



**Christoph Riechmann,**  
Frontier Economics:  
„Der Energy-only-Markt kann die Versorgungssicherheit gewährleisten“

**Felix Höffler,**  
EWI Köln:  
„Die Diskussion um Kapazitätsmärkte ist eine selbsterfüllende Prophezeiung“

**Andreas Flamm,**  
Entelios AG:  
„Man bekommt mehr Demand Response, wenn es für das Bereithalten Zahlungen gibt“

**Ben Schlemmermeier,**  
LBD Beratungsgesellschaft:  
„Neue Kraftwerke verlieren mindestens 100 Euro pro kW und Jahr“

# Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign

Kann ein reformierter Energy-only-Markt auf Kapazitätsmechanismen verzichten? Zur Diskussion dieser Frage hatten die Denkwerkstatt Agora Energiewende und Energie & Management am 17. September eingeladen. Zu der Konferenz kamen mehr als 350 Fachbesucher. Wir dokumentieren die wichtigsten Beiträge. **VON TIMM KRÄGENOW**

**Moderator:** Nach drei Jahren Diskussion um einen möglichen Kapazitätsmarkt ist die Frage, ob er gebraucht wird, immer noch nicht beantwortet. Kann der Energy-only-Markt die Versorgungssicherheit gewährleisten? Herr Riechmann, Sie haben ein Gutachten für das Bundeswirtschaftsministerium zu dieser Frage erstellt. Was ist Ihre Antwort?

**Riechmann:** Auch im Energy-only-Markt wird Leistung vergütet. Der Strompreis im Day-Ahead-Markt bildet sich auf Basis der kurzfristig variablen Kosten der teuersten jeweils abgerufenen Einheit – ob Erzeugung oder Nachfragerreaktion. Das bedeutet, dass alle anderen Kraftwerke, die auch zu

diesem Preis verkaufen können, einen Deckungsbeitrag erwirtschaften, der aus ihrer Sicht einen Leistungspreis darstellt. Derzeit sind die Preisspitzen im Stromgroßhandelsmarkt deutlich abgeschmolzen, aber wir rechnen damit, dass sie wieder zurückkommen. Die Peaks werden mit der Stilllegung der Kernkraftwerke 2022/2023 ansteigen. Der Energy-only-Markt kann also Leistung vergüten. Die eigentliche Frage ist, ob diese Leistungsvergütung ausreicht, um diesen Markt nachhaltig zu machen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Was wird nun dagegen vorgebracht, dass über dieses implizite Leistungsentgelt ausreichend Kapazität im Markt angereizt wird?

Ein Argument ist, dass die Externalitäten im Markt die Investoren nicht die positive Wirkung all ihrer Investitionsentscheidungen spüren lassen. Wenn es beispielsweise aufgrund von Knappheiten im Markt Stromabschaltungen gäbe, würden auch besonders zahlungsbereite Verbraucher und möglicherweise Erzeugungskapazitäten abgeschaltet, die gerade in diesen Stunden entscheidende Deckungsbeiträge verdienen könnten. Damit würde der hohe Wert des Stroms in kritischen Situationen nicht mehr in das Investitionskalkül von Investoren eingehen. Es würde zu wenig investiert.

Eine Abhilfe könnte sein, sehr viel stärker Nachfragepotenziale in den Markt zu bringen. Dann würde die Wahrchein-

lichkeit von teilweisen unfreiwilligen Abschaltungen sehr viel geringer. Außerdem sollte, wer in kritischen Situationen in der Lage ist, Strom zu liefern, ihn auch zu entsprechend hohen Preisen abrechnen dürfen.

## „Wir sehen Optimierungspotenzial im Energy-only-Markt“

Allgemein sehen wir verschiedene Optimierungspotenziale im Energy-only-Markt. Der Ausgleichsmechanismus darf keine Hängematte sein, sondern ein Anreiz für die, die insbesondere in kritischen Situationen leistungsfähig und leistungsbereit sind.

Unsere Schlussfolgerung ist also, dass der Energy-only-Markt die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Wenn wir aber sicher gehen wollen, müssen wir eine Reihe von Reformen innerhalb des Energy-only-Marktes durchführen.

**Moderator:** Kann der Energy-only-Markt die Versorgungssicherheit garantieren?

**Höffler:** Viele oder eigentlich alle Dinge, die Herr Riechmann in seinem Gutachten für die Reform des Energy-only-Marktes vorschlägt, sind sinnvoll. Die Frage ist, ob das das langfristige Problem der Versorgungssicherheit lösen wird. Das weiß keiner

## Das Thema

„Kann ein reformierter Energy-only-Markt auf Kapazitätsmechanismen verzichten?“ Diese Frage haben im Sommer 2014 zwei vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Gutachten mit einem klaren Ja beantwortet. Während der Konferenz von Agora Energiewende und Energie & Management am 17. September in Berlin wurden die Aussagen und Annahmen der Gutachten erstmals umfassend öffentlich diskutiert. Im ersten Teil wurde die „Ob-Frage“ erörtert: Schafft ein flexiblierter Energy-only-Markt auch ohne zusätzliche Kapazitätsmechanismen Versorgungssicherheit? Im zweiten Teil ging es um die „Wie-Frage“: Wie effektiv und wie effizient sind die verschiedenen Vorschläge für das künftige Marktdesign? Diese Dokumentation der Konferenz wurde gekürzt und redaktionell bearbeitet.

genau. Warum? Weil es auf dieser Welt kaum ein Stromsystem gibt, in dem Kraftwerksinvestitionen überwiegend oder gar ausschließlich über den Energy-only-Markt finanziert wurden. Es ist vielmehr so, dass die Politik immer wieder staatliche Investitionsanreize setzt. In Deutschland beispielsweise stammen die Kraftwerke zu einem ganz überwiegenden Teil noch aus der

## Die Diskutanten

**Julius Ecker,** enervis energy advisors GmbH, Vertreter dezentraler Leistungsmarkt

**Andreas Flamm,** Entelios AG, Demand-Side-Management-Anbieter

**Prof. Felix Höffler,** Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln, Vertreter umfassender Kapazitätsmarkt

**Felix Matthes,** Öko-Institut e.V., Vertreter fokussierter Kapazitätsmarkt

**Markus Peek,** r2b energy consulting GmbH, Studienautor für das Bundeswirtschaftsministerium

**Christoph Riechmann,** Frontier Economics, Studienautor für das Bundeswirtschaftsministerium

**Ben Schlemmermeier,** LBD-Beratungsgesellschaft mbH, Perspektive der Investoren

**Moderation:** Patrick Graichen, Agora Energiewende  
Timm Krägenow, Energie & Management







Felix Matthes,  
Öko-Institut:

„Mit diesen Impact Assessments ist eine Chance vergeben worden“



Markus Peek,  
r2b:

„Die Kosten des Energy-only-Marktes sind am niedrigsten“



Julius Ecke,  
Enervis:

„Die ermittelten Kostenunterschiede zwischen den Modellen sind gering“

Vorliberalisierungsära. In den letzten Jahren haben die KWK-Förderung, der CO<sub>2</sub>-Allokationsmechanismus und das EEG solche Anreize gesetzt. Sich vor diesem Hintergrund auf den Energy-only-Markt zu verlassen, wäre fraglos ein – wenn auch wissenschaftlich interessantes – Experiment.

Der Energy-only-Markt hat eine äußerst eigenwillige Finanzierungsstruktur. Er müsste einzelne, sehr hohe Preisspitzen generieren, damit die Grenzkraftwerke ihre Investitionen refinanzieren können. Es wird gute und schlechte Windjahre geben, also Jahre mit niedrigen und mit hohen Preisspitzen. Das heißt, alle Kraftwerksinvestitionen werden sich aus einem sehr volatilen Zahlungsstrom finanzieren müssen. Das ist für langfristige Investitionen eine außerordentlich ungewöhnliche Refinanzierung.

Zusätzlich besteht das Problem der Marktmacht. Dieser Markt braucht Knappheitspreise. In solchen Situationen können auch sehr kleine Anbieter mit ihrem Angebotsverhalten den Strompreis beeinflussen. Für diejenigen, die viele Grundlastkraftwerke haben, wäre ein solches Verhalten besonders attraktiv. Es besteht also die Gefahr, dass in Zeiten hoher Preise diese noch stärker überhöht werden.

**Schlemmermeier:** Der Markt für Strom ist durch die Rechtsordnung bestimmt. Das beginnt mit der Entflechtung und endet mit der Frage, wie der Spotmarkt strukturiert ist: Wird beispielsweise der jeweilige Gebotspreis oder ein Einheitspreis abgerechnet? Deshalb sollten wir uns nicht fragen, ob wir ein Marktversagen haben. Wir sehen ein Versagen des Marktdesigns, so wie es die Rechtsordnung festgelegt hat.

Das Ziel des Energy-only-Marktes war, aus dem Monopol kommend, nicht, den Kraftwerkspark umzubauen, neue Kraftwerke zu finanzieren oder die Energiewende zu ermöglichen. Das Ziel war, Überkapazitäten durch Wettbewerb effizienter einzusetzen. Genau das leistet er.

Im Kern kommt es darauf an, das tatsächliche Verhalten von Investoren zu verstehen, und nicht zu gucken, wie die sich eigentlich alle verhalten hätten müssen, wenn man den ökonomischen Modellen glauben dürfte.

Die Betreiber von Bestandskraftwerken sagen: Ich stelle mein Kraftwerk ab, wenn ich in den nächsten Jahren absehbar nicht meine operativen Kosten decken kann.

Die Investoren sagen: Ich baue ein Kraftwerk, wenn ich über die Dauer der Amortisation, also vielleicht 15 Jahre, einen stabilen Einkommensstrom erwarten kann. Denn mit einem stabilen Cashflow kann ich meine Investition refinanzieren.

Heute werden jede Menge Kraftwerke stillgelegt. Wir marschieren stramm auf eine stillgelegte Leistung von 20 000 MW zu. Neue Kraftwerke werden nicht gebaut. Schaut man sich die Jahre seit der Liberalisierung an, hätten neue Kraftwerke nur in wenigen Monaten der Jahre 2006 und 2008 ihre Vollkosten verdient. Damals sind die hohen Preise aufgrund von Marktmacht zustande gekommen, doch dies verhindern seither die Europäische Union und die Kartellbehörden. Kraftwerke, die jetzt gebaut werden, verlieren mindestens 100 Euro pro kW und Jahr.

Investoren sehen diese historische Entwicklung. Sie sagen sich: Wir sind nicht bereit, langfristig in einen solchen Markt zu investieren.

„Bei Stromknappheit werden die Preise stark steigen“

Was sind die Ursachen? Wir haben in jeder Stunde im Energy-only-Markt Überkapazität. Dies ist systemimmanent, wenn stets genug Kapazität vorhanden sein soll, um die Nachfrage zu decken. Das ist Versorgungssicherheit.

Der Energy-only-Markt bietet nicht die notwendigen Einkommensströme für fossile Kraftwerke. Im Jahr 2022 werden schon 16 000 MW der dann vorhandenen Kraftwerksleistung weniger als 1 000 Stunden im Jahr zum Einsatz kommen. Deshalb können die notwendigen Einkommensströme für Bestands- und Neubaukraftwerke nur aus einem Kapazitätsmarkt kommen.

**Flamm:** Mein Arbeitgeber, die Entelios AG, bietet in Deutschland

und international Demand Response. Wir aggregieren die Flexibilität von industriellen und gewerblichen Stromkunden.

In Zukunft wird es so sein, dass die Erzeugung bestimmt, wie viel Strom verbraucht werden kann. Das Problem ist, dass die Regeln fast ausschließlich für die Erzeugung geschrieben sind. Es ist nicht schwierig, Potenzial für Demand Side Management (DSM) in Deutschland bei industriellen oder gewerblichen Stromkunden zu rekrutieren. Die Schwierigkeit ist, diese Teilnehmer dann wirklich in den Markt zu bringen. Um beispielsweise die Flexibilität einer Papierfabrik in den Strommarkt zu bringen, brauchen wir die Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen und des Lieferanten. Wenn wir dort die Stromverbraucher abschalten, verkauft der Lieferant weniger Strom und der Bilanzkreisverantwortliche hat ein Ungleichgewicht in seinem Bilanzkreis. Die Anreize für diese beiden, DSM bei ihrem Kunden zu ermöglichen, sind sehr gering. Wir kriegen oft die Rückmeldung: Machen wir nicht, ist uns zu kompliziert. Natürlich muss man den Lieferanten und den Bilanzkreisverantwortlichen schadlos halten, aber das müsste über einen standardisierten Prozess geschehen. In der Schweiz beispielsweise nehmen die ÜNB die Korrekturmaßnahmen vor. Dafür brauchen wir eine Lösung auch in Deutschland.

**Moderator:** Wie groß ist das Flexibilitätspotenzial in Deutschland und wie ist der Zusammenhang zwischen Marktdesign und Flexibilität auf der Nachfrageseite?

**Flamm:** Es ist schwer zu sagen, wie viel Nach-

frageflexibilität es in Deutschland gibt. Das hängt ab vom Preis, der für Flexibilität gezahlt wird, von der Dauer des Abrufs und davon, ob für

„Die Politik wird dann nicht die Füße stillhalten“

die eigentliche Verfügbarkeit von Flexibilitäten auch gezahlt wird. In den Vereinigten Staaten und in anderen internationalen Märkten hat sich gezeigt, dass man deutlich mehr Demand-Response-Potenzial in den

Markt bekommt, wenn es auch für das Bereithalten von Flexibilität Zahlungen gibt. In denjenigen Märkten in den USA, in denen es Kapazitätzahlungen für Demand Response gibt, hat DSM ein Potenzial von zehn bis zwölf Prozent. In anderen Märkten ohne Kapazitätsmarkt liegt das Potenzial bei der Hälfte. Ein anderes gutes Beispiel ist Australien. In West-Australien gibt es einen Kapazitätsmarkt. Da sind etwa zwölf Prozent Demand Response im Markt tätig. Im Osten Australiens gibt es keinen Kapazitätsmarkt. Dort sind es etwa zwei Prozent.

**Moderator:** Wie sieht es mit dem Risiko für Investoren aus, dass die Politik in einem Energy-Only-Markt Strompreise von bis zu 10 000 Euro pro Megawattstunde nicht akzeptiert?

**Riechmann:** Wenn Strom knapp wird, werden die Preise stark steigen. Die Frage ist: Wird die Politik das aushalten? Wenn sie interveniert, schneidet sie die hohen Preise ab, die wir eigentlich bräuchten, um die Anreize für Kraftwerksinvestitionen zu setzen. Hier können wir nur den Wirkungsmechanismus aufzeigen. Allein die Erwartung im Markt, dass die Politik intervenieren wird, kann Wirkung entfalten. Prinzipiell ist es möglich, dieses politische Risiko zu begrenzen. Es gibt Vorbilder dafür in anderen Politikbereichen, beispielsweise in der Geldpolitik.

Noch ein Aspekt: Das Bundeskartellamt schreibt vor, dass marktbeherrschende Unternehmen ihre Gebote im Energiemarkt nur zu Grenzkosten abgeben dürfen. In anderen Ländern ist man zu dem Schluss gekommen, dass das Marktmachtproblem im Kontext der Versorgungssicherheit eher ein Luxusproblem ist, das man nicht unbedingt adressieren muss.

**Höfler:** Die Diskussion um Kapazitätsmärkte ist eine selbsterfüllende Prophezeiung. Allein die Diskussion reicht, um bei den Investoren entsprechende Erwartungen entstehen zu lassen. Es wäre naiv, das zu vernachlässigen. ➤

## Thesen aus der Konferenz\*

Damit der Energy-only-Markt einen möglichst großen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten kann, muss er reformiert werden. Die Anreize zum Vorhalten von Leistung sowie Flexibilität und zum Ausgleich der Bilanzkreise sollten erhöht werden. Dies sind No-regret-Maßnahmen, die sofort in Angriff genommen werden können.

Die Studien von Frontier Economics und R2B Energy Consulting gehen davon aus, dass Marktakteure ein exaktes Bild der Zukunft haben („perfect foresight“) und deshalb optimal investieren. Folgerichtig verursacht der Energy-only-Markt in diesen Analysen die niedrigsten Kosten. Dieses Ergebnis ergibt sich automatisch durch die Annahmen.

Die Politik müsste dauerhaft und glaubhaft hohe Preisspitzen tolerieren, damit der Energy-only-Markt 2.0 allein Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Entscheidend ist, welche Erwartungen die Investoren in dieser Hinsicht haben. Schon die Möglichkeit eines Eingriffs beeinflusst das Investitionsverhalten der Marktakteure negativ. Teilabschaltungen der Stromversorgung in Knappheitssituationen könnten die Folge sein. Insofern wird die Politik ergänzend zum Energy-only-Markt 2.0 mindestens noch eine strategische Reserve implementieren müssen, um dieses Risiko auszuschließen.

Ein reformierter Energy-only-Markt und der dezentrale Leistungsmarkt sind sich ziemlich ähnlich. Beide sollen dafür sorgen, dass hohe Strafen für Regelverstöße ökonomische Anreize zur Finanzierung von Leistung generieren. Der dezentrale Leistungsmarkt will mit der Verpflichtung, Leistungszertifikate zu halten, dafür sorgen, dass Leistung eher ökonomisch knapp wird als physikalisch.

Zentrale Kapazitätsmärkte gehen davon aus, dass Investoren in neue Kraftwerke oder Lastmanagement-Maßnahmen eine deutlich höhere Planungssicherheit brauchen, als sie durch den Energy-only-Markt oder einen Leistungszertifikatemarkt generiert wird – zumal neue Kraftwerke aufgrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien nur sehr wenige Benutzungsstunden haben werden.

Marktdesign-Modelle mit einem zentralen Planer (zentrale Kapazitätsmärkte, strategische Reserve) gehen bei der Versorgungssicherheit vermutlich „auf Nummer sicher“, dadurch würde die notwendige Kapazität vermutlich tendenziell überschätzt. Die Kosten hierfür sind jedoch überschaubar.

Die Unterschiede zwischen den Systemkosten der verschiedenen Marktdesign-Modelle fallen trotz der Unterschiede beim Grad der Versorgungssicherheit, beim Beitrag von Demand-Side-Management und bei der Einbindung des europäischen Auslands gering aus.

\* Zusammenstellung der Redaktion





Mehr als 350 Zuhörer aus Unternehmen, Verbänden und Fachöffentlichkeit nahmen an der Veranstaltung in Berlin teil

➤ Wenn man es langfristig mit dem System des Energy-only-Marktes versuchen würde, dann würde das wie jeder Systemwechsel zu Übergangs- und Anpassungsproblemen führen. Falls solche Schwierigkeiten auftreten – vor allem im Kontext mangelnder Versorgungssicherheit –, kann ich mir nicht vorstellen, dass die Politik die Füße stillhalten wird. Das müsste sie aber tun, damit der Energy-only-Markt funktionieren kann.

Heute haben wir in Deutschland kein Kapazitätsproblem, sondern nur potenzielle Versorgungsengpässe in Süddeutschland. Die marktwirtschaftliche Antwort wäre, zwei Preiszonen einzurichten – eine für Norddeutschland, eine für Süddeutschland. Wenn wir selbst dieses einfache marktwirtschaftliche Instrument nicht zu nutzen bereit sind, werden wir uns auch nicht darauf verlassen, dass der Energy-only-Markt die richtigen Investitionsanreize setzt. Spätestens wenn es zu Einschränkungen bei der Versorgungssicherheit kommt, werden wir zu Politikmaßnahmen greifen, wahrscheinlich aber schon vorher. Das wird dazu führen, dass Investoren sich heute nicht darauf verlassen, dass sie im Energy-only-Markt ihre Investitionen über Knappheitspreise finanzieren können.

**Schlemmermeier:** Wir haben im Markt eine Unterdeckung der Fixkosten von sechs Milliarden Euro im Jahr. Die Frage ist, mit welchem Instrument bekommen wir das Geld in das Stromsystem? Man kann es über den Energy-only-Markt machen. Dazu eine Bierdeckelrechnung: 80 000 MW Spitzenlast mal 3 000 Euro je MWh,

was derzeit den höchsten zulässigen Preis an der Strombörse darstellt, macht 240 Mio. Euro, die in einer Hochpreisstunde in den Markt fließen. Wir brauchen also 25 Stunden Knappheit mit höchsten Strompreisen, um sechs Milliarden Euro in den Markt zu bekommen. Wenn es sich aber zufällig ergibt, dass im gleichen Jahr zehn weitere Stunden Knappheit auftreten, kostet das zusätzlich weitere 2,4 Mrd. Euro.

### „Zehn Stunden Knappheit im Energy-only-Markt kosten 2,4 Milliarden Euro“

Eine der Hauptvorwürfe gegen den Kapazitätsmarkt sind ja das Regulierungsrisiko und die Neigung, zu viel Leistung einzukaufen. Aber wie hoch wären die Kosten? Wenn der Regulierer 10 000 MW zu viel bestellt, kostet das bei einem Leistungspreis von 75 Euro je kW zusätzlich 750 Mio. Euro. Das also sind die verschiedenen Risiken der beiden Marktdesigns: Entweder 2,4 Mrd. Euro wegen einer Schwankungsbreite von zusätzlichen zehn Stunden Knappheit im Energy-only-Markt, oder ein Risiko von 750 Mio. Euro, weil der Regulierer zu viel Kapazität einkauft.

Mein Fazit: Kein Zufall der Welt wird die Knappheit im Energy-only-Markt auf ein Maß beschränken, das sich mit dem Risiko zu hoher Kapazität in einem Kapazitätsmarkt messen lassen könnte.

**Moderator:** Herr Riechmann, gab es in Ihren Berechnungen auch Szenarien,

in denen der Energy-only-Markt nicht zum Gleichgewicht kommt und dies dann zu einem Blackout führt?

**Riechmann:** Die Erkenntnisse und Ergebnisse in den Gutachten beruhen nicht entscheidend auf Simulationsrechnungen. Die Simulationen helfen uns, bestimmte Wirkzusammenhänge, die wir analytisch abgeleitet haben, nochmal zu quantifizieren. Sie enthalten übrigens auch Unsicherheiten durch Zufallsereignisse, die die Versorgungssicherheit beeinflussen und die nicht vorhergesehen wurden. In keinem unserer Szenarien, auch nicht in den ungünstigen, kommt es zu Blackouts. In den kritischsten von uns untersuchten Situationen käme es höchstens zu Teilabschaltungen von Netzen. Wenn beispielsweise die Politik explizit oder implizit ein price cap im Day-Ahead-Markt einführt und als Folge dessen die Investoren das Vertrauen verlieren, könnte in der Tat das Ausfallrisiko in den realen Bereich kommen. In dieser Situation könnte es alle paar Jahre eine Teilabschaltung geben.

### Vergleich verschiedener Kapazitätsmarktmechanismen

**Moderator:** Im zweiten Teil der Diskussion soll es jetzt darum gehen, welche Eigenschaften die verschiedenen Vorschläge für Kapazitätsinstrumente unterscheiden. Herr Peek, Sie haben für r2b Energy Consulting – beauftragt noch vom Umweltministerium und jetzt ist der Auftraggeber das Bundeswirtschaftsministerium – ein Gutachten erstellt, das die verschiedenen Marktdesigns vergleicht. Was ist Ihr Ergebnis?

**Peek:** Wir haben zwei Fragen bearbeitet. Einerseits, ob der Energy-only-Markt die Versorgungssicherheit gewährleisten kann und andererseits, welche Auswirkungen und Herausforderungen Kapazitätsmechanismen hätten.

Wir kommen bei der ersten Frage zu dem Ergebnis, das die Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes grundsätzlich gewährleistet ist. Das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem setzt bereits adäquate Anreize für individuelle Leistungsvorsorge.

Wir sehen sehr großes Potenzial bei den Flexibilitätsoptionen: Durch Last-Verschiebung und Last-Reduktion kann Nachfrageflexibilität in den Markt gebracht werden. Ausgleichseffekt im europäischen Binnenmarkt, Netzersatzan-

lagen sowie die Flexibilisierung der Bioenergie und der KWK können viel Spielraum bringen. Wenn wir diese Optionen nutzen, sehen wir trotz Stilllegungen von konventionellen Kapazitäten und Kernkraftwerken nur einen sehr geringen Neubaubedarf, der sich auf Spitzenlastanlagen konzentrieren wird.

Zur zweiten Frage: Wir gehen davon aus, dass sowohl der reformierte Energy-only-Markt 2.0 als auch alle anderen Marktdesigns die Versorgungssicherheit gewährleisten können. Gegenüber dem Energy-only-Markt haben alle Kapazitätsmechanismen zusätzliche Ziele:

- Die strategische Reserve soll ein zusätzliches Sicherheitsnetz darstellen.
- Der dezentrale Leistungsmarkt soll die Leistungsanreize, die heute bestehen, weiter verstärken.
- Alle Kapazitätsmärkte sollen ein Niveau an Versorgungssicherheit bei nationaler Autarkie aufrechterhalten.

Diese zusätzlichen Ziele verursachen natürlich auch zusätzliche Kosten.

Unser Resümee: Für die sichere Versorgung der Verbraucher ist zunächst kein Kapazitätsmechanismus erforderlich. Wenn der Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung besteht, kann eine strategische Reserve als Ergänzung zum Energy-only-Markt 2.0 ein geeignetes Instrument mit sehr geringen Kosten und Risiken sein.

**Moderator:** Herr Ecke, Enervis hat das Modell des dezentralen Leistungsmarktes entwickelt. Wie reagieren Sie auf diese Kritik von r2b?

**Ecke:** Der dezentrale Leistungsmarkt und der Energy-only-Markt 2.0 sind einander im Grundsatz relativ ähnlich. Sie basieren beide darauf, dass eine Erhöhung der Strafzahlungen im Fall von nicht ausgeglichenen Bilanzkreisen, insbesondere in Knappheitszeiten, insbesondere in Knappheitszeiten, eine marktnahe Steuerung der Versorgungssicherheit zur Folge hat. Beide Vorschläge lassen sich mit weiteren Optionen ausstatten, um ein höheres Sicherheitsniveau zu erzielen. Dies ist insbesondere im dezentralen Leistungsmarkt eine vorgezogene Knappheitsdefinition.

Der Vorteil unseres Modells ist hier, dass Leistung ökonomisch schneller knapp wird als physikalisch. Der Energy-only-Markt und der dezentrale Leistungsmarkt unterscheiden sich stark von den zentralen Kapazitätsmärkten, weil diese auf starken Markteingriffen durch zentrale Vorgaben beruhen. Der dezentrale Leistungsmarkt ist auch kein Kapazitätsmarkt, der Investoren alle Risiken abnehmen will, sondern er zielt auf eine marktnahe Bereitstellung

von zusätzlicher Erzeugungssicherheit ab. Das Ranking der Studie beruht auf sehr weitgehenden Annahmen zur Leistungsfähigkeit von Marktakteuren im Verhältnis zu zentralen Akteuren. Das ist aus unserer Sicht auch durchaus stimmig. Dennoch kann aus politischer Sicht ein Bedürfnis nach Absicherung gegenüber einem Marktversagen bestehen. Die Wertung der eher zentralistisch aufgebauten strategischen Reserve im Vergleich zum dezentralen Leistungsmarkt ist in unseren Augen zu optimistisch, da die strategische Reserve nicht zu unterschätzende Risiken in Bezug auf Ordnungspolitik und Effizienz birgt.

Unser Fazit: Der dezentrale Leistungsmarkt ermöglicht eine marktnahe Bewirtschaftung einer von der Politik gewünschten Sicherheitsmarge.

**Moderator:** Herr Matthes, Sie haben für das Öko-Institut das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes entwickelt, das im r2b-Gutachten relativ schlecht bewertet wird. Was ist Ihre Replik?

**Matthes:** Mit diesen Impact Assessments ist die Chance vergeben worden, die Fragen anzusprechen, die tatsächlich hinter den Dingen stehen. Alle Bewertungen beruhen sehr stark auf ordnungspolitischen Grundüberzeugungen. Dies führt zu einer tautologischen Situation: Das verwendete Instrumentarium beruht auf bestimmten Überzeugungen, und notwendigerweise werden diese durch das Ergebnis bestätigt. Wenn es eine perfekte Marktprognose gibt, in der jeder Akteur weiß, dass am 18. Januar 2017 um 19 Uhr eine Kältespitze ist und gleichzeitig der Wind nicht weht, dann werden im Modell die optimalen Investitionen dafür vorgenommen. In der realen Welt haben die Investoren diese Information natürlich nicht.

### „10 000 MW Überdeckung im Kapazitätsmarkt kosten 750 Millionen Euro“

Um zu einer guten Entscheidung zu kommen, sollte man sich die Grundüberzeugungen hinter den Modellen klarmachen und urteilen, ob man diese Grundüberzeugungen für die richtigen hält. Ein paar Beispiele:

- Wer der Grundüberzeugung ist, dass Nachfragerreaktionen in großem Umfang fixkostenfrei möglich sind und durch hohe, knappheitsbedingte Strompreise ausgelöst werden können, tendiert natürlich zu einer Ablehnung von Kapazitätsmärkten, weil ja durch den freiwilligen Stromverzicht der Kunden Angebot und Nachfrage immer in Einklang gebracht werden können.
- Wer der Grundüberzeugung ist, dass hohe knappheitsbedingte Preise auch unter den vielen Unsicherheiten, die wir heute diskutiert haben, sehr kurzfristige Investitionen anreizen, der tendiert zu einer Ablehnung von Kapazitätsmärkten.
- Wer sagt, die Politik kann glaubwürdig versichern, dass sie auf Interventionen in den Energy-only-Markt verzichtet, beispielsweise mit einem Marktengriffsverbotsgesetz, der braucht keinen Kapazitätsmarkt.
- Wer der Grundüberzeugung ist, dass Lokalisierungsfragen bei Investitionen

### Fünf Design-Optionen für den Strommarkt

- **Energy-only-Markt:** Bezeichnet den Strommarkt, wie er heute funktioniert. Im wesentlichen erhalten Kraftwerke nur Geld, wenn sie tatsächlich laufen und Kilowattstunden an einen Kunden liefern (vertreten in der Diskussion durch Christoph Riechmann, Frontier Economics, und Markus Peek, r2b).
- **Strategische Reserve:** Beschreibt das Vorhalten von Reserve-Kraftwerken durch eine zentrale Instanz. Anders aber als bei anderen Mechanismen dürfen diese Reservekraftwerke nicht am täglichen Strommarkt mitbieten. Sie werden nur eingeschaltet, wenn Angebot und Nachfrage von den Marktteilnehmern nicht mehr in Deckung gebracht werden können.
- **Dezentraler Leistungsmarkt:** In diesem Modell, vorgeschlagen von VKU und BDEW, müssen Kunden festlegen, wie viel Leistung in Zeiten von Stromknappheit für sie garantiert sein soll. Entsprechend müssen sie sich mit Zertifikaten eindecken, mit deren Verkauf Kraftwerksbetreiber zusätzliche Einnahmen erzielen können (vertreten in der Diskussion durch Julius Ecke, Enervis Energy Advisors).
- **Umfassender, zentraler Kapazitätsmarkt:** Eine zentrale Instanz schreibt die benötigte gesamte Kraftwerkskapazität aus. Alle Kraftwerksbetreiber können sich um den Zuschlag bewerben (vertreten in der Diskussion durch Felix Höffler, Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln).
- **Fokussierter zentraler Kapazitätsmarkt:** Eine zentrale Instanz schreibt die benötigte Kraftwerksleistung aus, möglicherweise mit einem regionalen Schwerpunkt. Teilnehmen dürfen je nach Ausschreibung nur neue Kraftwerke und/oder bestimmte stillgelegungsbedrohte Anlagen (vertreten in der Diskussion durch Felix Matthes, Öko-Institut).



auch eine Rolle spielen werden, der tendiert zu einem fokussierten Kapazitätsmarkt.

• Investitionen auf der Angebots- oder Nachfrageseite, die durch Preisspitzen getriggert werden, führen im Energy-only-Markt notwendigerweise zu Boom- und Bust-Zyklen, in Deutschland bekannt als Schweinezyklen. Nur wer zum Zeitpunkt der Preisspitzen ans Netz geht, verdient das Geld für seine Investition. Nach der Inbetriebnahme neuer Kapazitäten brechen die Strompreise wieder ein und nachfolgende Investitionen verdienen ihr Geld nicht mehr. Die Frage ist aber, ob man das politisch aushält.

Wir müssen aufbereiten, welche Grundüberzeugungen und Abwägungsfragen hinter der Entscheidung für das eine oder andere Marktdesign stehen. Wer das nicht tut, will keinen aufgeklärten Entscheidungsprozess. Ich aber bin überzeugt, dass wir den brauchen. Die Politik muss wissen, wofür sie sich entscheidet.

**Moderator:** Herr Höffler, auch der zentrale Kapazitätsmarkt, wie ihn das

*„Ein Kapazitätsmechanismus sollte klar die Probleme lösen“*

EWI entwickelt hat, wird von r2b stark kritisiert. Was antworten Sie?

**Höffler:** Ob wir einen Kapazitätsmechanismus brauchen oder nicht, ist eine schwierige Abwägungsfrage. Aber wenn man sich für einen Kapazitätsmechanismus entscheidet, dann sollte er auch klar die Probleme des Energy-only-Marktes lösen: das Problem der Versorgungssicherheit und das Problem der Marktmacht in Knappheitssituationen. Ich glaube nach wie vor, dass mit dem Vorschlag des umfassenden Kapazitätsmarkts, den wir in dem Gutachten für das Bundeswirtschaftsministerium vor zweieinhalb Jahren gemacht haben, diese Probleme ganz gut gelöst werden.

Aber kein Markt-design-Modell ist ohne Probleme. Jeder zentrale Mechanismus hat das Problem, zu be-

stimmen, was die effiziente Menge an Kapazität ist. Vermutlich wird die von einer zentralen Stelle bestellte Kapazität zu hoch sein. Aber ich denke, dass das Überschätzen von Spitzenlastnotwendigkeiten eine Ineffizienz ist, die nicht dramatisch schlimm ist. Das bestätigen auch die vorliegenden Abschätzungen.

Ich teile die Formulierung, dass mit diesen Gutachten eine Chance vergeben worden ist. Es gibt keine offensichtliche, klare Antwort, ob wir einen Kapazitätsmechanismus brauchen oder nicht. Wenn man jemand beauftragt, der schon weiß, dass man keinen Kapazitätsmarkt braucht, ist es nicht verwunderlich, dass diejenigen Alternativen am besten abschneiden, die am nächsten am Energy-only-Markt sind.

Wenn wir uns für einen Kapazitätsmechanismus entscheiden, sollten wir von der Haltung wegkommen: Wasch mir den Pelz, wir machen einen Kapazitätsmechanismus, aber mach mich nicht nass. Bei einem Kapazitätsmechanismus sollte im Mittelpunkt stehen, dass er die Aufgaben löst, und nicht, dass man ihn am besten gar nicht merkt.

**Moderator:** Kommen wir zu den Kosten: Welches Modell kostet wie viel?

**Peek:** Die Kosten des Energy-only-Markts sind natürlich am niedrigsten. Beim Energy-only-Markt 2.0 mit Reserve liegen die Kosten ein wenig höher. Die Kosten des dezentralen Kapazitätsmarktes hängen sehr stark von der genauen Ausgestaltung ab. Sind die Leistungsanreize hoch, werden tendenziell erhebliche Überkapazitäten geschaffen, die finanziert werden müssen. Bei den zentralen Kapazitätsmärkten, ob umfassend oder fokussiert, sehen wir insbesondere die nationale Autarkie bei der Versorgungssicherheit als problematisches Konstrukt im europäischen Stromverbund. Im nationalen Kontext werden hier erhebliche Überkapazitäten und damit Kosten geschaffen.

Diese Kosten müssen verteilt werden. Die Umverteilungseffekte im dezentralen Kapazitätsmarkt gehen ausschließlich zu Lasten der Verbraucher. Das heißt, Bestandsanlagen verdienen mehr und es werden mehr neue

Anlagen zugebaut, die letztendlich durch die Verbraucher zu finanzieren sind. Das Gleiche gilt für den zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt. Ihn beurteilen wir hinsichtlich der Kosten für Verbraucher als sehr negativ, weil er mit die höchsten Systemkosten und die stärksten Umverteilungswirkungen zu Lasten der Stromkunden hat. Im fokussierten Kapazitätsmarkt dagegen müssen bei ebenfalls hohen Systemkosten nur Neuanlagen und stillgelegungsgefährdete Bestandsanlagen von den Stromkunden finanziert werden.

unterschiede der verschiedenen Modelle relativ gering sind. Die Studie sieht beispielsweise Kostenunterschiede von 0,2 Euro die Megawattstunde. Das ist ein sehr kleiner Betrag in Relation zu den tatsächlichen Zukunftsunsicherheiten. Auch zeigen die Berechnungen, dass die Kosten des dezentralen Leistungsmarktes sogar unter denen einer strategischen Reserve liegen können.

**Höffler:** In dem Gutachten wird für den umfassenden Kapazitätsmarkt die notwendige Leistung durch eine sehr hohe Zahl überschätzt. Das Komische

Kapazitätsmechanismen implementieren, und wir darüber nachdenken, es nicht zu tun.

**Matthes:** Die Ergebnisse der numerischen Analyse von r2b hängen eins zu eins von drei Annahmen ab: Wie ist das Niveau der Versorgungssicherheit? Welches Niveau an Demand Response wird aktiviert? Und was ist der Beitrag des Auslands? Wenn für den dezentralen Leistungsmarkt acht GW Demand Response angesetzt werden und für die zentralen Kapazitätsmärkte null GW, dann ist das Ergebnis durch die



Bilder: Ralf Schilling

**Das erste Podium beschäftigte sich mit der „Ob-Frage“: Wird ein Kapazitätsmechanismus benötigt? Podium zwei behandelte die „Wie-Frage“**

**Ecke:** Das Modell, mit dem hier die verschiedenen Optionen bewertet wurden, geht davon aus, dass Marktakteure eine perfekte Vorausschau haben. Das heißt, die Marktakteure investieren und desinvestieren optimal über den Zeitraum bis 2030, 2035. Die Schlussfolgerung, dass der Energy-only-Markt allen anderen Modellen überlegen ist, folgt direkt aus den Modellannahmen. Dazu müssten Sie Ihr Modell nicht einmal einschalten. Das ist trivial.

Interessante Erkenntnisse ergeben sich deshalb aus der Studie vor allem aus den relativen Ergebnissen für die Reserve-, Leistungs- und Kapazitätsmärkte-Varianten untereinander. Es fällt auf, dass die ermittelten Kosten-

ist, dass die strategische Reserve die Kapazitätsnotwendigkeit nicht überschätzt. Einmal macht der zentrale Planer es richtig, einmal macht es falsch. Das finde ich ein bisschen schwierig.

Ein wesentlicher Treiber für die vorliegenden Ergebnisse ist zudem die Annahme, dass es keinen Kapazitätsmarkt im Ausland gibt. Die Vorstellung dahinter ist: Wir zahlen für Versorgungssicherheit und belasten unsere Verbraucher, und die Stromkunden im Ausland profitieren von der höheren Versorgungssicherheit ohne dafür zu bezahlen. Die Realität ist aber doch eine komplett andere, nämlich dass gerade viele Länder um uns herum

Setzungen klar vorherbestimmt. Und trotz dieser unterschiedlichen Annahmen liegen die errechneten Unterschiede bei den Systemkosten bei 0,5 Prozent. Zwischen einer sehr positiven und einer sehr negativen Bewertung liegen in diesem Gutachten Kostenunterschiede von 0,04 Cent pro kWh. Mir erscheint dieser Kostenunterschied nicht hoch. Auch nach Ihren Berechnungen lässt sich mit etwas höheren Kosten ein deutlich höheres Maß an Versorgungssicherheit sicherstellen. **E&M**

**Die Podiumsteilnehmer der Konferenz von Agora Energiewende und Energie & Management (von links nach rechts): Timm Krägenow, Energie & Management; Felix Matthes, Öko-Institut; Andreas Flamm, Entelios AG; Felix Höffler, Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln; Christoph Riechmann, Frontier Economics; Ben Schlemmermeier, LBD Beratungsgesellschaft mbH; Markus Peek, r2b energy consulting GmbH; Patrick Graichen, Agora Energiewende; nicht im Bild: Julius Ecke, enervis energy advisors GmbH**





# ENERGIE & MANAGEMENT

## ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

### Erneuerbare

Christian Pegel, Energieminister in Mecklenburg-Vorpommern, über seine Idee eines Bürger-Beteiligungsgesetzes **6**



### Strommarktdesign

Kann der Energy-only-Markt die Versorgung sichern? Darüber diskutierten auf einer Konferenz rund 350 Fachbesucher **28**

**Jetzt Probeabo bestellen:**  
[www.emvg.de/probeabo](http://www.emvg.de/probeabo)

Lässt die Bundesregierung die Energiewirtschaft am ausgestreckten Arm verhungern? Während die Branche darauf drängt, dass die neuen Regeln für den Strommarkt schnell festgelegt werden, sieht die Politik keinen Grund zur Eile. VON TIMM KRÄGENOW



**Spiel auf Zeit**

Die Bundesregierung lässt sich mit einer Regelung für den Strommarkt und für Versorgungssicherheit viel Zeit. „Wir stehen nicht vor einem Black-out“, betont Wirtschaftsstaatssekretär Rainer Baake in diesen Wochen. Zeitdruck für eine schnelle Entscheidung für oder gegen einen Kapazitätsmarkt – also Zahlungen für das Bereithalten von Kraftwerken – bestehe nicht. Und noch eins machte Baake klar: Das wichtigste Ziel der Bundesregierung ist, die Kosten des Stromsystems niedrigzuhalten. Wirtschaftsminister Sigmar Gabriel (SPD) bringt die Haltung auf eine gleichsam plakative wie schiefte Formel: „Kein Hartz IV für Kraftwerke.“

Nicht nur die Entscheidung über die Versorgungssicherheit, sondern auch die über die künftige Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung wird von Berlin auf die lange Bank geschoben. Eine Reform soll möglicherweise erst Ende nächsten Jahres verabschiedet werden, ist in der Hauptstadt zu hören.

„Wir haben nie gesagt, dass ein Kapazitätsmechanismus morgen in Kraft treten muss“, sagt Hildegard Müller, Hauptgeschäftsführerin des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft im Gespräch mit E&M (siehe Seite 3). „Doch die Debatte um ein vernünftiges Marktdesign muss heute stattfinden“, betont sie. „Es wird immer offensichtlicher, dass der

Energiemarkt in seiner jetzigen Form nicht mehr funktioniert. Wenn wir die Energiewende einerseits erfolgreich meistern und dabei gleichzeitig eine Energieversorgung rund um die Uhr sicherstellen wollen, dann muss die Politik endlich handeln.“

### Die Debatte um ein vermeintlich feures neues Instrument könnte die Wähler verschrecken

Nach der stürmischen Debatte um die Höhe der EEG-Umlage in den Jahren

2012 und 2013 ist es im Jahr 2014 um die Energiepolitik deutlich ruhiger geworden. Das EEG ist reformiert. Die Energiewende beherrscht nicht mehr Titelseiten und Nachrichtensendungen. Die Nachricht von der bevorstehenden Senkung der EEG-Umlage wird voraussichtlich den Herbst versüßen. Da liegt es für die Regierung nahe, neue öffentliche Aufreger zu vermeiden. Eine Debatte um ein vermeintlich milliardenteures Instrument zum Erhalt von Kraftwerken könnte die Wähler da nur aus dem Schlaf reißen.

Noch gibt es in Deutschland und bei den europäischen Nachbarn einen deutlichen Überschuss an Kraftwerken. Die Großhandelspreise für Strom sinken immer tiefer und bewegen sich von rund 80 Euro pro MWh im Jahr 2008 auf 30 Euro je MWh zu. Die Kraftwerksbetreiber ziehen daraus ihre Konsequenzen: Bei der Bundesnetzagentur sind bereits 49 deutsche Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt 13,5 GW zur Stilllegung angemeldet.

Schon heute gibt es regionale Engpässe bei der Stromversorgung. Vor allem in Süddeutschland untersagt die Bundesnetzagentur Kraftwerksbetreibern die Stilllegung, weil dort sonst die Versorgungs-

sicherheit gefährdet sein könnte. Um Stromausfälle durch Leitungsgenässe zu verhindern, will die BNetzA für den Winter 2015/2016 Reservekapazitäten im In- und Ausland von 6 000 MW kontrahieren und im darauffolgenden Winter sogar 7 000 MW. Das moderne Gaskraftwerk Irching bei Ingolstadt erhält Sonderzahlungen, damit es nicht wegen Unwirtschaftlichkeit vom Netz genommen wird.

### Wird eine Entscheidung verdröckelt, drohen später schlechte Lösungen

Rollt die Welle an Kraftwerksstilllegungen weiter und kommt bis 2022 die Stilllegung aller noch laufenden deutschen Kernkraftwerke hinzu, könnten sich die regionalen zu bundesweiten Engpässen ausweiten. Szenarien gehen davon aus, dass bereits im Jahr 2020 steuerbare Kapazitäten von etwa 20 GW – also etwa ein Viertel der Spitzenlast – benötigt werden, die weniger als 200 Stunden im Jahr genutzt werden. Die Frage ist, ob sich für diese Anlagen Investoren finden, weil in den wenigen Betriebsstunden die Refinanzierung der Kapitalkosten am bestehenden Strommarkt nur unter ganz besonderen Umständen möglich sein dürfte (siehe Kasten).

Vieles spricht dafür, dass den bestehenden Instrumenten gegen regionale Engpässe auch in Deutschland weitere Schritte hin zu Zahlungen für das Bereithalten von Kraftwerken folgen werden. Großbritannien und Frankreich arbeiten bereits an solchen Kapazitätsmechanismen, weltweit sind sie in liberalisierten Strommärkten weitverbreitet.

Doch die Bundesregierung will sich Zeit lassen: Im November soll zunächst ein Grünbuch mit den unterschiedlichen Handlungsoptionen veröffentlicht werden. Erst später sollen dann konkrete Regelungsvorschläge folgen.

„Die Versuchung für die Politik, das Thema auf die lange Bank zu schieben, vielleicht bis in die nächste Legislaturperiode, ist natürlich groß“, sagt Felix Matthes vom Öko-Institut. „Aber je länger man sich Zeit lässt und je akuter die Gefahren für die Versorgungssicherheit werden, desto eher muss man am Ende das Thema übers Knie brechen: Dann drohen weitere polizeirechtliche Vorschriften oder Subventionen für einzelne Unternehmen statt einer marktwirtschaftlichen Lösung zur Sicherung der Stromversorgung.“

Den Energieunternehmen drohen in diesem Fall weitere Jahre, in denen sie im Dunkeln tappen müssen, bevor sie die Spielregeln für die Zukunft kennen und sich daran orientieren können. „Die Politik verhindert durch ihr Nicht-Handeln wirtschaftliches Planen am Kraftwerksmarkt“, kritisiert BDEW-Chefin Müller.

Wundersamerweise verzichtet die Energiewirtschaft darauf, eines ihrer

### INHALT



**IT-Dienstleister** 9  
 Energieversorger lassen sich immer öfter von IT-Dienstleistern unterstützen. Die Auslagerung aller Systeme ins Internet kommt zunehmend in Mode

**Online-Einkauf** 16  
 T-Systems und Eon bauen für Großkunden die Technik für den Online-Einkauf von Strom und Gas auf

**Energiemeteorologie** 20  
 Wetter- und Leistungsprognosen gewinnen für den Intraday-Handel und die Netzsicherheit an Bedeutung

**EnergyDecentral** 24  
 Die künftige Energieversorgung wird dezentral organisiert sein. Die thematischen Schwerpunkte der EnergyDecentral in Hannover



**KWK kompakt** 25  
 Das sanierte Hallenbad der hessischen Stadt Haiger versorgen die Stadwerke als Contractor effizient mit Wärme und Strom aus zwei neuen 20-kW-BHKW-Modulen

### Sorgt der bestehende Strommarkt für Sicherheit?

Das Bundeswirtschaftsministerium hat in zwei Gutachten untersuchen lassen, ob der heute bestehende Strommarkt – der so genannte Energy-only-Markt, in dem nur gelieferte Kilowattstunden bezahlt werden – in der Zukunft für genügend Kraftwerke sorgen kann. Die Ergebnisse sorgen für Diskussionsstoff – auch auf einer Konferenz zum Thema, zu der die Denkwerkstatt Agora Energiewende und Energie & Management eingeladen hatten und zu der 350 Experten kamen. Klares Ergebnis: Ein Vertrauen allein auf den heute bestehenden Energy-only-Markt würde hohe Anforderungen an Politik und Verbraucher stellen:

- Damit sich Kraftwerke refinanzieren können, müsste es zu Zeiten von Stromknappheit sehr hohe Preise pro MWh am Großhandelsmarkt geben – bis zu 3 000 Euro und mehr je MWh
- Die Politik müsste sich glaubhaft festlegen, auch in solchen Situationen die Preise nicht zu begrenzen
- Wenn nicht ausreichend investiert wird, wären gelegentliche regionale Stromabschaltungen zu akzeptieren
- Deutschland müsste bereit sein, in Knappheitssituationen in großem Umfang von Kraftwerken im Ausland abhängig zu sein.

Unbestritten ist unter allen Fachleuten, dass der heutige Energy-only-Markt gründlich reformiert werden müsste, um die Versorgung mit Strom zu stärken (siehe Konferenz-Dokumentation ab Seite 28).

starken Argumente zu betonen: Das marktwirtschaftliche System, das sie zur Sicherung von genügend Kraftwerken vorschlägt, verursacht nur Kosten, wenn tatsächlich ein Mangel an Kraftwerken besteht. Im vorgeschlagenen „dezentralen Leistungsmarkt“ müssten sich die Verbraucher mit Zertifikaten für gesicherte Leistung in Knappheitssituationen eindecken. Solange genügend Kraftwerke solche Zertifikate anbieten, wird der Preis für diese Sicherheiten nahe Null sein. Für die Verbraucher würden zunächst keine Kosten entstehen. Aber die Energieunternehmen wüssten, welche Regeln künftig für ihre Kraftwerke gelten. Und die Politik könnte sicher sein, dass nicht plötzlich der Strom ausfällt. **E & M**

# DIE WELT DER ENERGIEWIRTSCHAFT

SACHLICH. UNABHÄNGIG. AKTUELL

## 1. ZEITUNG ENERGIE & MANAGEMENT

- + 20 ZEITUNGSAusGABEN pro Jahr
- + SONDERHEFTE zu Spezialthemen wie z.B. Stadtwerke oder Karriere
- + E&M JAHRESMAGAZIN mit den Top-Themen des Energiejahres
- + ePaper



Nur **196,00 EURO** inkl. Versand u. gesetz. MWSt.

## 2. E&M DAILY – DIE PDF-TAGESZEITUNG

Die Online-Tageszeitung für den Energiemarkt im attraktiven PDF-Format.

- + 12 Monate **E&M DAILY** lesen – jeden Werktag bequem per e-Mail
- + **INKLUSIVE 20 ZEITUNGSAusGABEN** Energie & Management als ePaper



Monatlich nur **50,00 EURO** zzgl. MwSt. inkl. der Zeitung **ENERGIE & MANAGEMENT** im ePaper-Format

## 3. E&M POWERNEWS – DER ONLINE-NACHRICHTEN-DIENST DER ENERGIEBRANCHE

Das Informationsportal für die Energiewirtschaft. Informationen und Marktdaten in Echtzeit. Ihre tägliche Informationsquelle am Arbeitsplatz – und Ihr Online-Archiv für umfassende Recherchen.

- + 20 ZEITUNGSAusGABEN pro Jahr (im Zeitungsformat oder als ePaper)
- + 12 Monate **E&M DAILY** lesen – jeden Werktag bequem per e-Mail
- + **E&M JAHRESMAGAZIN** mit den Top-Themen des Energiejahres
- + **SONDERHEFTE** zu Spezialthemen wie z.B. Stadtwerke oder Karriere



Monatlich nur **150,00 EURO** zzgl. MwSt. inkl. der Zeitung **ENERGIE & MANAGEMENT** im ePaper-Format

Der direkte Weg zu Ihrer **E&M**.

**PER ANTWORTFAX AN +49 (0) 81 52-93 11 -22**

**BESTELLUNG ZEITUNG ENERGIE & MANAGEMENT:**

**JA**, ich möchte die Zeitung **ENERGIE & MANAGEMENT IM JAHRES-ABONNEMENT** Inland regelmäßig beziehen und zwar zum Preis von **196 EURO** inkl. Versand u. gesetz. MWSt. (mit **75 EURO TANKGUTSCHEIN**).

**BESTELLUNG E&M DAILY - DIE PDF-TAGESZEITUNG:**

**JA**, ich möchte **E&M DAILY IM JAHRES-ABONNEMENT** regelmäßig beziehen und zwar zum Preis von **50 EURO** monatlich zzgl. MwSt. inklusive der Zeitung **ENERGIE & MANAGEMENT** im ePaper-Format (Prämie\*: **NESPRESSO PIXIE/AEROCCINO VON DE'LONGHI**).

**JA**, ich möchte **E&M DAILY IM JAHRES-ABONNEMENT** regelmäßig beziehen und zwar zum Preis von **42,50 EURO** monatlich zzgl. MwSt. inklusive der Zeitung **ENERGIE & MANAGEMENT** im ePaper-Format (15% Rabatt ohne Prämie).

**BESTELLUNG E&M POWERNEWS - INFORMATIONSDIENST DER ENERGIEWIRTSCHAFT**

**JA**, ich möchte **E&M POWERNEWS IM JAHRES-ABONNEMENT** regelmäßig nutzen und zwar zum Preis von **150 EURO** monatlich zzgl. MwSt. inklusive der Zeitung **ENERGIE & MANAGEMENT** im ePaper-Format (Prämie\*: **IPAD AIR WIFI MD785MIT 16 GB**).

**JA**, ich möchte **E&M POWERNEWS IM JAHRES-ABONNEMENT** regelmäßig nutzen und zwar zum Preis von **120 EURO** monatlich zzgl. MwSt. inklusive der Zeitung **ENERGIE & MANAGEMENT** im ePaper-Format (20% Rabatt ohne Prämie).

Unternehmen/Organisation

Name/Vorname

Funktion

Straße/Haus-Nr./Postfach

PLZ/Ort/Land

Telefon

E-Mail-Adresse

Gewünschte Zahlungsweise  Bankeinzug  gegen Rechnung

IBAN/Kontonummer

BIC/Bankleitzahl

Kreditinstitut

USt.-IdNr.

Die Bestellung ist mit Ihrer Unterschrift verbindlich. Möchten Sie das gewählte Abonnement nicht weiterlesen, so bitten wir um Kündigung bis spätestens 4 Wochen vor Laufzeitende des Vertrages. Wenn wir nichts von Ihnen hören, erhalten Sie das gewählte Abonnement für ein weiteres Jahr.

\* Der neue Leser war in den letzten 12 Monate vor Bestellung nicht Abonnent der Zeitung Energie & Management oder eines Produktes der Energiemarkt GmbH. Der Versand der Prämie erfolgt 4-6 Wochen nach Zahlungseingang und nur solange der Vorrat reicht. Das Angebot gilt nur für die Auslieferung in Deutschland. Der Versand erfolgt auf Risiko des Bestellenden.

Bei Rückfragen wenden Sie sich gerne an unseren **ABO-SERVICE** – telefonisch unter **+49 (0) 81 52-93 11-77** oder per Mail an **VERTRIEB@EMVG.DE**. Es gelten unsere allgemeinen Geschäftsbedingungen unter [www.energie-und-management.de](http://www.energie-und-management.de)

**HIERMIT BESTELLE ICH VERBINDLICH DAS GEWÄHLTE ABONNEMENT.**

**ICH BIN EINVERSTANDEN**, über weitere interessante Angebote und über die Produkte der **ENERGIE & MANAGEMENT** Verlagsgesellschaft mbH per Post, Telefon oder E-Mail informiert zu werden und meine Daten werden ausschließlich für diese Zwecke gespeichert und genutzt. Eine Weitergabe der Daten an Dritte zur werblichen Nutzung findet nicht statt. Diese Einwilligung kann ich jederzeit mit einer kurzen Nachricht widerrufen.

Das Angebot richtet sich nur an gewerbliche Nutzer, Endverbraucher erhalten nach Rückfrage ein individuelles Angebot. Es gelten unsere AGB.

Ort, Datum

Unterschrift