steht die Klärung noch am Anfang. Zugleich hat die EU-Kommission Anforderungen und Rahmenbedingungen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen entwickelt. Vor ihrer Einführung muss demnach nachgewiesen werden, dass auf dem EOM ein Marktversagen vorliegt. Das heißt, es ist die Frage zu klären, ob die Funktionsfähigkeit des EOM hinsichtlich einer sicheren Versorgung der Verbraucher mit Elektrizität grundsätzlich gestört ist und – wenn diese Frage bejaht wird – durch eine Einführung von Kapazitätsmechanismen in geeigneter Weise adressiert werden kann. In Deutschland soll für die Frage der Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen in der zweiten Hälfte des Jahres 2015 eine Klärung herbeigeführt werden. Auf dieser Basis soll spätestens 2016 eine entsprechende Ausgestaltung des Rechtsrahmens vorgenommen werden.

Bei der Diskussion über eine Einführung von Kapazitätsmechanismen ist die Beantwortung von zwei übergeordneten Fragestellungen von zentraler Bedeutung:

- Ist der EOM im Grundsatz funktionsfähig oder sind umfassende Anpassungen des aktuellen Marktdesigns, insbesondere die Einführung von Kapazitätsmechanismen, für die Gewährleistung einer sicheren und wettbewerbsfähigen Stromversorgung der Verbraucher erforderlich?
- Welche Auswirkungen und Herausforderungen sind mit der Einführung von Kapazitätsmechanismen verbunden und eignen sie sich dafür, eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten und etwaige Nebenziele zu erreichen?

\* r2b energy consulting GmbH

Vor diesem Hintergrund wurde die r2b energy consulting GmbH im Rahmen der *Leitstudie Strommarkt*<sup>1</sup> vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragt, im dritten Arbeitspaket die Funktionsfähigkeit des EOM sowie die Auswirkungen und Herausforderungen unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen zu untersuchen.

Das methodische Vorgehen der Untersuchung zur Funktionsfähigkeit des EOM sowie der Analyse der Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen basiert jeweils auf drei Säulen:

- **Empirische Voranalysen** betrachten insbesondere die Anforderungen an das zukünftige Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien und untersuchen die Verfügbarkeit und Erschließbarkeit von Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Lastmanagement und Netzersatzanlagen.
- **Qualitative Analysen** fokussieren bei den Betrachtungen der Funktionsfähigkeit des EOM auf die Wirkungsmechanismen eines EOM, deren Anreizwirkungen sowie Ursachen für ein potenzielles Marktversagen.
- Umfängliche **Marktsimulationen** mit dem fundamentalen europäischen Strommarktmodell der r2b energy consulting GmbH dienen zur quantitativen Analyse der Funktionsfähigkeit des optimierten EOM (EOM 2.0)<sup>2</sup> und der Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen.

Bei Betrachtungen der Funktionsfähigkeit des EOM haben wir mittels der Marktsimulationen unter Berücksichtigung

1 Bei dem Projekt handelt es sich um ein gemeinsames Projekt mit den Unterauftragnehmern Connect Energy Economics GmbH, Consentec GmbH und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Im Arbeitspaket 3 wurden die Fragestellung der Funktionsfähigkeit des EOM sowie die Analyse der Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen behandelt, wofür wir, die r2b energy consulting GmbH, federführend verantwortlich sind.

2 Im Rahmen der Modellrechnungen haben wir einen optimierten *Energy-only*-Markt modelliert, in dessen Rahmen gegebenenfalls vorhandene Hemmnisse für eine Einbindung von Flexibilitätsoptionen, insbesondere von Lastmanagement, abgebaut sind.

der Erkenntnisse der qualitativen Analysen und empirischen Vorabuntersuchungen folgende Fragen beantwortet:

- Erfolgt zu jedem Zeitpunkt ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Großhandelsmarkt?
- In welchem Umfang reizt der EOM 2.0 Investitionen in welche konventionellen Erzeugungsanlagen in Deutschland an?
- In welchem Umfang werden verfügbare Flexibilitätsoptionen im EOM 2.0 erschlossen und genutzt?
- Welche Preisentwicklung und Preisstrukturen sind auf dem EOM 2.0 zu erwarten?

Im Rahmen der Analyse der Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen lag der Fokus der quantitativen Marktsimulationen auf der Beantwortung der Fragen:

- Welche Investitionen in konventionelle Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen werden bei den unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum EOM 2.0 angereizt?
- Welche zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten (Systemkosten) verursachen die unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum EOM 2.0?
- Welche zusätzlichen Belastungen für Verbraucher ergeben sich bei den unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum EOM 2.0?

Darüber hinaus haben wir die Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen der unterschiedlichen, in der aktuellen Diskussion in Deutschland relevanten Vorschläge im Rahmen qualitativer und quantitativer Analysen auf Basis objektiver Kriterien betrachtet und mit einem EOM 2.0 verglichen

## Anforderungen an ein zukunftsfähiges Strommarktdesign

Das zukünftige Strommarktdesign ergänzt um flankierende Instrumente und Rahmenbedingungen der Klima-, Energie- und Umweltpolitik muss die Herausforderungen eines mittel- und langfristigen Umbaus des Erzeugungssystems

auf hohe Anteile Erneuerbarer Energien und auf eine geringe Kohlendioxidintensität der verbleibenden, mit fossilen Brennstoffen befeuerten Erzeugungsanlagen berücksichtigen und den Erhalt einer sicheren und effizienten Stromversorgung gewährleisten.<sup>3</sup>

Weil die Erneuerbaren Energien Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft in hohem Ausmaß dargebotsabhängig und fluktuierend sind (FEE), muss das zukünftige Stromversorgungssystem insbesondere folgende Anforderungen erfüllen:

- In Situationen mit hoher Nachfrage und geringer EE-Einspeisung – aufgrund ungünstiger meteorologischer Bedingungen – muss ausreichend verfügbare Erzeugungsleistung beziehungsweise Flexibilität von Verbrauchern vorhanden sein, um eine Lastdeckung zu gewährleisten.
- In Situationen mit geringer Nachfrage und hoher EE-Einspeisung – aufgrund günstiger meteorologischer Bedingungen – müssen sinnvolle Nutzungsmöglichkeiten für die ansonsten abzuregelnde FEE-Erzeugung vorhanden sein.
- Kurzfristige Veränderungen der EE-Einspeiseleistung in erheblichem Umfang, sogenannte Gradienten der EE-Einspeisung, müssen durch Anpassungen der Erzeugungsleistung anderer Anlagen und/oder Anpassung der Verbrauchsleistungen aufgefangen werden können.
- Kurzfristige Prognosefehler der EE-Einspeisung müssen durch vorgehaltene Regelleistung ausgeglichen werden können.

<sup>3</sup> Festlegungen für ein Marktdesign mit beziehungsweise ohne Kapazitätsmechanismen ist dabei ein Element, das Einfluss auf die regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für die Akteure im Stromversorgungssystem hat. Zahlreiche weitere Elemente, wie zum Beispiel die Ausgestaltung des Kohlendioxid-Zertifikatehandels in Europa und die Ausgestaltung der Förderung der Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, sind zentral für die Entwicklungen des Stromversorgungssystems in Deutschland und Europa. Der Fokus der Studie lag auf der Analyse eines Marktdesigns mit und ohne Kapazitätsmechanismen. Zentraler Aspekt ist dabei, ob ein Marktdesign mit und ohne Kapazitätsmechanismen geeignet ist, eine sichere Versorgung zu gewährleisten und welche Auswirkungen und Herausforderungen sich durch die untersuchten Kapazitätsmechanismen ergeben.

Deshalb muss ein zukünftiges Strommarktdesign zur Bewältigung der kurz-, mittel- und langfristigen Herausforderungen insbesondere marktgetriebene Anreize für die Erschließung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen sowie Investitionen in Erzeugungsanlagen – insbesondere Spitzenlastanlagen – und den Umbau beziehungsweise die Flexibilisierung des konventionellen Erzeugungssystems bieten.

Inwieweit ein Marktdesign mit und ohne Kapazitätsmechanismen dazu in der Lage ist und somit eine sichere Versorgung der Verbraucher gewährleistet wird, steht im Fokus der Analysen der Studie.

## Funktionsfähigkeit des EOM

Die Analysen zur Funktionsfähigkeit des EOM zeigen, dass eine sichere Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen grundsätzlich gewährleistet ist. Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt bedeutet, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher ist als der Marktpreis (Kosten).

Preisspitzen in einzelnen Situationen (sogenanntes *Peak Load Pricing*) sind dabei ein zentrales Element eines funktionsfähigen EOM und müssen möglichst unverzerrt bei den Stromerzeugern und Stromverbrauchern als Preissignale für effiziente Einsatz-, Verbrauchs- und Investitionsentscheidungen ankommen. Ein zweites wesentliches Element eines funktionierenden EOM ist das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem. Das Bilanzkreissystem verpflichtet Verbraucher beziehungsweise deren Lieferanten zur gesicherten Beschaffung des Stroms. Das Ausgleichsenergiesystem setzt finanzielle Anreize für eine individuelle Leistungsvorsorge von Lieferanten. Durch diese beiden zentralen Elemente sind auch in einem EOM implizite und explizite Vergütungen von Leistung gegeben, die eine Refinanzierung von Investitionen in Spitzenlastkraftwerke und Erschließung notwendiger Flexibilitätsoptionen ermöglicht. Implizite Vergütungen für Leistung ergeben sich im Rahmen des *Peak Load Pricings* in Situationen mit einer Preissetzung der Nachfrage auf dem *Day-ahead*- und dem *Intraday*-Markt sowie auf Basis von bilateralen Verträgen zur Absi-

cherung von Preis- und Mengenrisiken und einer Einpreisung der Lieferverpflichtung auf Terminmärkten. Zusätzlich wird Leistung explizit auf Regelenergiemärkten, Optionsmärkten sowie bei bilateralen Kraftwerksreserveverträgen vergütet.

Die empirischen Vorabanalysen zeigen zudem, dass die für die Funktionsfähigkeit des EOM erforderlichen Flexibilitätspotenziale in erheblichem Umfang verfügbar sind:

- Das verfügbare Potenzial des Lastmanagements (Demand Side Management, DSM) in der Industrie liegt bei konservativer Abschätzung bei 10 bis 15 Gigawatt.
- Das verfügbare Potenzial von Netzersatzanlagen (NEA) liegt bei konservativer Abschätzung bei 5 bis 10 Gigawatt.

Diese Potenziale können zu sehr geringen Kosten sehr schnell erschlossen und am Strommarkt genutzt werden. Sie werden bereits heute zur Verringerung von Netzentgeltzahlungen und in geringerem Umfang auf dem Regelenergie- sowie dem Großhandelsmarkt genutzt.

Die Nutzung von Ausgleichseffekten bei der residualen Last in Europa ist für eine effektive und effiziente Integration der Erneuerbaren Energien sowie für die Beurteilung der Sicherheit der Stromversorgung eine weitere zentrale Flexibilitätsoption. Bereits heute führen die Ausgleichseffekte im gemeinsamen Marktgebiet (Deutschland plus Nachbarländer plus Italien) zu einer Reduktion der residualen Jahreshöchstlast in einer Größenordnung von etwa 11 Gigawatt. Diese Ausgleichseffekte werden zukünftig auf eine Größenordnung von etwa 18 Gigawatt im Jahr 2020 und etwa 25 Gigawatt im Jahr 2030 ansteigen. Bereits heute sind diese Ausgleichseffekte über die vorhandene Netzinfrastruktur zwischen den Ländern des gemeinsamen Marktgebiets umfänglich nutzbar. Geplante und in der Umsetzung befindliche Ausbauten der Netzinfrastruktur zwischen diesen Ländern werden die Nutzungsmöglichkeiten für diese Ausgleichseffekte weiter erhöhen.

Detaillierte Analysen zu potenziellen Ursachen für ein Marktversagen auf dem EOM – wie externe Effekte, das sogenannte *Missing-Money*-Problem oder unzureichende

Refinanzierungsmöglichkeiten für Investitionen in Erzeugungsanlagen – zeigen, dass die postulierten, hierfür zugrundeliegenden Annahmen für den deutschen und europäischen Strommarkt nicht zutreffen. So stellt Versorgungssicherheit gemäß der ökonomischen Theorie kein öffentliches Gut dar, sogenannte externe Effekte für Erzeuger sind gering beziehungsweise vermeidbar, die Refinanzierung notwendiger Investitionen ist gewährleistet und die Notwendigkeit einer Einführung von Preisobergrenzen ist nicht angezeigt.

Die Analysen zur Funktionsfähigkeit des EOM 2.0 auf Basis der Marktsimulationen stützen und ergänzen die qualitativen Analysen sowie die empirischen Vorabanalysen:

- Der EOM 2.0 kann Investitionen in konventionelle Erzeugungsanlagen – insbesondere Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast – anreizen. Er ermöglicht eine Refinanzierung von Kapital- und fixen Betriebskosten.
- Die für die Refinanzierung der Investitionen erforderlichen Preisspitzen (*Peak Load Pricing*) beschränken sich auf eine geringe Anzahl von Stunden und liegen im Maximum bei etwa 400 Euro<sub>2014</sub> je Megawattstunde im Jahr 2020 und rund 1.200 Euro<sub>2014</sub> je Megawattstunde im Jahr 2030. Damit liegen die zu erwartenden Preisspitzen im EOM 2.0 deutlich unterhalb der technischen Preisobergrenzen an der Strombörse (3.000 Euro je Megawattstunde am *Day-ahead*-Markt und 10.000 Euro am *Intraday*-Markt). Diese Preisspitzen haben keinen erheblichen Einfluss auf den durchschnittlichen Strompreis am Großhandelsmarkt und sind für die Strombezugskosten von Endkunden weitgehend irrelevant. Die Gefahr von regulatorischen Eingriffen in Form einer Einführung von Preisobergrenzen erscheint vor diesem Hintergrund gering.
- Flexibilitätsoptionen können im EOM 2.0 umfänglich erschlossen werden. Dabei ist nur ein Teil der verfügbaren Potenziale erforderlich und die unterschiedlichen Potenziale können sich ergänzen, aber auch ersetzen.
- Die schnelle Erschließung von kostengünstigen Flexibilitätsoptionen im Wettbewerbsmarkt vermindert die notwendigen Investitionen in konventionelle Erzeugungsan-

lagen (außer Kraft-Wärme-Kopplung) beim sukzessiven Umbau des Erzeugungssystems in erheblichem Umfang.

Die Effizienz des EOM wird durch Anpassungen, die einen Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen innerhalb des bestehenden Marktdesigns leisten, erhöht. Diese Anpassungen umfassen insbesondere eine Stärkung von Anreizen für Fahrplanteue im Rahmen der Bilanzkreisverpflichtung (Überprüfung und Anpassung des Ausgleichsenergiesystems) und den Abbau von Markteintrittsbarrieren für Anbieter von Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel Anpassungen von Auktions- und Präqualifikationsregeln der Regulenergiemärkte). Durch diese Anpassungen kann der EOM weiter gestärkt und optimiert werden (EOM 2.0).

Zudem sind die Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom und die weitere Harmonisierung von Marktregeln sowie die Gewährleistung von verlässlichen und berechenbaren Rahmenbedingungen für Stromerzeuger und -verbraucher zu empfehlen, um die Effizienz weiter zu erhöhen.

## Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen

Der optimierte EOM – ein EOM 2.0 – ist sowohl dem zentralen umfassenden als auch dem fokussierten Kapazitätsmarkt sowie dem dezentralen Kapazitätsmarkt hinsichtlich der meisten Bewertungskriterien deutlich überlegen. Ein EOM 2.0 mit Reserve kann eine Alternative im Fall des politischen Wunsches nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung sein. Sollte dennoch ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden, zeigen die Bewertungen, dass ein dezentraler Mechanismus einem zentralen Kapazitätsmarkt vorzuziehen ist.

Für die untersuchten Marktdesignoptionen mit und ohne Kapazitätsmechanismen haben wir folgende Bewertung im Hinblick auf die Kriterien vorgenommen:

→ Ein optimierter EOM (EOM 2.0) ist hinsichtlich aller Kriterien positiv zu bewerten. Der EOM 2.0 gewährleistet eine sichere **und** effiziente Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen. Der Energy-only-Markt stellt

Übersicht Marktdesignoptionen mit und ohne Kapazitätsmechanismus (KM) – Bewertungskriterien

Abbildung

	Effizienz	Effektivität	Umsetzbarkeit	Risiken Regulierung	Europa	Kosten Verbraucher
EOM 2.0						
EOM 2.0 mit Reserve						
zentraler, umfassender KM						
zentraler, fokussierter KM						
dezentraler KM						

eigene Darstellung

bei einem Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen ein zukunftsfähiges Marktdesign dar.

- Eine Flankierung des EOM 2.0 mit einer Reserve ist von geringer Eingriffsintensität, leicht umzusetzen und birgt nur geringe Regulierungsrisiken. Rückwirkungen auf den EU-Binnenmarkt für Strom sind **nicht** gegeben und eine europäische Koordinierung beziehungsweise Harmonisierung erscheint in einfacher Weise möglich. Die sichere Versorgung der Verbraucher wird weiterhin durch den EOM 2.0 gewährleistet. Die Effektivität der Reserve als Instrument der zusätzlichen Absicherung ist gewährleistet. Durch den Aufbau einer Reserve außerhalb des Strommarktes können zudem diskutierte, potenzielle Ursachen für Marktversagen, zum Beispiel externe Effekte für Erzeuger und Verbraucher, ex ante ausgeschlossen werden. Die volkswirtschaftlichen Kosten und die zusätzlichen Belastungen für Verbraucher durch den Aufbau einer solchen Reserve sind sehr gering.
- Zentrale Kapazitätsmärkte gewährleisten ebenfalls eine sichere Versorgung der Verbraucher. Gegenüber einem EOM 2.0 ergeben sich allerdings erhebliche Effizienzverluste (das heißt höhere volkswirtschaftliche Kosten) aufgrund zusätzlicher Ziele in Bezug auf die Versorgungssicherheit, die zu einem höheren Kapazitätsniveau als im EOM 2.0 führen. Die zusätzlichen Ziele in Bezug auf die Versorgungssicherheit können mit zentralen Kapazitätsmärkten grundsätzlich erreicht werden, allerdings ergeben sich erhebliche Herausforderungen und Schwierigkeiten bei der Umsetzung. So ergibt sich ein umfänglicher Regulierungsaufwand und die Umsetzung ist schwierig und komplex und führt zu weiteren unvermeidbaren Ineffizienzen. Mit der Einführung sind erhebliche Transaktionskosten verbunden. Zugleich ergeben sich erhebliche Verteilungseffekte zwischen den Marktteilnehmern. Es ergeben sich daher Regulierungsrisiken aufgrund von politischer Einflussnahme in Verbindung mit unvollkommenen Informationen des Regulators bei der Festlegung der komplexen neuen gesetzlichen Grundlagen sowie bei Umsetzungsvorschriften dieses Kapazitätsmechanismus. Dies eröffnet erhebliche Spielräume für Missbrauch und führt zur Gefahr der Notwendigkeit eines regelmäßigen Nachsteuerens. Eine unzureichende Koordinierung beziehungsweise Harmonisierung führt zu Verzerrungen im

EU-Binnenmarkt für Strom. Eine harmonisierte Umsetzung mit einheitlichen Marktregeln erscheint schwierig, beim umfassenden Ansatz aber grundsätzlich möglich. Beim fokussierten Ansatz erscheint sie de facto ausgeschlossen. Die Kapazitätzahlungen an Kraftwerksbetreiber führen über Umlagen beim umfassenden zentralen Ansatz zu erheblichen zusätzlichen Belastungen der Verbraucher (Umverteilungseffekt). Durch die selektive Vergütung können diese beim fokussierten Ansatz verringert werden. Zugleich besteht beim fokussierten Ansatz allerdings durch die hohen Regulierungsrisiken und den gegebenenfalls ineffizienten, regulatorisch vorgegebenen Technologiemix die Gefahr, dass dieser Vorteil des fokussierten Kapazitätsmarkts für Verbraucher gegenüber dem umfassenden Kapazitätsmarkt insbesondere in der mittleren und langen Frist **nicht** erhalten bleibt.

- Dezentrale Kapazitätsmärkte gewährleisten ebenfalls eine sichere Versorgung der Verbraucher. Sie erhöhen die Anreize für eine individuelle Leistungsvorhaltung der Marktakteure, was zu einer Erhöhung des Kapazitätsniveaus gegenüber einem EOM 2.0 führt. Zugleich verringern sie aber die Effizienz und werfen zahlreiche Fragen bezüglich der konkreten Ausgestaltung auf. Wird ein dezentraler Kapazitätsmarkt als Weiterentwicklung beziehungsweise Ergänzung des heutigen Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems (mit einer nationalen Komponente) ausgestaltet, erhöhen sich die volkswirtschaftlichen Kosten nur geringfügig, und die zusätzlichen Belastungen der Verbraucher können bei geeigneter Ausgestaltung begrenzt werden. Ein koordiniertes beziehungsweise europäisch harmonisiertes Vorgehen bei der Umsetzung erscheint grundsätzlich möglich, weil der Ansatz auf bestehenden Elementen des Marktdesigns im EU-Binnenmarkt für Strom aufsetzt. Daher und durch den – im Vergleich zu zentralen Kapazitätsmärkten – dezentralen, marktlichen Ansatz (ohne zentrale Bedarfsfestlegung und auf Basis dezentraler Entscheidungen der Marktakteure) erscheint eine Umsetzbarkeit grundsätzlich gegeben und mit deutlich geringeren Regulierungsrisiken verbunden. Zusätzliche Risiken ergeben sich bei einem dezentralen Kapazitätsmarkt – in Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung und Marktstruktur – im Bereich der Ausübung von Marktmacht. Unternehmen mit

großen Erzeugungsportfolien haben gegenüber kleineren Wettbewerbern potenziell Vorteile. Bei einer Umsetzung müsste dies entsprechend adressiert werden.

Bei der Bewertung der Kapazitätsmechanismen haben wir neben den Ergebnissen der qualitativen Analysen auch die Ergebnisse der quantitativen Analysen auf Basis der Marktsimulationen einfließen lassen. Zentrale quantitative Ergebnisse der Marktsimulationen sind:

- Alle Kapazitätsmechanismen führen zu einer Erhöhung der volkswirtschaftlichen Kosten<sup>4</sup> (Systemkosten) gegenüber dem EOM 2.0 und somit zu Ineffizienzen. Am höchsten sind diese zusätzlichen Kosten mit etwa 5 bis 6 Milliarden Euro<sub>2014</sub> beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt und beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt. Am geringsten sind sie mit 1,6 Milliarden Euro<sub>2014</sub> bei einem EOM 2.0 mit Reserve. Beim dezentralen Kapazitätsmarkt liegen sie mit 2,2 Milliarden Euro<sub>2014</sub> etwas über den Systemkosten im EOM 2.0 mit Reserve.
- Alle Kapazitätsmechanismen führen zu höheren Belastungen für Verbraucher gegenüber dem EOM 2.0.<sup>5</sup> Die zusätzlichen Belastungen für Verbraucher beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt sind mit rund 15 Milliarden Euro<sub>2014</sub> am höchsten. Beim dezentralen Kapazitätsmarkt ist mit zusätzlichen Belastungen der Verbraucher in Höhe von knapp 7 Milliarden Euro<sub>2014</sub> zu rechnen. Durch den selektiven Ansatz beim fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben sich deutlich geringere zusätzliche Belastungen in Höhe von 2,5 Milliarden Euro<sub>2014</sub> als beim umfassenden Mechanismus. Beim EOM 2.0 mit Reserve

sind mit 1,6 Milliarden Euro<sub>2014</sub> die geringsten Zusatzbelastungen für Verbraucher zu erwarten.

- Die oben genannten quantitativen Ergebnisse basieren auf Marktsimulationen bei einer optimalen Ausgestaltung des jeweiligen Marktdesigns mit Kapazitätsmechanismus und einer Parametrierung des jeweiligen Kapazitätsmechanismus unter der Annahme eines sogenannten allwissenden Regulators mit perfekter Voraussicht. In der Praxis werden Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen, Informationsasymmetrien und Einflussnahme durch Lobbygruppen eine optimale Ausgestaltung verhindern. Insbesondere für zentrale umfassende und fokussierte Kapazitätsmärkte ist ein deutlich höherer Anstieg der Systemkosten und der Kostenbelastungen der Verbraucher zu erwarten.

Die Ergebnisse der Marktsimulationen zeigen weiterhin, dass bei allen Marktdesignoptionen eine sichere Versorgung gewährleistet werden kann. Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmärkten führen dabei zu einer Erhöhung der verfügbaren Erzeugungsleistung in Deutschland, die allerdings durch Rückwirkungen auf das Ausland und durch eine geringe Nutzung von Flexibilitätsoptionen konterkariert werden. Zusätzlich installierte Leistung konventioneller Kraftwerke zur Deckung der Spitzenlast in Deutschland geht mit einer Verringerung der installierten Leistung im benachbarten Ausland sowie bei den zentralen Kapazitätsmärkten mit einer geringeren Nutzung von Lastmanagementpotenzialen in Deutschland und im Ausland einher. Im Marktdesign mit Reserve führt die zusätzliche Erzeugungskapazität außerhalb des Strommarktes nicht zu diesen Rückwirkungen im Ausland.

Darüber hinaus zeigen die Marktsimulationen, dass Kapazitätsmärkte **kein** geeignetes Instrument zur gezielten Verringerung der Kohlendioxidemissionen und somit zur Erreichung etwaiger Nebenziele, wie dem nationalen Klimaschutzziel, sind. Die Ergebnisse zeigen, dass alle Kapazitätsmechanismen **keine** relevanten Auswirkungen auf die Kohlendioxidemissionen in der Stromerzeugung haben. Sowohl beim zentralen umfassenden und zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt als auch beim dezentralen Kapa-

4 Im Folgenden werden diese volkswirtschaftlichen Kosten als Barwert der zusätzlichen Systemkosten in Deutschland für den Zeitraum 2014 bis 2030 angegeben, die durch Kapazitätsmechanismen gegenüber EOM 2.0 unter Berücksichtigung der Veränderung des Außenhandelsaldos für Strom entstehen.

5 Im Folgenden werden diese zusätzlichen Belastungen als Barwert für den Zeitraum 2014 bis 2030 angegeben. Berücksichtigt sind dabei Strompreisänderungen am Großhandelsmarkt und Kapazitätzahlungen sowie Auswirkungen auf EEG-Umlage, KWK-Umlage und Regelenergiekosten.

zitätsmarkt erhöhen sich die Kohlendioxidemissionen geringfügig.

Die Einführung von zentralen Kapazitätsmärkten ist **nicht** zu empfehlen, da das heutige Marktdesign auf Basis eines *Energy-only*-Marktes – insbesondere ein optimierter EOM (EOM 2.0) – grundsätzlich funktionsfähig ist und eine sichere Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen gewährleisten kann. Darüber hinaus stellt der *Energy-only*-Markt das etablierte Marktdesign des EU-Binnenmarktes für Strom dar. Insbesondere nicht koordinierte beziehungsweise nicht europäisch harmonisierte Alleingänge sollten vermieden werden. Auch dezentrale Kapazitätsmärkte stellen einen Markteingriff mit erheblichen Auswirkungen und Risiken dar. In Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung können sie allerdings auf bewährten Elementen des heutigen Marktdesigns aufbauen. Eine europäisch koordinierte beziehungsweise harmonisierte Vorgehensweise ist grundsätzlich möglich. Beim politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung ist eine zusätzliche Reserve das zu empfehlende Instrument. Bei diesem Instrument erfolgt **kein** direkter Eingriff in den Markt. Somit ergeben sich **keine** Rückwirkungen auf den EU-Binnenmarkt für Strom. Auch wenn eine europäische Koordinierung bei der Einführung einer Reserve zu präferieren ist, kann dieser Mechanismus zügig und im nationalen Alleingang eingeführt werden und birgt **keine** erheblichen Risiken.

## Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aus den Ergebnissen der Analysen zur Funktionsfähigkeit des EOM sowie den Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen haben wir die folgenden Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen abgeleitet:

*Das heutige Marktdesign auf Basis eines EOM ist ohne Kapazitätsmechanismus grundsätzlich funktionsfähig und gewährleistet eine sichere Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen – auch bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien. Zentrale Elemente eines funktionierenden EOM*

sind das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sowie das sogenannte *Peak Load Pricing*. Sie schaffen Anreize für individuelle Leistungsvorsorge und ermöglichen die Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Lastmanagement, im erforderlichen Umfang. Es sollten jedoch in den nächsten Jahren einige Maßnahmen zur Optimierung des *Energy-only*-Marktes realisiert werden.<sup>6</sup> Durch einen Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen kann die Effizienz weiter erhöht werden. Insbesondere haben wir Anreize für eine bessere Fahrplanteue im Rahmen der Bilanzkreisverpflichtung und den Abbau von Hemmnissen für die Erschließung von Nachfrageflexibilität und von weiteren Flexibilitätsoptionen empfohlen. Durch diese Anpassungen kann der EOM weiter gestärkt und optimiert werden (EOM 2.0). Zudem sind eine Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom und die weitere Harmonisierung der Marktregeln sowie die Gewährleistung von verlässlichen und berechenbaren Rahmenbedingungen für Stromerzeuger und -verbraucher zu empfehlen, um die Effizienz weiter zu erhöhen.

*Für den politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung ist eine zusätzliche Reserve – als Ergänzung für den EOM 2.0 – ein geeignetes Instrument mit sehr geringen Kosten und Risiken. Eine Reserve ist vergleichsweise einfach umzusetzen, erhält die Funktionsfähigkeit und Innovationspotenziale des EOM 2.0 und verursacht geringe Kosten. Eine gemeinsame Einführung oder zumindest enge Koordinierung mit den europäischen Nachbarn ist empfehlenswert, aber **nicht** zwingend erforderlich.*

*Der EOM 2.0, gegebenenfalls ergänzt durch eine Reserve, ist den derzeit diskutierten Kapazitätsmärkten – zentraler umfassender und zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt sowie dezentraler Kapazitätsmarkt – deutlich überlegen. Kapazitätsmärkte bergen erhebliche Gefahren für die Umsetzung der Energiewende (Überkomplexität, Fehlsteuerungspoten-*

<sup>6</sup> vgl. hierzu Connect Energy Economics (2014): *Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin, 2. Juli 2014

---

zial, Ineffizienz, reduzierte Flexibilisierungsanreize). Insbesondere nationale Alleingänge sollten vermieden werden. Kapazitätsmärkte erhöhen die volkswirtschaftlichen Kosten und erschweren eine effiziente und effektive Integration Erneuerbarer Energien. Sollte dennoch ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden, ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt einem zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt oder einem zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt vorzuziehen.

*Kapazitätsmechanismen sind **kein** geeignetes Instrument zur Reduktion nationaler Kohlendioxidemissionen.* Sowohl zentrale umfassende oder fokussierte Kapazitätsmärkte als auch ein dezentraler Kapazitätsmarkt können die nationalen Kohlendioxidemissionen **nicht** gezielt reduzieren.

*Kapazitätsmechanismen erhöhen die Kostenbelastungen für Verbraucher.* Durch die Überwälzung der Kapazitätszahlungen auf die Verbraucher erhöhen sich insbesondere bei zentralen umfassenden Kapazitätsmärkten sowie bei dezentralen Kapazitätsmärkten die Kosten der Verbraucher für den Strombezug. Auch bei einem fokussierten Kapazitätsmarkt können die zusätzlichen Kosten für Verbraucher durch Umverteilungseffekte zwar zumindest kurz- und mittelfristig begrenzt, aber gegenüber einem EOM 2.0 **nicht** reduziert werden.



# Ein Kommentar der Bewertung des dezentralen Leistungsmarktes im BMWi-Impact-Assessment

Julius Ecke\*

## 1 Zielstellung

Im Folgenden wird eine vergleichende Einordnung des Energy-only-Marktes 2.0 (EOM) und des dezentralen Leistungsmarktes (DLM) vorgenommen. Im Lichte der daraus ableitbaren Gemeinsamkeiten und Unterschiede werden die qualitativen und quantitativen Bewertungen des DLM in den Impact-Assessment(s) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) diskutiert. Dabei wird ein Schwerpunkt auf das Impact-Assessment des Konsortiums aus Frontier Economics Ltd./Consentec GmbH (Frontier / Consentec, 2014) gelegt, vergleichend einbezogen wird jedoch auch das Impact-Assessment der r2b energy consulting GmbH (r2B energy consulting, 2014).

\* enervis

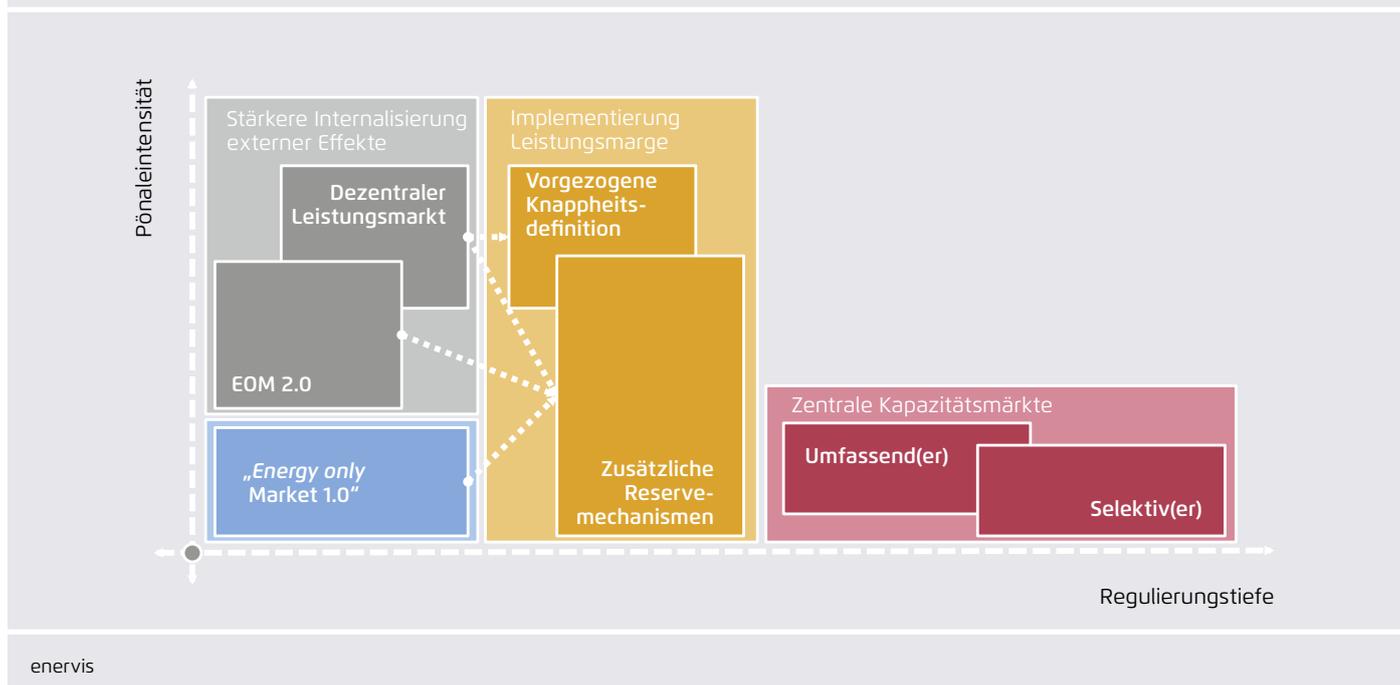
## 2 Einordnung der diskutierten Vorschläge

Anreize für die Erhöhung der Erzeugungssicherheit<sup>1</sup> lassen sich vereinfachend auf zwei verschiedene Arten setzen. Entweder es werden Vorgaben für die Leistungshöhe- und gegebenenfalls Zusammensetzung sowie hierfür geeignete Anreizsysteme durch zentrale Stellen etabliert, womit eine Zunahme der Regulierungstiefe verbunden ist, oder es werden möglichst verursachungsgerechte Pönalen gesetzt,

1 Im Folgenden wird der Begriff Erzeugungssicherheit statt Versorgungssicherheit verwendet. Erzeugungssicherheit stellt dabei auf das überregionale Angebot von Strom beziehungsweise Leistung im Marktgebiet ab, wohingegen Versorgungssicherheit auch die Zuverlässigkeit der verschiedenen netztechnischen Betriebsmittel beinhaltet und auch regionaler Natur ist. Nach diesem Verständnis ist Erzeugungssicherheit das Ziel des diskutierten Strommarktdesigns.

Vereinfachter Vergleich der diskutierten Vorschläge anhand ihrer Pönaleintensität beziehungsweise Regulierungstiefe

Abbildung 1



die in Zeiträumen mit Stromknappheiten wirksam werden. Letztere werden durch die Marktakteure antizipiert und regen damit bereits ex ante, das heißt vor dem Knappheitsbeziehungswise Pönalefall, eine Erhöhung der Erzeugungssicherheit durch die Marktakteure an.

Daher lassen sich die Vorschläge zur Weiterentwicklung des Marktdesigns vereinfacht anhand der Relation von Pönaleintensität zu Regulierungstiefe charakterisieren und vergleichen. Abbildung 1 zeigt basierend auf dieser Logik eine Übersicht der Marktdesignvorschläge.

Links unten ist das heutige Marktdesign des EOM 1.0 einzuordnen. Dem gegenüber basieren EOM 2.0 und DLM auf einer stärkeren Internalisierung externer Effekte durch Pönalisierung in Knappheitsfällen (das heißt, die Vorschläge liegen oberhalb des EOM 1.0). Beide Mechanismen lassen sich durch weitere Optionen ergänzen, die eine Schaffung von zusätzlichen Sicherheitsmargen ermöglichen (orange-farbiger Bereich in Abbildung 1). Ähnlich sind sich EOM 2.0 und DLM auch in ihrem weitgehenden Verzicht auf zentrale Vorgaben und unterscheiden sich daher von zentralen Kapazitätsmärkten, welche vergleichsweise vorgabeintensiv und in Abbildung 1 daher weiter rechts dargestellt sind.

### 3 Gemeinsamkeiten und Unterschiede von EOM 2.0 und DLM

Aus dieser konzeptionellen Ähnlichkeit von EOM 2.0 und DLM resultieren Gemeinsamkeiten, jedoch sind auch Unterschiede zu betonen:

#### Gemeinsamkeiten:

→ In beiden Mechanismen erfolgt eine Steuerung primär über verursachungsgerechte Pönalen in Knappheitszeiten und weniger über regulatorische Vorgaben und damit verknüpfte Anreizsysteme. Im EOM 2.0 fallen diese Pönalen in Form von Ausgleichsenergiekosten oder VoLL<sup>2</sup>-Bepreisung bei Stromknappheit an, im System des DLM

werden diese Pönalen als Ausgleichsleistung bezeichnet und fallen an, sofern Marktakteure zur Stromknappheit beitragen.

- Pönalebasierte Mechanismen haben dabei gegenüber den vorgabeintensiveren (zentralen) Mechanismen Vorteile darin, dass bei den Marktakteuren ein breites Feld von Entscheidungen verbleibt. Dies kann insbesondere in Entscheidungsfeldern ein Vorteil sein, wo Informationen eher dezentral bei den Marktakteuren vorhanden sind. Da die Marktakteure diese Entscheidungen effizienter treffen können als zentrale Stellen, kann dies zu einer Effizienzverbesserung führen. Dies betrifft beispielsweise die Potenziale und Kosten verschiedener Optionen zur Bereitstellung gesicherter Leistung, insbesondere auch Lastflexibilitätsoptionen.
- Sowohl EOM als auch DLM lassen sich grundsätzlich um Reservemechanismen ergänzen (unabhängig von der Ausgestaltung), um ein politisch gewünschtes Maß an Erzeugungssicherheit zu erreichen, welches eventuell aus den Marktmechanismen allein nicht resultiert (zum Beispiel zur Umsetzung politischer Autarkieziele bei der Leistungsdeckung oder Ähnliches).

#### Unterschiede:

- Der DLM weist gegenüber dem EOM tendenziell ein etwas höheres Maß an Pönaleintensität auf, wenngleich dies kein konstitutiver Bestandteil des DLM ist. Somit sollte sich durch das antizipierende Verhalten der Marktakteure im DLM ein etwas höheres Niveau an Erzeugungssicherheit einstellen als im EOM 2.0.
- Pönalebasierte Mechanismen wie EOM 2.0 und DLM haben naturgemäß die gemeinsame Eigenschaft, dass sie stark abhängig sind von der Antizipationsfähigkeit der Marktakteure. Mit dem Ziel, diese Antizipationsfähigkeit zu stärken, sieht der DLM eine **explizite Bepreisung von Leistung** in Form von handelbaren Leistungszertifikaten vor, wohingegen der EOM 2.0 von den Marktakteuren verlangt, das Gut Leistung **implizit** in Form von Knappheits- und Risikoaufschlägen auf die Strompreise zu handeln beziehungsweise zu bepreisen. Eine explizite Bepreisung von Leistung hat jedoch Transparenz- und Transaktionskostenvorteile und ermöglicht eine effizientere Bewirtschaftung des Gutes Leistung, insbeson-

<sup>2</sup> Der „Value of Lost Load“ (VoLL) bezeichnet den Nutzenverlust beziehungsweise die Kosten, die eine unfreiwillige Versorgungsunterbrechung beim Stromverbraucher hervorruft.

dere auch ex ante, auf den Terminmärkten. Die explizite Bepreisung von Leistung stellt einen der wesentlichsten (und wirksamsten) Unterschiede zwischen DLM und EOM 2.0 dar.

- So ist beispielsweise die implizite Bewirtschaftung von einzelnen Gasturbinenkraftwerken in Portfolien und insbesondere am Terminmarkt zwar prinzipiell möglich, aber in der Praxis nicht durchgängig zu erwarten. Hier sind die Transaktionskosten einer impliziten Bewirtschaftung der Leistung am Strommarkt prohibitiv hoch und es käme insgesamt zu einem Effizienzverlust, der durch eine explizite Bepreisung des Gutes gesicherter Leistung gehoben werden könnte.

→ Darüber hinaus besteht im DLM auch die Möglichkeit, durch eine Anpassung der Definition des Knappheitsfalls diesen zeitlich vor den Eintritt physischer Knappheit zu ziehen (alternativ auch durch Regelungen zum *Gate-Closure* und Ähnliches). So sehen beispielweise die Konkretisierungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) vor, den Knappheitsfall bereits durch Strompreise von zum Beispiel 300 Euro pro Megawattstunde (und nicht erst bei Nichträumung des Strommarktes) zu definieren (BDEW, 2014). Leistung wird unter dieser Voraussetzung ökonomisch knapp (das heißt, es entstehen Anreize), bevor sich eine physikalische Knappheit einstellt. Dies kann mit einer gewissen Sicherheitsmarge verglichen werden, wie sie auch durch Reservemechanismen etabliert werden kann. Da die Bewirtschaftung der Sicherheitsmarge vollständig „im Markt“ geschieht, wäre dies absehbar mit einer höheren Effizienz als bei Reservemechanismen verbunden.

Die vorgenannten Optionen zeigen auch, dass es stark auf die genauen Annahmen zur Ausgestaltung des DLM ankommt, um eine Bewertung vornehmen zu können. Ohne Annahmen zur Detailausgestaltung lässt sich eine genaue Einordnung naturgemäß nicht vollziehen, was auch die Gutachter betonen (Frontier / Consentec, 2014, S. 128).

## 4 Diskussion der qualitativen Bewertung

Abbildung 2 zeigt die Bewertung des DLM durch die beiden Impact-Assessments im Vergleich. Dabei wurde die qualitative Bewertung der Gutachter in eine Punkteskala übersetzt (von -2 bis +2), die x-Achse der Abbildungen zeigt dabei die von den Gutachtern ausgewählten Bewertungskriterien. Der Bewertung des DLM wurde jeweils die beste und die schlechteste von den Gutachtern in einer Kategorie gegenübergestellt. Dabei wurde auch vermerkt, welches Marktdesign diese Wertung erhielt.

Mit Fokus auf das Impact-Assessment von Frontier/Consentec lässt sich allgemein und speziell in Bezug auf den DLM Folgendes festhalten beziehungsweise kommentieren:

### **Bewertungskriterien:**

Die Bewertungskriterien der Gutachter stellen aus verschiedenen Perspektiven auf die Effizienz der Mechanismen ab. So bewertet zum Beispiel das Kriterium „Effektivität“, ob ein effizientes Maß an Erzeugungssicherheit angeregt wird, das Kriterium „Effizienz“ hingegen wertet insbesondere die Effizienz der Zusammensetzung an Flexibilitätsoptionen sowie das Entstehen von Transaktionskosten. Insgesamt ist unter den Kriterien eine gewisse Redundanz festzustellen, das heißt, die Mechanismen schneiden in den verschiedenen Kriterien sehr ähnlich ab („Gleichläufigkeit“). Vorteile einzelner Mechanismen werden dabei durch die Auswahl und Aggregation von Kriterien zum Teil nicht berücksichtigt (zum Beispiel Reduktion von Kohlendioxidemissionen). Die Wertung findet daher teilweise bereits auf der Ebene der Kriterienauswahl statt und weniger stark, als es zunächst erscheint, durch die Diskussion und Gewichtung der Einzelkriterien.

### **Informationsasymmetrie:**

Grundlage der Bewertung in verschiedenen Kriterien ist die Annahme, dass die Marktakteure vollständiger und bessere Informationen haben als die möglichen zentralen Akteure. Wenngleich diese Annahme in vielen Bereichen durchaus plausibel ist, insbesondere was die Aktivierung dezentraler Flexibilitätsoptionen angeht, so wäre aber eine noch intensivere Diskussion der Informationsräume und der relativen

Bewertung des DLM nach Frontier/Consentec und nach r2b. Dabei wurde die qualitative Bewertung der Gutachter in eine Punkteskala übersetzt (-2 bis 2).

Abbildung 2



Prognosequalität von zentralen beziehungsweise dezentralen Akteuren sinnvoll. Dabei könnte auch diskutiert werden, ob bestimmte Maßnahmen, zum Beispiel zur Erhöhung der Markttransparenz, geeignet sein könnten, die Entscheidungsqualität der Marktakteure weiter zu heben.

**Bewertung des DLM:**

Insgesamt wird der DLM durch die Gutachter im Mittelfeld der Vorschläge eingeordnet (vgl. Abbildung 2). Die in gewissen Bereichen vorhandenen konzeptionellen Ähnlichkeiten von DLM und EOM 2.0 resultieren darin, dass der DLM aus Sicht der Gutachter besser abschneidet als die zentral organisierten Vorschläge; der DLM erreicht aber in der Bewertung nicht das Niveau des EOM 2.0. Somit ist der DLM aus Sicht der Gutachter unter den Kapazitätsmärkten bei geeigneter Ausgestaltung zu präferieren, nicht aber im Vergleich zum EOM 2.0. Im Einzelnen sehen wir vor allem folgende Bewertungsansätze der Gutachter als relevant an:

- Im Spitzenfeld liegt der DLM nur beim Kriterium „Effektivität“ (gemessen an Verbraucherpräferenzen), was seiner dezentralen (auf Verbraucherpräferenzen beruhenden) Natur gerecht wird.
- Überraschend sind jedoch die Abschlüsse des DLM im Effizienzkriterium (und gleichlaufend in den Bereichen „Ordnungspolitik“ und „International“). Dies wird seitens der Gutachter insbesondere auf Transaktionskosten und Parametrisierungsrisiken des DLM zurückgeführt und weniger auf die direkten Kosten, die durch Investitions- und Einsatzentscheidungen verursacht werden (Frontier/Consentec 2014).
- Diese Einordnung ist aus unserer Sicht fragwürdig. So kann vielmehr argumentiert werden, dass die Etablierung von Mechanismen zur expliziten Bepreisung von Leistung der Transparenz der Preisbildung und der Antizipationsfähigkeit der Marktakteure zuträglich ist. Insgesamt dürften die Transaktionskosten der Einführung eines DLM im Vergleich dazu gering sein. Parametrisierungsri-

siken bestehen zwar, diese dürften aber insbesondere im Bereich der Pönalegestaltung liegen, wo der EOM 2.0 vergleichbar abschneiden dürfte.

- Damit stellt sich die Frage, warum die Gutachter einerseits auf die Ähnlichkeiten des DLM und des EOM 2.0 hinweisen, sich diese Ähnlichkeiten in der Bewertung jedoch nicht oder nur sehr eingeschränkt niederschlagen. Insbesondere ist aus unserer Sicht auch das Ranking eines EOM 2.0 mit Reserve gegenüber dem DLM zu hinterfragen.

## 5 Diskussion der modellgestützten Bewertung

Mit Fokus auf die modellgestützten Analysen des Impact-Assessments von Frontier/Consentec lässt sich allgemein und speziell in Bezug auf den DLM Folgendes festhalten beziehungsweise kommentieren:

### Modell:

Die zur Bewertung der Kapazitätsmarktorschläge zum Einsatz kommenden Modelle bilden unter Annahme einer perfekten Vorausschau (Frontier / Consentec, 2014, S. 191) eine Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung ab (als Barwert). Das heißt, dass in den Modellen Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen kostenoptimal über den Betrachtungszeitraum bis 2035 verteilt werden. Aus dieser Annahme folgt direkt die Konsequenz, dass der EOM bei vollständiger Internalisierung externer Effekte die niedrigsten Gesamtkosten aufweisen muss.

Jede Abweichung vom EOM führt daher definitionsgemäß zu Mehrkosten. Je höher die Eingriffstiefe eines Mechanismus, desto höher sind automatisch auch die Kosten, die daraus resultieren, was die quantitativen Ergebnisse und die Effizienzbewertung der Gutachter bestimmt. Diese Schlussfolgerung lässt sich also bereits vorab und ohne die Durchführung von Modellrechnungen ableiten. Der Mehrwert der quantitativen Modellierung in den Studien liegt also weniger im Nachweis, dass der EOM 2.0 unter diesen Annahme die besten Effizienzwertungen erzielt, sondern eher im Verhältnis beziehungsweise Abstand der Kosten anderen Kapazitätsmechanismen zueinander.

### Effizienzmaß:

Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass das im Impact-Assessment zur Anwendung kommende Effizienzmaß (Barwert der Systemkosten) auch (partiell) Effekte im europäischen Ausland beinhaltet, das heißt, in die Messung der Effizienz geht es auch positiv ein, wenn das deutsche Marktdesign zur Absenkungen der variablen Kosten im europäischen Ausland führt. Es wird jedoch angenommen, dass Variationen des Marktdesigns in Deutschland nicht zu einer Anpassung des Kapitalstocks im Ausland führen (Frontier / Consentec, 2014, S. 120), was in Realität durchaus zu erwarten wäre. Insbesondere könnte bei Mechanismen mit höherer inländischer Leistungsvorhaltung angenommen werden, dass dies zu einer Reduktion der Kapazitätsbereitstellung und der damit verbundenen Kosten im europäischen Ausland führt (*Crowding-out*-Effekte). Es wurde an dieser Stelle also eine partiell europäische Bewertung der Kosteneffekte durchgeführt, eine separate beziehungsweise zusätzliche Auswertung der Kosteneffekte aus deutscher Perspektive könnte eine gezieltere Interpretation der ermittelten Systemkosteneffekte ermöglichen.

### Bewertung des DLM:

Das Ranking der verschiedenen Kapazitätsmechanismen wird somit dadurch determiniert, wie stark die untersuchten Mechanismen vom „optimalen Benchmark EOM 2.0“ abweichen. Dies wird insbesondere über Annahmen dazu abgebildet, in welchem Umfang Nachfrageflexibilitäten aktiviert werden können und wie groß die Überkapazitäten beziehungsweise Sicherheitsmargen eines Kapazitätsmarktes gegenüber dem EOM 2.0 sind.

Im Frontier/Consentec-Gutachten wird der DLM im Basisfall analog zu einem zentralen Kapazitätsmarkt abgebildet. Dies basiert auf der Argumentation, dass die Pönale im DLM so hoch angesetzt werden, dass sich ein vergleichbares Kapazitätsniveau wie in den zentralen Mechanismen einstellt. Im Basisfall wird dabei angenommen, dass die Erschließung von Lastflexibilitäten gegenüber dem EOM 2.0 nachrangig erfolgt. Auch die Gutachter erkennen jedoch, dass diese Annahme den DLM nur unzureichend charakterisiert (Frontier / Consentec, 2014, S. 129). Die Sensitivitätsberechnungen der Gutachter zeigen, dass – wenn man diese Annahme re-

lativiert und zum Beispiel annimmt, dass der DLM Nachfrageflexibilität ermöglicht – die im Gutachten ermittelten Kostennachteile gegenüber dem EOM 2.0 stark abnehmen (Frontier / Consentec, 2014, S. 129) und damit eventuell unter die Relevanzschwelle sinken, wenngleich dies mangels Angabe der absoluten Kostenhöhe nicht abschließend beurteilt werden kann. Geht man davon aus, dass der DLM Nachfrageflexibilität ähnlich gut erschließen kann wie der EOM 2.0, so liegt der Barwertnachteil des DLM bei nur noch 0,6 Milliarden Euro, dies jedoch auf einem deutlich höheren Leistungsniveau (Frontier / Consentec, 2014, S. 129 / 217). Zur Einordnung: Ein Barwertnachteil von 0,6 Milliarden Euro entspräche bezogen auf den Stromverbrauch über den Betrachtungszeitraum einem Kostennachteil von rund 0,1 Euro pro Megawattstunde.<sup>3</sup> Hervorzuheben ist auch, dass sich in den Modellierungen der Gutachter eine Sicherheitsmarge über Niveau des EOM 2.0 hinaus im DLM zu niedrigeren Kosten erreichen lässt als mit der Implementierung eines Reservemechanismus.

#### **Vorausschau:**

Es liegt in der Natur modellgestützter Analysen, dass deren Ergebnisse annahmebasiert sind. Auch die Ergebnisse der Modellrechnung des Impact-Assessments sollten daher eher als ein Beispiel für die Konsequenzen der in den Annahmen enthaltenen Argumentation interpretiert werden. So zeigen Modellierungen der enervis energy advisors GmbH beispielhaft, dass – wenn man von einer perfekten Vorausschau des Marktes absieht beziehungsweise gegenläufige Annahmen trifft (enervis, 2014) – die Bewertung des EOM gegenüber dem DLM durchaus auch umkehrt ausfallen kann und der EOM zu höheren Systemkosten führt als ein anderes Marktdesign.

Da die Akteure in den Modellen der Gutachter mit perfekter Vorausschau agieren, bleiben die Vorteile des DLM gegenüber dem EOM 2.0 durch die explizite Bewirtschaftung von Leistung, die genau die Antizipationsfähigkeit der Marktakteure stärken soll, außen vor. Grundsätzlich sollte daher diskutiert werden, ob (beziehungsweise wie stark)

Modelle mit perfekter Vorausschau nicht die im Bereich der Erzeugungssicherheit bestehenden Problemfelder „ausblenden“.

## 6 Fazit

Sollte kein DLM eingeführt werden, so gehen viele der vorgeschlagenen Änderungen des EOM 2.0 aus Sicht der enervis in eine richtige Richtung und können im Sinne von *No-Regret*-Maßnahmen zu einem effizienteren Funktionieren des EOM beitragen. Gerade in den Vorschlägen zum Umgang mit Knappheiten, zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems und zu Anpassungen im Bereich der Differenzbilanzkreise finden sich naturgemäß sinnvolle Überschneidungen mit dem Konzept des dezentralen Leistungsmarktes. Dabei sollten aus Sicht der Autoren jedoch weitere Anpassungen vertieft diskutiert werden, die die Antizipationsfähigkeiten der Marktakteure stärken können. Das betrifft insbesondere die Effekte eines expliziten Leistungspreises.

## 7 Literaturverzeichnis

BDEW (2014): Positionspapier. *Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes*

enervis (2014): *Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland*. im Auftrag des VKU

Frontier/Consentec (2014): *Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)*. Im Auftrag des BMWi

r2b energy consulting (2014): *Endbericht Leitstudie Strommarkt. Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*. Im Auftrag des BMWi

<sup>3</sup> vereinfachte Berechnung mit 4 Prozent Zinssatz, 20 Jahren Laufzeit und 600 Terawattstunden Stromverbrauch pro Jahr

# Zur Bewertung des fokussierten Kapazitätsmarkts

Dr. Felix Matthes \*

## Der Hintergrund: Die Impact-Assessment-Studien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat zwei Gutachten zu sogenannten *Impact Assessments* für drei verschiedene Vorschläge zur Einführung von Kapazitätsmechanismen vorgelegt:

- *Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)* von Frontier Economics und Consentec GmbH (Frontier/Consentec 2014)
- *Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen* von r2b energy consulting GmbH (r2b 2014)

Die Gutachten kommen – angesichts der Publikationsvorgeschichte der Autoren wenig überraschend – zu dem Ergebnis, dass der heute existierende *Energy-only*-Markt (EOM) – gegebenenfalls mit leichten Veränderungen beziehungsweise mit einer Ergänzung um eine strategische Reserve – in der Lage ist, ein hohes Niveau von Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus werden drei Vorschläge für Kapazitätsmarktmodelle (dezentraler Leistungsmarkt, zentraler umfassender Kapazitätsmarkt, zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt) analysiert. Dabei wird insbesondere das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes (Öko-Institut/LBD/Raue 2012) als ordnungspolitisch und energiewirtschaftlich ungeeignet verworfen.

## Das Grundproblem: Divergierende Prämissen, Bewertungskriterien und Perspektiven

Das Konzept des fokussierten Kapazitätsmarktes beruht auf einer Reihe von Prämissen, von denen die folgenden vier von besonderer Bedeutung sind:

\* Öko-Institut

→ Das derzeitige Marktdesign führt nicht nur kurzfristig zu massiven ökonomischen Problemen des Anlagenparks, der gesicherte Leistung bereitstellt. Die Herausforderungen ergeben sich nicht nur aus der momentanen Überkapazitätssituation, sondern aus Preisstrukturen, die auch längerfristig über die Kapitalstruktur des aus Monopolzeiten überkommenen Kraftwerksparks zementiert sind. Darüber hinaus werden aus knappheitsbedingten Preisspitzen keine Einkommensströme erzeugt werden können, die für Investitionen – auf der Angebots- oder Nachfrageseite – eine hinreichend belastbare Basis bilden können. Dies gilt sowohl strukturell (Marktmachtprobleme in Knappheitssituationen, wetterabhängiger Beitrag der Windenergie zur Spitzenlastdeckung etc.) als auch bezüglich möglicher politischer Eingriffe. Selbst wenn – mit geringer Wahrscheinlichkeit – sehr hohe Knappheitspreise über die zur Investitionsrefinanzierung notwendigen Zeiträume strukturell auftreten könnten, werden angesichts der bisherigen Erfahrungen mit politisch sensiblen (Preis-)Entwicklungen im Strommarkt (zum Beispiel im Kontext des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, negativer Strompreise oder des *Mark-up*-Verbots durch das Bundeskartellamt) Investoren kaum darauf vertrauen, ihre Investitionen ganz überwiegend über sehr hohe Knappheitspreise zu refinanzieren, die bezüglich Auftreten, Höhe und Dauer nur sehr schwer eingeschätzt werden können. Dies gilt insbesondere, wenn das Skandalisierungspotenzial nachfrageseitiger Reaktionen auf Basis des VoLL- (*Value-of-Lost-Load*-)Konzepts mit in die politische Risikobewertung einbezogen wird („preisbedingte Produktionsabschaltung“). Investitionsrefinanzierungen über sehr hohe Knappheitspreise führen schließlich unvermeidlich zu sehr stark ausgeprägten *Boom-and-Bust*-Zyklen, in denen nur die wenigen, zum „richtigen“ Zeitpunkt in Betrieb gehenden Anlagen refinanziert werden können und bei allen anderen wegen der dann nicht mehr auftretenden Knappheitspreisspit-

zen in erheblichem Umfang Investitionskapital vernichtet würde. Die Problematik der politischen Akzeptanz dürfte durch dieses Phänomen nochmals verschärft und letztlich der Investitionsattentismus gestärkt werden. In jedem Fall würden für so refinanzierte Investitionen sehr hohe Risikoprämien veranschlagt und von den Verbrauchern getragen werden müssen.

- Angesichts der vielfältigen politischen und ökonomischen Unsicherheiten (darunter auch der Beiträge des Auslands zur Versorgungssicherheit), der für größere Investitionsvolumina unvermeidbaren Vorlaufzeiten und der auf zwei bis drei Jahre begrenzten Voraussicht des *Energy-only*-Marktes ist es sinnvoll, dass im Rahmen eines gesellschaftlichen Konsens für einen Vorschauzeitraum von etwa einer Dekade ein Niveau an Versorgungssicherheit festgelegt wird, das durch angebots- oder nachfrageseitige Maßnahmen erbracht werden soll. Die Kosten der damit möglicherweise einhergehenden Überversicherung werden als politische Versicherungsprämie eingestuft und bei sinnvoller prozeduraler Flankierung (Überprüfung im Zweijahresrhythmus) als akzeptabel eingeordnet.
- Verteilungseffekte, und dabei speziell die von den Verbrauchern zu tragenden Kosten, sind von hoher (politischer) Relevanz. Die Tatsache, dass es beispielsweise im Kontext des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) nahezu unmöglich war, die Höhe der Systemkosten anstelle eines einzelnen Stromkostenbestandteils (der EEG-Umlage) zu diskutieren oder dass die Frage von zusätzlichen Produzentenrenten (*Windfall Profits*) durch die kostenlose Zuteilung für Stromerzeuger im Rahmen des Emissionshandelssystems der Europäischen Union eine herausragende Rolle in der entsprechenden Debatte spielte, bilden starke Indizien dafür, dass Verteilungseffekte zwischen Produzenten und Konsumenten nicht ignoriert werden sollten, wenn es darauf ankommt, robuste Politiken und Maßnahmen zu entwickeln. Wenn Verteilungsfragen eine Rolle spielen, dann dürfen auch Fragen der Risikoallokation und von Risikoprämien, die letztlich durch die Verbraucher getragen werden müssen, nicht ausgeblendet werden. Auch hier werden die strukturell durchaus wahrscheinlichen Mehrkosten für das Gesamtsystem als im Kontext vermiedener Mitnahmeeffekte auf der Produzentenseite und entsprechend vermiedener Strompreis-

effekte auf der Konsumentenseite als akzeptabel eingestuft.

- Im Kontext der Umstellung des Stromsystems auf Erneuerbare Energien wird es notwendig sein, die Flexibilität des Systems auch durch gezielte Erschließung der entsprechenden Optionen zu erhöhen. Dies betrifft einerseits die Nachfrageflexibilität, andererseits aber auch und besonders die Flexibilitätscharakteristika der neu ins System kommenden Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus soll sichergestellt werden, dass Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit nicht dazu beitragen, den kohlendioxid-(CO<sub>2</sub>-)intensiven Kapitalstock des Kraftwerksparks zu vergrößern. In diesem Kontext kommt der dynamischen Effizienz des Systemumbaus in Richtung eines CO<sub>2</sub>-freien Stromsystems eine besondere Bedeutung zu, die sich angesichts der besonderen Herausforderungen einer solchen Transformation innerhalb nur eines Modernisierungszyklus für den konventionellen Kraftwerkspark vor allem aus der Struktur der Neuinvestitionen ergibt.

Alle vier Prämissen sind holistischer Natur und adressieren damit sowohl ökonomische als auch politische (Risiko-) Faktoren und Realitäten. Sie gehen aber auch und ausdrücklich über das neoklassische Denkmodell und seine Voraussetzungen hinaus (vollständige Information, unendliche Anpassungsgeschwindigkeit, atomistische Marktstruktur, weitgehende Ausblendung von Verteilungseffekten etc.) und beziehen andere praktische Erfahrungen, unter anderem aus dem Kontext der Verhaltensökonomie, mit ein.

Die Bewertung eines von den genannten Prämissen abgeleiteten Konzepts aus der verengten Perspektive eines stark idealisierenden neoklassischen Analyseansatzes, der zudem politische Einflussfaktoren und Realitäten sehr weitgehend ausblendet, führt naturgemäß und überraschungsfrei, zwangsläufig zu einer extrem kritischen Bewertung eines Modells wie dem des fokussierten Kapazitätsmarktes.

Das den vorgelegten Gutachten zum *Impact Assessment* zugrunde liegende Denkmodell beziehungsweise dessen Prämissen und Grundüberzeugungen werden durch die Gutachten nur ansatzweise beziehungsweise teilweise

tautologisch behandelt (die Funktionsfähigkeit des *Energy-only*-Marktes wird mit einem methodischen Instrumentarium überprüft, das die zentralen Elemente der Funktionsfähigkeit zur Voraussetzung hat). Für einen rationalen, an den realweltlichen Anforderungen orientierten, nachvollziehbaren und damit zu nachhaltigen Ergebnissen führenden Diskurs bedarf es aber genau der Diskussion über diese Prämissen beziehungsweise die entsprechenden Grundannahmen. Letztlich geht es um eine politische Entscheidung, in der die Wahrscheinlichkeit bestimmter Entwicklungen, aber auch das realistische, das heißt insbesondere das für Anlagen-Betreiber und -Investoren glaubwürdige Ausmaß der politischen Selbstbindung bewertet beziehungsweise transparent gemacht werden.

Für diesen Abwägungsprozess leisten die vorliegenden Studien mit einem verengten Satz an Bewertungskriterien, der weitgehend fehlenden Reflexion über zentrale Grundannahmen und einem deterministischen Ansatz in der quantitativen Analyse einen allenfalls partiellen Beitrag. Sie sind charakterisiert durch an einigen Stellen klar artikulierte und an anderen Stellen weniger transparent gemachte Grundannahmen oder -überzeugungen, deren explizite Aufarbeitung wahrscheinlich einen größeren Wert für den notwendigen offenen Diskurs erbracht hätte.

## Der Referenzrahmen: Ein idealisiertes und realitätsfernes Modell des *Energy-only*-Marktes

Den Referenzrahmen für die Analysen, vor allem im quantitativen Bereich, bildet ein Modell des *Energy-only*-Marktes, das durch einige zentrale Annahmen charakterisiert wird:

- Unterstellt wird ein Marktmodell, das dem eines reinen Spotmarktes entspricht. In diesem Markt kann sich kein Produzent und kein Konsument dem zeitpunktgenauen Marktpreissignal entziehen. Diese Annahme ist für die konventionelle Stromwirtschaft mit wenigen Einschränkungen sinnvoll und valide, ignoriert aber die beobachtbaren Abschirmmechanismen auf der Konsumentenseite, die vor allem durch Terminkontrakte geschaffen werden. Ob auf der Konsumentenseite, vor allem im Bereich des verarbeitenden Gewerbes, das Prinzip der Opportuni-
- tätskosten durchgängig wirksam wird, kann und muss aus verhaltensökonomischer Sicht und mit Blick auf die Erfahrungen aus der aktuellen Strombeschaffung oder der kostenlosen Zuteilung für die Industrie im Bereich des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) bezweifelt werden. Ähnliche Indizien lassen sich auch aus den Debatten um den Nutzen der energieintensiven (das heißt besonders strompreissensitiven) Industrien aus dem *Merit-Order*-Effekt der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien ableiten.
- Die Modellergebnisse hängen ganz zentral von den Annahmen im Bereich der unkonventionellen Flexibilitätsoptionen ab, das heißt vor allem vom Umfang und den Charakteristiken der angenommenen weitgehend fixkostenfreien Flexibilität auf der Nachfrageseite sowie gegebenenfalls von der postulierten Verfügbarkeit weitgehend fixkostenfreier Netzersatzanlagen. Zu beiden Bereichen liegen jedoch weder ausreichend breit fundierte Untersuchungen noch empirische Erfahrungen vor, sodass entscheidende und die Modellergebnisse in sehr hohem Maße entscheidende Inputparameter letztlich hochspekulativer Natur sind.
- Die Modellierung basiert auf dem Konzept der umfassenden und unbeschränkten Information sowie insbesondere der perfekten Kenntnis zukünftiger Entwicklungen. Ob aber ein Modellierungsansatz, für den eine perfekte Information über Zeitpunkt und Umfang von Lastspitzen beziehungsweise Kapazitätsengpässen sowie den zeitgleichen Lastdeckungsbeitrag der Erneuerbaren Energien unterstellt wird, die Investitionsrealität hinreichend belastbar darstellt, darf bezweifelt werden. Auch werden die entsprechenden Unsicherheiten beziehungsweise die damit verbundenen Risiken nicht (r2b) oder nur sehr unzureichend in die Analysen einbezogen werden (Anpassung des gewichteten Kapitalkostensatzes um einen Prozentpunkt bei Frontier/Consentec).
- Die Modellierung basiert teilweise auf deterministischen Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie der ausländischen Kraftwerksparkes. Wenn Kapazitätsmechanismen auch als dynamisch wirkende Sicherheitsmechanismen für den Fall ungünstiger Rahmenbedingungen betrachtet werden, ist eine Bewertung der Notwendigkeit dieser Mechanismen auf Basis von

für die Erhöhung der Deckungsbeiträge eher sehr vorteilhafter Annahmen (zum Beispiel hohe CO<sub>2</sub>-Preise) nicht wirklich konsistent.

- Unklar bleibt, ob und wie weit für die benachbarten Staaten die Existenz von Kapazitätsmechanismen abgebildet worden ist. Dies betrifft sowohl explizite Kapazitätsmechanismen (Frankreich, Belgien, Großbritannien) als auch implizite Kapazitätzahlungen (wie die derzeit diskutierte Fortsetzung der kostenlosen Zuteilung für Stromerzeuger in Mittel- und Osteuropa). Gerade für die Einordnung der grenzüberschreitenden Beiträge zur Versorgungssicherheit, die in einigen Szenarien eine signifikante Rolle spielen, und das Auftreten von knappheitsbedingten Spitzenpreisen ist ein sehr hohes und bisher nicht vorhandenes Maß an Transparenz notwendig.

Neben den oben genannten Aspekten möglicher politischer Interventionen (beziehungsweise einer nicht hinreichend glaubwürdig zu machenden Absage an solche Interventionen) bedürfen die auf quantitativer Ebene zu klärenden Abwägungsfragen einer deutlich robusteren Basis. Sowohl die Einordnung der Leistungsfähigkeit eines *Energy-only*-Marktes als auch die quantitative Bewertung möglicher Kapazitätsmechanismen sollte auf eine deutlich größere Bandbreite der Basisannahmen für die (letztlich gut bekannten) Schlüsselparameter abstellen, wenn für politische Entscheidungen hinreichend belastbare und vor allem robuste Ergebnisse erarbeitet werden sollen.

Von besonderer Bedeutung ist mit Blick auf den *Energy-only*-Markt die Unterscheidung seiner kurzfristigen Koordinationsfunktion und seines längerfristigen Potenzials zur Anregung und Refinanzierung von Investitionen. Mit Blick auf die kurzfristige Koordination und Optimierung des Anlagenbetriebs sind die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Stärkung des *Energy-only*-Marktes wohl sehr weitreichend Konsens, die wesentlichen Einschätzungsunterschiede beziehen sich vor allem auf das Potenzial des *Energy-only*-Marktes zur Refinanzierung von Investitionen – gleichermaßen auf der Angebots- und Nachfrageseite.

## Ein Paradigmenwechsel: Versorgungssicherheit als Ergebnis von Konsumentenpräferenzen

Das beiden Gutachten zugrunde liegende Zielkonzept stellt auf sehr spezifische Grundüberzeugungen ab. Versorgungssicherheit wird nur dann als effektiv eingeordnet, wenn sich das Niveau der Versorgungssicherheit allein aus den Präferenzen der Konsumenten ergibt. Ob die Konsumenten willens und in der Lage sind, diese Präferenz effektiv zu formulieren, ist durchaus diskussionswürdig. Ob allerdings diese Präferenzen mit einem Vorlauf ausgedrückt und aggregiert werden können, indem angebotsseitige Anpassungen auch effektiv umgesetzt werden können, entspricht zwar dem neoklassischen Denkmodell (unendliche Anpassungsgeschwindigkeit), darf aber hinsichtlich seines Realitätsgehalts bezweifelt werden. Und schließlich bleibt darauf hinzuweisen, dass die Aggregation von Konsumentenpräferenzen in Kapazitätsmarktmodellen, das heißt im dezentralen Leistungsmarkt, nur dann gelingt, wenn diese Präferenzen in Echtzeit ausgedrückt werden (also sehr späte *Gate-Closure*-Termine und einen liquiden Sekundärmarkt voraussetzen) und Trittbrettfahrerverhalten beziehungsweise die Spekulation gegen die in jedem Fall erforderlichen Strafzahlungen mit sehr hoher Sicherheit ausgeschlossen werden können.

Hier bedarf es letztlich einer politischen Risikoabwägung, die vor allem folgende Aspekte adressiert:

- Wie groß sind die Vorlaufzeiten und Trägheiten einer (deutlichen) Anpassung des Systems auf der Angebots- und Nachfrageseite und
- bildet die Aggregation von Konsumentenpräferenzen eine hinreichend robuste Grundlage zur Gewährleistung eines in einem konkreten gesellschaftlichen Kontext akzeptierten Niveaus von Versorgungssicherheit und
- kann damit in der konkreten Topologie des Versorgungssystems unfreiwilliger Versorgungsverzicht vermieden werden?

Oder anders ausgedrückt: Wie hoch wäre die Prämie auf die Systemkosten, mit der die mit den genannten Aspekten verbundenen Risikofaktoren weitgehend ausgeschlossen wer-

den könnten, wenn das Niveau an Versorgungssicherheit im gesellschaftlichen Diskurs mit gegebenenfalls längerem Vorlauf und nicht über marktendogene Präferenzen sowie sehr kurzfristig fixiert würde?

Auch hier bedarf es originär politischer Abwägungen und Entscheidungen, die letztlich das gesellschaftlich akzeptable Ausmaß des unfreiwilligen wie auch des freiwilligen Versorgungsverzichts im Kontext sehr volatiler Rahmenbedingungen betreffen.

### Das quantitative Ergebnis: Geringe Relevanz und Plausibilität der ermittelten Systemkostenunterschiede

In den Analysen spielt die Bewertung der Effizienz der verschiedenen Modelle eine herausgehobene Rolle. Bewertet wird die Effizienz der verschiedenen Ausprägungen eines zukünftigen Strommarktes über die modellseitig ermittelten Systemkosten, das heißt die Summe der im Erzeugungssystem anfallenden Kosten. Dies ist ein pragmatischer Ansatz, der jedoch methodisch problematisch wird, wenn einerseits eine perfekte Voraussicht unterstellt wird, andererseits aber für alle über den *Energy-only*-Markt hinausgehenden Marktmodelle zusätzliche Effizienzverluste durch nicht perfekte Regulierung postuliert werden. Auch im *Energy-only*-Markt können durch Vorausschau-Irrtümer der Marktteilnehmer erhebliche Ineffizienzen entstehen, die nicht notwendigerweise deutlich hinter denen eines zentralen Regulierers zurückbleiben müssen. Wenn also mit dem beschriebenen Instrumentarium Effizienzanalysen angestellt werden, ist das Postulat zusätzlicher Effizienzverluste durch die Schaffung eines zusätzlichen Marktsegments wie eines Kapazitätsmarkts – jenseits nicht hinterfragbarer Grundüberzeugungen – nicht wirklich belegbar.

Ungeachtet der konzeptionellen Probleme werden die (Zusatz-)Kosten von Kapazitätsmarktmodellen in beiden Gutachten darstellungsseitig grotesk überzeichnet. Stellt man den Barwert der Zusatzkosten im Bereich von einigen (wenigen) Milliarden Euro für den Gesamtzeitraum von 15 Jahren (2014 bis 2030 bei r2b) beziehungsweise 25 Jahren (2014 bis 2039 bei Frontier/Consentec) den über diese

Zeiträume insgesamt entstehenden, sehr konservativ abgeschätzten Systemkosten (nur!) der Stromerzeugung gegenüber, so ergeben sich Anteile von deutlich unter einem Prozent der entsprechenden Systemkosten.

Die Analyse von Frontier/Consentec enthält zwar eine Sensitivitätsanalyse für grobes Regulierungsversagen, die Annahmen dafür sind jedoch so grotesk hoch und asymmetrisch getroffen (Überschätzung des Kapazitätsbedarfs von 14 Gigawatt im Jahr 2015 beziehungsweise 19 Gigawatt im Jahr 2035 für die zentralen Kapazitätsmärkte sowie von 1 Gigawatt im Jahr 2015 beziehungsweise 3 Gigawatt im Jahr 2035 für die strategische Reserve, keinerlei Marktirrturn für den dezentralen Leistungsmarkt), dass die Ergebnisse als völlig überzeichnet eingestuft werden müssen. Gleichwohl liegen die Systemkostensteigerungen auch für diese grob überzeichnete Situation bei sehr deutlich unter zwei Prozent der vergleichbar ermittelten und extrem konservativ abgeschätzten Systemkosten der Erzeugung.

Die Größenordnung der errechneten Effizienzverluste liegt damit deutlich unterhalb der Modellierungsunsicherheiten oder der für ein Investorenverhalten ohne perfekte Voraussicht entstehenden Unschärfe bei der Referenzkostenermittlung für das Modell eines reinen *Energy-only*-Marktes. An Brisanz gewinnt diese Problematik vor allem, wenn berücksichtigt wird, dass (wie in der Analyse von r2b) die Variationsbreite der verschiedenen Varianten für das Referenzszenario bei den Strompreisen (die entsprechenden Systemkosten werden bei r2b leider nicht ausgewiesen) deutlich gravierender ausfallen kann als die Unterschiede zwischen dem schließlich gewählten Referenzszenario (kein Braunkohlezubau, Stabilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung) und den verschiedenen Kapazitätsmarktmodellen beziehungsweise zwischen den unterschiedlichen Kapazitätsmarktmodellen.

Mit diesen wenigen signifikanten Ergebnisunterschieden sowie der in den Gutachten letztlich unterlassenen Einordnung in das Gesamtkostenbild werden die teilweise sehr scharfen Bewertungen der Gutachten deutlich relativiert beziehungsweise verlieren, auch ungeachtet der oben genannten systematisch angelegten Asymmetrien, vor allem

bezüglich der notwendigen Abwägungsfragen erheblich an Überzeugungskraft.

Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Kostenunterschiede zwischen dem reinen *Energy-only*-Markt einerseits und den verschiedenen Kapazitätsmarktmodellen andererseits sehr weitgehend als Resultat der erhöhten Nachfrageflexibilität beziehungsweise der Erschließung von Netzersatzanlagen für den Fall des reinen *Energy-only*-Marktes entstehen, für die der Modellierung hochspekulative Modellannahmen und Parametrisierungen zugrunde gelegt wurden. Darüber hinaus liegen den abschließenden Bewertungen nicht substantiierte Differenzierungen zugrunde: In der Bewertung von r2b werden beispielsweise die beiden zentralen Kapazitätsmarktmodelle kostenseitig identisch bewertet, aber wegen der Technologiedifferenzierung im Segment der Neuanlagen im Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes (die sich auf bestimmte Flexibilitätsparameter sowie den Ausschluss CO<sub>2</sub>-intensiver Erzeugungsoptionen beziehen) wird hier eine Bewertung von „sehr negativ“ gegenüber „negativ“ für den zentralen Kapazitätsmarkt abgegeben, ohne auch nur ansatzweise zu substantiierten, welchen Umfang diese Ineffizienzen im Lichte der eigenen Modellierungen erreichen könnten (sie konnten weder gezeigt werden noch wären sie irgendwie plausibel).

Während die in signifikantem Umfang als erschlossen postulierte, weitgehend fixkostenfreie Flexibilität auf der Nachfrageseite eine wesentliche Erklärungsgröße der errechneten wirtschaftlichen Vorteile des *Energy-only*-Marktes und des dezentralen Kapazitätsmarktes bildet, ist sie vor allem bei den zentralen Kapazitätsmarktmodellen nicht oder nur sehr begrenzt berücksichtigt worden. Es ist aber nicht erkennbar, warum einerseits bei Preisspitzen von über 1.000 Euro pro Megawattstunde Potenziale weitgehend fixkostenfreier (!) Nachfrageflexibilität in der Größenordnung mehrerer Gigawatt mit hohen Kostenvorteilen erschlossen werden können, dagegen zum Beispiel bei der modellseitigen Abbildung des fokussierten Kapazitätsmarktes nicht (Frontier/Consentec) oder nur sehr begrenzt (r2b) umgesetzt werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache unverständlich, da sie für den fokussier-

ten Kapazitätsmarkt explizit beschrieben beziehungsweise sogar ansatzweise spezifiziert wurden und bei Einbeziehung in die Kapazitätsausschreibungen erhebliche Erlöse erzielen können (bei Kapazitätspreisen von beispielsweise 30 Euro pro Kilowatt = 30.000 Euro pro Megawatt). Dies gilt umso mehr, wenn bei einer kapazitätsbezogenen Ausgestaltung der Umlage für die Refinanzierung der Kapazitätsprämien ein doppelter Anreiz für nachfrageseitige Maßnahmen geschaffen würde (und dies auch beschrieben worden ist). Die wenigen, zu diesem Sachverhalt vorgebrachten Argumente bleiben oberflächlich und sind bei näherer Betrachtung nicht stichhaltig.

Bei genauer Analyse lassen die präsentierten Modellanalysen in Bezug auf die Systemkosten keinen wirklich belastbaren Vergleich zwischen dem *Energy-only*-Markt und den verschiedenen Kapazitätsmechanismen beziehungsweise zwischen den verschiedenen Kapazitätsmechanismen zu. Sie erlauben nur eine einzige belastbare Schlussfolgerung: Marktarrangements, die effektiv zu einer Aktivierung des kostengünstigen *Demand-Response*-Potenzials führen, werden sich mit hoher Wahrscheinlichkeit als attraktiver bezüglich der Systemkosten erweisen. Die Annahmen zu den Parametern und Bestimmungsgrößen, die dafür entscheidend sind, in welchem Ausmaß *Demand-Response*-Potenziale umgesetzt werden, entscheiden damit ganz wesentlich über die Ergebnisse der komplexen Modellrechnungen. Angesichts der diesbezüglich hohen Unsicherheiten und der sehr grundsätzlichen verhaltensökonomischen Fragen, ob und in welchem Umfang kostengünstige *Demand-Response*-Maßnahmen eher über knappheitsbedingte Preisspitzen (im *Energy-only*-Markt) oder über berechenbare Einkommensströme (in entsprechenden Arrangements von Kapazitätsmärkten) erschlossen werden können, sind auch die quantitativen Analysen eher von den der Modellierung zugrunde liegenden ordnungspolitischen Grundüberzeugungen als von einer fundierten quantitativen Bewertung geprägt, die als Grundlage für belastbare Abwägungsfragen herangezogen werden könnte.

Die Frage der mit den verschiedenen Marktarrangements verbundenen Systemkosten, die als Effizienzgewinne oder -verluste eingeordnet werden können, ist auch vor dem

Hintergrund der Tatsache von besonderer Bedeutung, dass diese in den hier betrachteten Studien nicht nur in Bezug auf das Kriterium Effizienz herangezogen werden, sondern in der Konsequenz bei den Bewertungen hinsichtlich der Kriterien Umsetzbarkeit und Regulierungsrisiken (r2b) beziehungsweise Ordnungspolitik (Frontier/Consentec) gespiegelt werden. Letztlich ist hier weniger die Frage relevant, ob Ineffizienzen entstehen können (diese entstehen letztlich in jedem Fall und bei jedem Arrangement), sondern vielmehr, ob die Ineffizienzen Größenordnungen erreichen können, die gesellschaftlich nicht mehr tragbar oder akzeptabel wären. Gerade dieser Sachverhalt ist mit den quantitativen Analysen letztlich nicht überzeugend belegt worden, sodass die vorgenommenen Bewertungen hinsichtlich Effizienz, ordnungspolitischer Einbettung, Umsetzbarkeit und Regulierungsrisiken der verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle letztlich nicht auf signifikante Systemkostenunterschiede, sondern sehr klar auf ordnungspolitische Grundüberzeugungen abstellen.

## Die überzeichnete Facette: Internationale Einbindung

Die Realität des europäischen Binnenmarktes ist bis auf Weiteres durch eine hohe Diversität von sehr unterschiedlich ausgeprägten Kapazitätsmechanismen geprägt (direkte Mechanismen in Frankreich, Belgien, Großbritannien, indirekte Mechanismen wie die derzeit diskutierte Weiterführung kostenloser Zuteilungen für Emissionsberechtigungen für mittel- und osteuropäische Stromerzeuger). So wünschenswert die Einführung von grenzüberschreitend angelegten Kapazitätsmechanismen ist, bis auf Weiteres wird von der Realität überwiegend nationalstaatlich bestimmter Energiepolitiken und damit unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen im Strombinnenmarkt auszugehen sein. Die internationale Einbindbarkeit ist in den Studien sehr unterschiedlich interpretiert worden, gleichwohl ergeben sich zwei grundsätzliche Einordnungen:

→ Unter Maßgabe des Postulats, dass die Preisstrukturen des *Energy-only*-Marktes (gegebenenfalls unter Einbindung einer strategischen Reserve) ausreichend sind, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist definitions-

gemäß die grenzüberschreitende Markteinbindung vollumfänglich gegeben. Die Feststellung einer guten Passfähigkeit zum Strombinnenmarkt ist hier tautologisch.

→ Weitgehend willkürlich und wenig substantiiert erscheinen die Bewertungen für die drei Kapazitätsmarktmodelle, die auf der Einschätzung basieren, dass der *Energy-only*-Markt die notwendigen Investitionen nicht mit der notwendigen Sicherheit refinanzieren können. In allen Modellen können explizit oder implizit die Beiträge des Auslands berücksichtigt werden. Gerade wenn berücksichtigt wird, dass die Nichtexistenz von Kapazitätsmechanismen in den Nachbarstaaten gerade nicht (!) als Referenzfall herangezogen werden kann, werden in jedem Fall umfangreiche Abstimmungen mit den Nachbarstaaten zur Rolle grenzüberschreitender Lieferungen notwendig werden. Es ist nicht erkennbar, wie sich diese zwischen den verschiedenen Kapazitätsmarktmodellen signifikant unterscheiden sollten, die sehr unterschiedlichen Bewertungen erscheinen hier weitgehend beliebig und nicht überzeugend. Dies gilt insbesondere für die offensichtlich völlig missinterpretierte Rolle der Präqualifikationsbedingungen für die Neuanlagenauktion im Konzept des fokussierten Kapazitätsmarktes. Wie die hier verfolgten Ziele (siehe unten) durch grenzüberschreitende Effekte konterkariert werden sollen, ist weder nachvollziehbar dargestellt noch – auch angesichts der Dimensionierung des Neuanlagensegments – irgendwie plausibel. Darüber hinaus ist es nicht angemessen, das erklärmaßen als Einstiegs- und Lernmechanismus verfolgte Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes hinsichtlich seiner Eignung als allenfalls für die fernere Zukunft relevantes übergreifendes Kapazitätsmarktmodell zu bewerten (r2b).

Insgesamt erscheinen die – insgesamt sehr kurz und abstrakt gehaltenen – Bewertungen mit Blick auf die internationale Einbindung als durchweg wenig überzeugend.

## Die Missinterpretation: Einpassung der Marktdesigndebatte in den grundlegenden Transformationsprozess der Energiewende

Neben dem Aspekt der Versorgungssicherheit bildet die Passfähigkeit der im Rahmen von Kapazitätsmärkten initiierten Investitionen zur Energiewende einen nicht zu vernachlässigenden Aspekt. Wenn die Dekarbonisierung des Stromsystems im Verlauf eines Modernisierungszyklus des Kraftwerksparks ernst genommen wird, dann ergibt sich dafür als eine zentrale Herausforderung, dass Neuinvestitionen in gleichzeitig CO<sub>2</sub>- und kapitalintensive Anlagen unterbleiben. Die Umwelt- und Flexibilitätskomponente für die Präqualifikationsanforderungen im Rahmen der Neuanlagenauktion des fokussierten Kapazitätsmarktes stellt damit primär eine Absicherungsregelung dar, die entsprechende *Lock-in*-Effekte vermeidet, wenn die primär auf diesen Sachverhalt ausgerichteten Instrumente nur eine unzureichende Wirkung entfalten sollten. Wenn CO<sub>2</sub>-intensive Neuanlagen keine wirtschaftlich attraktive Option darstellen (wie offensichtlich bei Frontier/Consentec angenommen), ergeben sich aus der CO<sub>2</sub>-Anforderung des fokussierten Kapazitätsmarktes keine Unterschiede zur Referenzentwicklung und können somit auch die postulierten Effizienzverluste nicht entstehen. Gleiches gilt für die entsprechenden Flexibilitätsanforderungen. Wenn aber (wie explizit bei r2b) Braunkohlenkraftwerke eine wirtschaftliche Neubauoption darstellen, dann würden die Neubauanforderungen des fokussierten Kapazitätsmarktes auch eine ökonomische Wirkung entfalten. Die Berechnungen zur Sensitivität der Referenzentwicklung bei r2b zeigen die entsprechend zu adressierenden Effekte sehr deutlich. Für den Vergleich der verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle wird als Referenzentwicklung die Variante „Ohne Braunkohle Zubau und Stabilisierung KWK“ herangezogen. Die Sensitivitätsanalyse für die Referenzentwicklung zeigt aber sowohl für 2025 als auch für 2030 signifikant höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen (je nach Jahr und Vergleichsfall 38 bis 46 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>), wenn der im Modell offenkundig als wirtschaftlich attraktiv eingestufte Braunkohle Zubau zugelassen und das 25-Prozent-Ziel für die Kraft-Wärme-Kopplung (dessen Erreichung einen erheblichen Mitteleinsatz erfordern würde) nicht erreicht werden sollte. Es ist

durchaus möglich, dass der Ausschluss von CO<sub>2</sub>-intensiven Neubaukraftwerken auf Braunkohlebasis von der Neuanlagenauktion des fokussierten Kapazitätsmarktes die Investitionen in CO<sub>2</sub>-intensive Neuanlagen nicht allein verhindert, aber selbst unter den optimistischen Annahmen zur wirtschaftlichen Attraktivität von Braunkohle-Neubaukraftwerken wird diese Attraktivität durch den Ausschluss aus dem fokussierten Kapazitätsmarkt sehr deutlich gemindert und die sonst notwendige Eingriffstiefe möglicher Komplementärinstrumente entsprechend reduziert. Das Postulat, dass zur Vermeidung von *Lock-in*-Effekten durch den Neubau CO<sub>2</sub>-intensiver Anlagen (und nur darum geht es im Konzept des fokussierten Kapazitätsmarktes) wirkungsmächtigere und zielgenauere Instrumente verfügbar und deswegen entsprechende (Sicherheits-)Regelungen in den Kapazitätsmarktmodellen nicht angebracht seien, wird zwar dezidiert vorgebracht, bleibt aber substanzlos beziehungsweise wird nicht weiter spezifiziert.

## Warum es eigentlich geht: Schlüsselfragen für einen umfassenden Diskurs zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

Die im Rahmen des *Impact Assessments* zur Notwendigkeit und Ausgestaltung erstellten Analysen zeigen sehr deutlich die Problematik, die entsteht, wenn den Analysen ein deutlich zu enger (ökonomischer) Analysehorizont zugrunde gelegt wird. Letztlich lässt sich die Bewertung und Gewichtung nahezu aller Aspekte trotz oder gerade auch wegen des darauf aufbauenden methodischen Apparats auf wenige Grundüberzeugungen zurückführen, die aber in zentralen Punkten einer elementar politischen Bewertung oder deutlich breiter aufgesetzter Sensitivitätsanalysen bedürfen, wenn sie die Basis für robuste (politische) Lösungen bilden sollen.

Für den entsprechenden Diskurs kann auf die mit Blick auf die Effizienzfragen repetitive Bewertung der Kriterien Ordnungspolitik, Umsetzbarkeit und Regulierungsrisiken sowie die weitgehend willkürlichen Bewertungen im Bereich Europa/internationale Einbindung sehr weitgehend verzichtet werden. Im Kern geht es um folgende Fragen:

- 
- Welche Höhe und welche Zeitdauer müssten für knappheitsbedingte Preisspitzen im *Energy-only*-Markt unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen für Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, makroökonomische Rahmenbedingungen sowie den Beitrag des grenzüberschreitenden Stromhandels zur Versorgungssicherheit veranschlagt werden, wenn die Versorgungssicherheit allein über den *Energy-only*-Markt umfassend gewährleistet werden soll?
  - Wie müssten Höhe und Dauer der Preisspitzen beschaffen sein, damit eine sehr wahrscheinliche Einpreisung entsprechender Risikoprämien durch die Investoren nicht zu stärkeren Wohlfahrtsverlusten führt als die mögliche Überversicherung an Erzeugungskapazität, z.B. in einem zentralen Kapazitätsmarkt.
  - Wie plausibel und wie robust sind die dem Modell eines die Versorgungssicherheit gewährleistenden *Energy-only*-Marktes zugrunde liegenden Annahmen für die allein über Preisspitzen auslösbare, weitgehend fixkostenfreie Nachfrageflexibilität beziehungsweise die weitgehend fixkostenfreie Erschließung von Netzersatzanlagen und mit welchen Sensitivitäten beziehungsweise Bandbreiten ist hier belastbar zu rechnen?
  - In welchem Umfang (und mit welchen Unsicherheiten) fallen die angenommenen Reaktionszeiten für die Erschließung dieser unkonventionellen Versorgungssicherheitsoptionen sowie auch die Errichtung von Neubaukraftwerken in den Zeitraum, über den der *Energy-only*-Markt belastbare Preissignale liefert?
  - Sind politische Entscheidungsträger und Behörden in der Lage, eine hinreichend, vor allem längerfristig belastbare und seitens der Investoren als robust wahrgenommene Selbstbindung einzugehen, dass für den Fall hoher Knappheitspreise keine Interventionen in die Preisbildung erfolgen?
  - Sind politische Entscheidungsträger und Behörden in der Lage, ohne weitere Interventionen hinzunehmen, dass es im Bereich der Strommarktinvestitionen zu signifikanten *Boom- and-Bust*-Zyklen mit gegebenenfalls erheblicher Kapitalvernichtung und entsprechenden Struktureffekten im Strommarkt kommt?
  - Ist ein Konzept von Versorgungssicherheit begründbar und politisch tragbar, nach dem sich die Stromversorgung, auch unter Berücksichtigung möglicher Ausweichstrategien (Terminlieferungen etc.), an den Zahlungsbereitschaften im Bereich hoher Knappheitspreise und eines auf dieser Grundlage freiwillig eingegangenen Versorgungsverzichts ausrichtet oder soll stattdessen ein gesellschaftlich vorgegebenes Niveau an Versorgungssicherheit festgelegt werden? Welche Größenordnung von Effizienzverlusten wäre hierfür gegebenenfalls akzeptabel?
  - In welchem Umfang sind bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen Verteilungseffekte zugunsten von Bestandsanlagenbetreibern (Mitnahmeeffekte) beziehungsweise zulasten der Stromverbraucher (politisch) akzeptabel und welche Größenordnung von Effizienzverlusten wäre hierfür gegebenenfalls hinnehmbar?
  - In welchem Umfang können für die (deutliche) Erhöhung der Nachfrageflexibilität hinreichende Anreize aus dem *Energy-only*-Markt entstehen und in welchem Umfang bedarf es dafür berechenbarer Zahlungsströme, zum Beispiel aus Kapazitätsmechanismen?
  - In welchem Umfang und hinsichtlich welcher Aspekte sollen in gegebenenfalls einzuführenden Kapazitätsmechanismen Vorkehrungen getroffen werden, mit denen die Gefahr von *Lock-in*-Effekten bezüglich CO<sub>2</sub>-intensiver beziehungsweise unflexibler Neuanlagen verringert werden kann und wie sollen solche Regelungen gegebenenfalls mit anderen Instrumenten zusammenwirken?
- Nur wenn diese Fragestellungen angemessen adressiert werden, kann an eine längerfristig nachhaltige Weiterentwicklung des Strommarktdesigns auf eine robuste Grundlage gestellt werden.
- Der hinreichend breit fundierte Diskurs zu diesen Schlüsselfragen steht auch nach den Gutachten des BMWi sehr am Anfang. Er erscheint jedoch als auch weiterhin dringend notwendig. Dagegen können die Maßnahmen zur Stärkung des *Energy-only*-Marktes als inzwischen weitgehender Konsens betrachtet werden. Entsprechend könnte die Umsetzung dieser Maßnahmen, die ungeachtet der damit erzielten Effekte für die Investitionsrefinanzierung hinsichtlich der erzielten Stärkung der Koordinationsfunktion für den Anlagenbetrieb und den Ausgleich zwischen Versorgung und Verbrauch sinnvoll und notwendig sind, unmittelbar angegangen werden. Der bevorstehende Grünbuch-

Prozess könnte vor diesem Hintergrund von der Debatte um den EOM 2.0 befreit und der Grünbuch-Prozess dann deutlich stärker auf die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen sowie die relevanten Spezifikationen und Sensitivitäten fokussiert werden.

# Zum Vorschlag eines umfassenden Kapazitätsmarktes

Prof. Dr. Felix Höffler\*

Erachtet man einen Kapazitätsmechanismus für notwendig, so sollte der gewählte Mechanismus drei Anforderungen erfüllen. Erstens sollte er zuverlässig das angestrebte Niveau an Versorgungssicherheit gewährleisten. Zweitens sollte er zu keinen allokativen Ineffizienzen führen – er soll also keine unnötigen volkswirtschaftlichen Kosten erzeugen. Drittens soll er robust gegenüber der Ausübung von Marktmacht sein.

**Versorgungssicherheit:** Der vorgeschlagene umfassende Kapazitätsmarkt (Markt für Versorgungssicherheit) schafft einen wettbewerblichen Markt für das Gut, das bereitgestellt werden soll: gesicherte Leistung. Da administrativ unmittelbar die gewünschte Menge an gesicherter Leistung nachgefragt wird, ist sichergestellt, dass in Knappheitssituationen Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

**Vermeidung von Ineffizienzen:** Der vorgeschlagene umfassende Kapazitätsmarkt zeichnet sich dadurch aus, dass er die Anreize für das Angebotsverhalten von Kraftwerken im *Dispatch* nicht verändert. Jedes Kraftwerk, das Grenzkosten unterhalb des Marktpreises hat, hat einen Anreiz, sein Kraftwerk laufen zu lassen. Der für den Kraftwerkeinsatz letztlich entscheidende Preis (der Spotpreis, beziehungsweise *Intraday*-Preis) wird durch den Mechanismus nicht beschränkt. Es gibt keine Preisobergrenze im Spotmarkt.

Durch die wettbewerbliche Beschaffung von Kapazität im Rahmen einer Auktion ist sichergestellt, dass die günstigsten Technologien für gesicherte Leistung zum Zuge kommen und gebaut werden (inklusive geeigneter DSM-Maßnahmen).

Eine Ineffizienz lässt sich durch einen umfassenden Kapazitätsmechanismus nie vermeiden: Das Niveau an Versor-

gungssicherheit und die Menge an nachgefragter gesicherter Leistung wird nie effizient sein. Sie wird typischerweise zu hoch sein.

Der Grund dafür ist, dass es kein Marktsignal gibt, das Informationen darüber offenbart, wie hoch das von den Verbrauchern gewünschte Niveau an Versorgungssicherheit sein soll. Dieses stellt sich nur (!) im EOM ein.

Dass der umfassende Kapazitätsmechanismus typischerweise zu viel Kapazität installieren wird, teilt er mit allen Kapazitätsmechanismen. Wenn die Politik in den Markt eingreift, wird sie sicherlich den Fall vermeiden wollen, dass es trotz der Intervention zu Ausfällen kommt, die durch eine höhere Kapazität hätten vermieden werden können.

Die Frage ist, ob die Überversorgung mit Kapazität schlimm ist. Die Antwort darauf wird typischerweise nein lauten, wenn der Kapazitätsmechanismus die günstigste verfügbare Technologie wählt. Dann sind die Kosten der Überinvestition gering im Vergleich zu Kosten, die bei zu geringer Kapazität und damit verbundenen Versorgungsunterbrechungen entstünden.

**Marktmacht:** Das Modell des umfassenden Kapazitätsmarktes sieht Versorgungssicherheitsverträge vor. Diese verpflichten die erfolgreichen Anbieter von Kapazität, Verfügbarkeitsoptionen zu zeichnen. Diese nehmen den Anreiz, den Preis strategisch über den Ausübungspreis der Option zu treiben. Der Anreiz zur Marktchtausübung in Knappheitssituationen wird dadurch stark reduziert, ohne den Spotpreis selbst seiner Allokationswirkung zu berauben.

Gleichwohl ist auch ein umfassender Kapazitätsmarkt anfällig für Marktchtausübung und zwar im Rahmen der Kapazitätsauktion. Diese Schwäche teilt das Modell wiederum mit jedem anderen Kapazitätsmechanismus, in dem

\* EWI Köln

zentral oder dezentral Kapazität in Märkten beschafft werden soll. Auch jedes Modell einer strategischen Reserve ist anfällig gegen Marktmachtausübung bei der Beschaffung der Reserve.

Beim umfassenden Kapazitätsmarkt könnte das Problem aus zwei Gründen besonders relevant sein: Erstens ist zu vermuten, dass etablierte Unternehmen oft geringeren Marktzutrittschürden gegenüberstehen als neue Anbieter. Das könnte zum Beispiel hinsichtlich der Verfügbarkeit geeigneter Kraftwerksstandorte gelten. Zweitens profitieren alle, auch bestehende Kraftwerke, von künstlich in die Höhe getriebenen Preisen in der Kapazitätsauktion.

Das erste Problem teilt der umfassende Kapazitätsmarkt wiederum mit jeder anderen Beschaffung von Kapazität. Dem zweiten muss durch entsprechende Designelemente in der Ausgestaltung der Auktion Rechnung getragen werden. Vorgeschlagen wurden hierbei Teilnahmeverpflichtung bei Bietbeschränkungen für Bestandskraftwerke (diese könnten verpflichtet werden, zu jedem Preis die gesamte Kapazität mitzubieten). Alternativ könnten die Zahlungen aus dem Mechanismus für Bestandskraftwerke nach oben gedeckelt werden (Höchstpreise).



---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Auf Deutsch

### 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

### Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

### Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

### Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

### Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

### Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

### Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

### Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

### Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

### Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

### Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

## Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

## Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

## Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

## Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

## Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

## Auf Englisch

### 12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

### A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

### Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

### Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

### Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

### Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

### Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### The German Energiewende and its Climate Paradox

An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO<sub>2</sub> Emissions, 2010-2030

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

