



*Felix Höffler (EWI Köln):
„Ein umfassender Kapazitätsmarkt
liefert Versorgungssicherheit effizient,
das ist unstrittig“*



*Nicolai Herrmann (enervis):
„Ein wesentlicher Vorteil des dezentralen
Leistungsmarktes ist die aktive Einbindung
der Nachfrageseite“*



*Felix Matthes (Öko-Institut):
„Der fokussierte Kapazitätsmarkt
soll die Kosten für die Verbraucher so
lange wie möglich begrenzen“*

Neues Geld für Kraftwerke - aber wie?

Auf Einladung der Agora Energiewende und von Energie & Management haben die führenden Gutachter die Vor- und Nachteile der drei aussichtsreichsten Modelle für die Finanzierung von notwendigen Kraftwerkskapazitäten diskutiert. Welches Marktdesign kann die Ziele am besten erfüllen: Der umfassende Kapazitätsmarkt, der fokussierte Kapazitätsmarkt oder der dezentrale Leistungsmarkt? VON TIMM KRÄGENOW

Felix Höffler (umfassender Kapazitätsmarkt): Die Probleme, die der umfassende Kapazitätsmarkt lösen soll, sind die grundlegenden Probleme, die ein liberalisierter Strommarkt mit sich bringt. Diese sind: Große Teile der Nachfrage reagieren gegenwärtig nicht auf Preissignale. Möglicherweise kann kein Markt die sehr hohen gesellschaftlichen und politischen Vorstellungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit garantieren. Und in fast allen liberalisierten Strommärkten weltweit sehen wir Preisobergrenzen. Diese sollen die Anbieter davon abhalten, die Preise durch Mengenzurückhaltung nach oben zu treiben. Sie beschränken gleichzeitig aber auch die Anreize, neue Kraftwerke zu bauen. Der umfassende Kapazitätsmarkt soll nicht die speziellen Probleme lösen, die durch einen Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien entstehen.

Wie funktioniert dieser Mechanismus? Er hat zwei Teilelemente: Das eine ist die Anforderung, dass, wer am Kapazitätsmarkt als Anbieter teilnehmen will, eine Kapazitätsverpflichtung zeichnen muss. Damit verpflichten sich die Anbieter, gesicherte Leistung über eine längere Frist bereitzuhalten. Dafür erhalten sie Zahlungen, deren Höhe sich aus einer Auktion ergibt. Diese Auktion wird von einer zentralen Stelle durchgeführt, und diese Stelle bezahlt dann auch die Anbieter, die bei der Auktion erfolgreich waren. Finanziert werden die Zahlungen beispiels-

weise durch einen Zuschlag auf die Netzentgelte. Teilnehmen können alle Kraftwerke, die die Anforderungen an die Bereitstellung von gesicherter Leistung erfüllen. Der zweite Bestandteil des Vorschlages ist, dass die Anbieter zusätzlich eine so genannte Verfügbarkeitsoption zeichnen müssen: Steigt der Strompreis über ein noch zu bestimmendes Niveau, zum Beispiel 200 Euro pro MWh, müssen die Kraftwerksbetreiber alles, was darüber liegt, abführen. Das nimmt den Anreiz, den Spotmarktpreis von 200 auf zum Beispiel 300 Euro und mehr zu steigern und beugt so dem Missbrauch von Marktmacht vor.

Der umfassende Kapazitätsmarkt vereinfacht Investitionen, weil er eine sehr viel kalkulierbarere Grundlage bietet als der Energy-Only-Markt. Anbieter geben Gebote ab. Sie müssen dabei kalkulieren, was sie glauben, zukünftig am Spotmarkt zu verdienen und wieviel Kapazitätzahlung sie für die Wirtschaftlichkeit ihrer Investition brauchen. Und wenn einer billiger ist als der andere, bekommt er bei der Auktion den Zuschlag.

Der umfassende Kapazitätsmarkt ist ein komplexes Instrument und von daher nicht ganz einfach zu implementieren. Aber das ist der Preis dafür, dass er versucht, ein komplexes Problem zu lösen.

Felix Matthes (fokussierter Kapazitätsmarkt): Unser Modell, das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes,

beruht auf sieben Prämissen. 1. Das Niveau der Versorgungssicherheit und die dafür notwendigen Kapazitäten lassen sich am robustesten auf aggregierter Ebene bestimmen. 2. Für Neuanlageninvestitionen – und um diese geht es in der Perspektive – können nur längerfristige berechenbare Kapazitätzahlungen eine hinreichend robuste ökonomische Grundlage schaffen. Die Zahlungen müssen mit einem gewissen Vorlauf starten und sich dann über eine bestimmte Zeit erstrecken. 3. Der mögliche Missbrauch von Marktmacht ist eines der zentralen Probleme. Der beste Weg, dies zu umgehen, sind zentrale Auktionen. 4. Das Stromversorgungssystem, das in Richtung erneuerbare Energien umgebaut wird, braucht mehr sehr flexible Kapazitäten, die ihre Leistung sehr schnell verändern können und sehr niedrige Mindestlasten haben. 5. Die Nachfrageseite muss mit einbezogen werden. 6. Das, was passiert, sollte klimapolitisch konsistent sein. 7. Die Kosten für die Verbraucher sollten so weit und so lange wie möglich begrenzt werden.

Auf dieser Basis schlagen wir den fokussierten Kapazitätsmarkt vor. Ausgangspunkt ist ein regelmäßiger Versorgungssicherheitsbericht, der die notwendigen Kapazitäten bestimmt, die am Markt beschafft werden müssen. Die Beschaffung geschieht über zwei Auktionen.

Der erste Teilmarkt betrifft die stilllegungsgefährdeten konventionellen

Kraftwerke. Das Produkt dieser Auktion sind Kapazitätzahlungen für ein Jahr beziehungsweise vier Jahre. In dieser Auktion werden explizit Gebote des Nachfragemanagements zugelassen. Wir glauben, dass eine pragmatische Abgrenzung der stilllegungsgefährdeten Kraftwerke möglich ist, beispielsweise auf der Basis historischer Auslastungsdaten. Wir denken hier aber auch noch über Alternativen nach.

Die zweite Auktion bezieht sich auf flexible Neubaukraftwerke. In diesem Segment werden Kapazitätzahlungen für 15 Jahre auslobt, also deutlich länger als im Segment für Bestandskraftwerke. Für die Teilnehmer an dieser Auktion – und das ist das Spezifische – gibt es eine Reihe von technischen Qualifikationsanforderungen: Die Anlagen müssen bestimmte Anforderungen in Bezug auf Mindestlast und Lastgradienten erfüllen. Hier können auch CO₂-Anforderungen vorgesehen werden, um ein Lock-in in CO₂-intensive Technologien zu vermeiden. Das Neuanlagensegment kann am Anfang auch auf Gebiete mit Netzengpässen lokal fokussiert werden.

Die Anlagen aus beiden Segmenten können frei am Energy-Only-Markt teilnehmen. Sowohl bei den Bestandsanlagen als auch bei den Neubuanlagen gibt es die Call-Option zur Vermeidung der Ausnutzung von Marktmacht am Spotmarkt, die Herr Höffler schon für das Modell des umfassenden Kapazitätsmarktes vorgestellt hat.

*„Es ist ein Knackpunkt
des dezentralen Leistungs-
marktes, dass die
Kontrakte vertragsge-
recht erfüllt werden“*

Design-Optionen im Vergleich

Die Rufe nach einer neuen Ordnung für den deutschen Strommarkt werden immer lauter. Weil sich seit 2008 die Strompreise im Großhandel mehr als halbiert haben und die Laufzeiten der Kraftwerke zurückgehen, droht immer mehr Gas- und Steinkohlekraftwerken die Unwirtschaftlichkeit. Gleichzeitig ist klar, dass auch in den kommenden Jahrzehnten weiterhin steuerbare Kraftwerke benötigt werden. Kraftwerke, die auf Abruf immer dann verlässlich einspringen können, wenn die erneuerbaren Energien – vor allem Wind und Sonne – den Strombedarf nicht decken können. Damit diese Kraftwerke tatsächlich bereitstehen, müssen sie für dieses Vorhalten von Leistung einen finanziellen Anreiz bekommen. Wie diese Zahlungen mit einem Leistungs- oder Kapazitätsmarkt organisiert werden können, wird derzeit heftig debattiert. Der Berliner Thinktank Agora Energiewende und die Zeitung Energie & Management hatten aus diesem Grund am 10. Juni in Berlin die führenden wissenschaftlichen Gutachter der drei aussichtsreichsten Marktmodelle zur Diskussion eingeladen:

- **Dr. Nicolai Herrmann**, enervis Berlin: dezentraler Leistungsmarkt
 - **Prof. Dr. Felix Höffler**, EWI Köln: umfassender Kapazitätsmarkt
 - **Dr. Felix Matthes**, Öko-Institut: fokussierter Kapazitätsmarkt
- Zu der Veranstaltung kamen mehr als 200 Zuhörer. Die Diskussion wird auf diesen Seiten gekürzt dokumentiert.

Die Präsentation der Referenzen und die Publikation „Zehn Fragen zum Kapazitätsmarkt“ finden Sie unter: www.agora-energiewende.de/service/veranstaltungen

➤ **Nicolai Herrmann** (Modell dezentraler Leistungsmarkt): Flankierend zum Energy-Only-Markt wird im Vorschlag des dezentralen Leistungsmarktes ein Markt für das Gut „gesicherte Leistung“ eingeführt. Auf der Angebotsseite stehen die Bereitsteller der gesicherten Leistung. Die Angebote der Kraftwerke und Leistungsbereitsteller werden zertifiziert, und zwar technologieunabhängig. Wenn diese Anbieter ihre Leistungszertifikate am Markt verkaufen, verpflichten sie sich, im Bedarfsfall, insbesondere auch in Knappheitsstunden, diese Leistung am Markt anzubieten. Der Leistungsmarkt ist also ein Markt für Zertifikate, eine Commodity, hier bestehen keine bilateralen Verträge, sondern es wird sich ein Börsenhandel herausbilden.

Die Nachfrage nach dieser Leistung geht von den Endkunden aus. Diese werden überwiegend, zumindest die kleineren Kunden und Haushaltskunden, durch Intermediäre, also durch Vertriebe, am Markt vertreten. Wir haben ja mehrere hundert Vertriebe, die im Endeffekt auch heute schon die Aufgabe übernehmen, Portfolios zu optimieren und Großhandelsprodukte in Endkundenprodukte zu transformieren.

Um nun in Zukunft jederzeit, das heißt insbesondere auch in Situationen, in denen Strom kurzfristig knapp wird, gesichert Strom beziehen zu können, muss dieser Bezug in gleicher Höhe mit Leistungszertifikaten abgesichert werden. Ein Leistungszertifikat stellt für den Verbraucher also

die Qualität der notwendigen Kapazitäten effizient zu bestimmen und zu beschaffen? Oder trauen wir es eher den Marktakteuren zu, diese Informationsasymmetrien zu beheben? Das Modell des umfassenden Kapazitätsmarktes von Herrn Höffler und das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes von Herrn Matthes sehen jeweils eine zentrale Kapazitätsbeschaffung sowie eine zentrale Definition von langfristigen Kapazitätshöhen und -qualitäten vor. Unser Vorschlag unterscheidet sich davon wesentlich: Bei uns ergibt sich die Nachfrage nach Kapazitäten tatsächlich aus der aggregierten Nachfrage der Marktteilnehmer.

Ein wesentlicher Vorteil des dezentralen Leistungsmarktes ist die aktive Einbindung der Nachfrageseite: Die Nachfrager haben im Leistungsmarkt die Wahl, ob sie jederzeit eine gesicherte Stromlieferung beziehen wollen und dafür bezahlen, oder ob sie ihren Bezug systemabhängig flexibel gestalten und so Kosten sparen. Flexible Nachfrager sichern in unserem System zu, dass sie in Zeiten von Knappheit technisch in der Lage sind, ihren Strombezug kurzfristig auf die Menge abzusenken, für die sie sich mit dem Kauf von Leistungszertifikaten abgesichert haben. Das System schafft also mit der Differenzierung zwischen Strom und Leistung Anreize für Lastflexibilität und zur Leistungseffizienz bis ins Endkundensegment hinein.

Es ist natürlich ein Knackpunkt dieses Leistungsmarktes, dass die Kontrakte dann, wenn es darauf ankommt,

die in Knappheitszeiten mehr beziehen, als sie an Zertifikaten eingekauft haben, werden pönalisiert und müssen die Kosten für die Ausgleichsleistung, die dann anfällt, tragen. So besteht ein großer Anreiz, Leistungszertifikate längerfristig im Voraus zu handeln und sich vertragsgemäß zu verhalten.

Moderator: Aus den Präsentationen ergeben sich viele spannende Fragen. Funktionieren die Modelle in Bezug auf Versorgungssicherheit und den Neubau von Kraftwerken? Wir beginnen mit dem dezentralen Leistungsmarkt.

Höffler: Die Attraktivität des Vorschlages des dezentralen Leistungsmarktes ist, dass er wie ein mikroinvasiver Eingriff aussieht. Im Prinzip ist er ein Vorschlag, der den Energy-Only-Markt ergänzt. Er beruht auf der Annahme, dass dieser funktioniert, wenn man ihn nur ein bisschen anschiebt. Allerdings haben wir im Moment wenig Nachfrage, die auf sehr kurzfristige Preissignale reagieren kann. Weil das aber so ist, ist mir noch nicht ganz klar, ob das Prinzip des dezentralen Leistungsmarktes funktionieren kann.

Die zweite Frage ist, ob es wirklich genügend Nachfrage geben wird nach diesen Kontrakten. Ich als Haushaltskunde werde sicher keine kaufen. Meine Vermutung ist, dass es zu einer Unterversicherung kommen wird. Jedes Stadtwerk, jeder Nachfrager muss sich fragen, würde ich diese Zertifikate kaufen. Ja oder Nein? Lohnt sich das für mich? Soll ich ein bisschen weniger kaufen? Da wird optimiert.

Wenn es zu einer Knappheitssituation kommt, steht der Aggregator,

zum Beispiel ein Stadtwerk, vor der Situation, dass er versprochen hat abzuschalten, aber vermutlich kann er es nicht immer. Dafür muss es dann eine Strafe geben. Entweder ist die Strafe sehr hoch, dann droht den Unternehmen im Extremfall der Konkurs. Das

ist politisch nicht durchsetzbar. Oder die Strafe ist nicht sehr hoch, dann droht Unterversicherung.

Der Bestrafungsfall wird sehr selten eintreten. Es kann viele Jahre geben, in denen diese Knappheiten gar nicht auftreten und die Fähigkeit zur Einhaltung der Zusage, den Leistungsbezug zu reduzieren, gar nicht getestet wird. Unterversicherung wird unter Umständen über Jahre nicht auffallen. Das heißt, die Versuchung, sich unterzuversichern, wird relativ groß sein. Ich tausche die sichere Einsparung, zu wenig Zertifikate zu kaufen, gegen die mögliche Bestrafung, deren Eintreten aber unsicher ist. Und die vielleicht erst eintritt, wenn ich nicht mehr CEO des Unternehmens bin.

Deshalb glaube ich, dass ein solcher Markt nicht funktionieren kann, wenn wir die Nachfrager nicht verpflichten, sich hinreichend abzudecken.

Herrmann: Zuerst möchte ich eine Sache klarstellen. In unserem Modell ist nicht vorgesehen, dass Verbraucher undifferenziert abgeschaltet werden. Wenn beispielsweise ein Vertrieb, der 200 MW Leistungszertifikate gekauft hat, in einer Knappheitsphase 205 MW bezieht, dann werden keine unfreiwilligen Abschaltungen vorgenommen. Es geht darum, dass der Vertrieb sicherstellt, dass er nicht mehr als die 200 MW bezieht. Abweichungen werden von der vorgesehenen Reserve aufgefangen, der Vertrieb müsste die zusätzlichen 5 MW dann also bezahlen. Deshalb ist die Höhe der Pönale tatsächlich zentral. Sie stellt auch das Maximum des Leistungspreises dar. Jeder Beschaffer, jeder Vertrieb und jedes Kraftwerk muss sich überlegen, ob er seine Zusagen einhält oder in die Pönale hineinläuft. Ist diese zu niedrig, wird die Reservehaltung irgendwann nicht mehr ausreichen. Die Gefahr der Unterversicherung ist also lösbar, wenn eine Abweichung von den geschlossenen Kontrakten schmerzhaft ist. Daher sehe ich die Gefahr einer systematischen Unterversicherung nicht.

Das Wesen der fluktuierenden Erzeugung ist, dass ich die Gefahr einer dunklen Flaute für zwei, drei Tage im Voraus bestimmen kann, aber nicht für nächstes Jahr. Deshalb ist die dunkle Flaute in jedem Jahr eine Bedrohung, gegen die man sich absichern will. Die Gefahr der Knappheit ist daher durchaus real und wird dazu führen, dass sich die Marktteilnehmer dagegen absichern wollen.

Matthes: Wer legt die Höhe der Pönale fest?

Herrmann: Das ist der Marktarchitekt, der heute ja auch schon einen Rahmen für den Strommarkt festlegt, zum Beispiel, wie Bilanzkreise zu führen sind und wie Ausgleichsenergie abgerechnet wird.

Matthes: In Ihrem Modell gibt es den Joker. Der kauft die strategische Reserve ein, um zu vermeiden, dass es am Ende des Tages Zwangsabschaltungen und Rationierungen gibt. Dafür ist der Regulierer zuständig. Ist nicht zu erwarten, dass der Regulierer sagt,

wenn ich schon letztendlich die Verantwortung trage, muss ich auch den Sanktionsmechanismus und die Höhe der Pönale bestimmen können? Dann hätten Sie eben doch die Konfrontation mit dem Regulierer, die Sie vermeiden wollen.

Herrmann: Das sehe ich nicht so. Heute beschaffen und managen die Übertragungsnetzbetreiber die Ausgleichsenergie, sie dominieren aber deshalb noch lange nicht den Strommarkt. Es ist ja nicht so, dass wir sagen, es soll eine Sicherheitsreserve in großem Umfang aufgebaut werden. Im wesentlichen ist zu erwarten, dass in den meisten Fällen die geschlossenen Kontrakte auch eingehalten werden. Für die restlichen Prognoseabweichungen brauchen wir diese Rückversicherung. Aber die wird ja auch von denen bezahlt, die den Abruf verursachen.

Matthes: Eine weitere Frage ist, ob in diesem Modell ein Business Case für den Neubau von Kraftwerken entsteht. Die dezentrale Nachfrage kann nur so weit in die Zukunft funktionieren, wie dies mit vertraglichen Bindungen von Kunden abgesichert werden kann. Kein Vertrieb kann solche Zertifikate für zehn Jahre in der Zukunft kaufen, weil er nicht weiß, ob er in zehn Jahren noch die Kunden hat, die ihm dies refinanzieren. Das heißt, der Zertifikatspreis wird zwei bis drei Jahre in die Zukunft belastbar abschätzbar sein. Die Frage ist, ob jemand ein Kraftwerk baut, das er in fünf Jahren in Betrieb nimmt, während er aber den Preis für das Produkt Leistungszertifikat nur für zwei bis drei Jahre sehen kann. Zu den unberechenbaren Schwankungen am Energy-Only-Markt kämen jetzt also noch zusätzliche Schwankungen beim Preis für Leistungszertifikate. Hier wird versucht, die durch Volatilität in einem Markt entstehenden Probleme durch einen Marktmechanismus zu bekämpfen, der wiederum durch erhebliche Volatilitäten charakterisiert wird. Das kombiniert sich zu zwei Risiken und wäre wahrscheinlich auch nicht effizient. Auch die Empirie zeigt: Solche Modelle gibt es international in liberalisierten Märkten nicht.

Herrmann: Wir sind bei der Erarbeitung des Vorschlages in der Diskussion mit vielen Marktteilnehmern zu dem Konsens gekommen, dass es nicht darum gehen kann, dass Investitionen nur erfolgen, wenn ein langfristiges Preissignal garantiert wird. Damit jemand investiert, ist es nicht notwendig, für 15 Jahre den Erlös für ein neues Kraftwerk festzuschreiben. Es wird zukünftig ja nicht nur den Leistungsmarkt geben, sondern es wird zusätzlich ein Konglomerat aus Erlösmöglichkeiten geben: den Großhandelsmarkt für Strom, den Wärmemarkt, die Regelerneuerungsmärkte. Auch heute werden mit diesen Erlösmärkten Bauentscheidungen für neue Kraftwerke getroffen, beispielsweise in Köln und in Düsseldorf. Künftig gibt es durch den dezentralen Leistungsmarkt zusätzliche Erlösmöglichkeiten. Das Feedback, das wir von den Marktakteuren und Verbänden bekommen, ist, dass man diesen Unternehmen durchaus zutrauen kann, diese Unsicherheitserwägungen und Abschätzungen zu treffen.

Moderator: Ist denn bei den zentralen Modellen gesichert, dass neue Kraftwerke effizient beschafft werden?

„Unterversicherung wird unter Umständen über Jahre nicht auffallen“

„Man kann den Unternehmen durchaus zutrauen, diese Unsicherheitserwägungen und Abschätzungen zu treffen“



Felix Matthes vom Öko-Institut (rechts) präsentierte bei der Diskussion am 10. Juni sein Konzept des fokussierten Kapazitätsmarktes, in dem nur Neuanlagen und stillgelegungsbedrohte Altanlagen Zahlungen erhalten sollen; Rainer Baake, Direktor der Agora Energiewende (links) und Timm Krägenow, E&M-Chefredakteur, moderierten

ein ständiges Bezugsrecht für Strom dar und für den Anbieter von Leistung eine Lieferverpflichtung. Dafür wird ein Preis bezahlt. Dieses System der Leistungszertifikate sorgt dafür, dass mindestens in Höhe der Nachfrage, die sich durch Leistungszertifikate abgesichert hat, auch ein Angebot da ist, das verpflichtet ist, diese Leistung bereitzustellen. Dadurch ist die Leistungsbilanz jederzeit ausgeglichen.

Die Grundfrage zur Entscheidung für oder gegen einen dezentralen Mechanismus ist: Trauen wir es eher einem zentralen Akteur zu, den Umfang und

auch vertragsgerecht erfüllt werden. Abweichungen werden daher, wie das heute im Bilanzkreissystem des Strommarktes bereits der Fall ist, pönalisiert.

Dafür wird der dezentrale Leistungsmarkt durch eine Sicherheitsreserve flankiert, die für nicht bestimmungsgemäßes Verhalten der Marktteilnehmer vorgehalten wird. Die Kosten für Vorhaltung und Abruf dieser Sicherheitsreserve müssen verursachergemäß umgelegt werden. Die Verursacher von Abweichungen – also Erzeuger, die zugesagte Leistung in Knappheitszeiten nicht bereitstellen – oder Nachfrager,

Höffler: Der Nachteil jeder zentral festgelegten Nachfrage – sei es im umfassenden oder im fokussierten Kapazitätsmarkt – ist, dass sie vermutlich immer falsch ist. Niemand weiß, was in fünf Jahren die richtige Zahl für die Höchstlast ist, die wir abdecken wollen. Bei jeder zentralen Nachfrage wird eher zu viel Kapazität nachgefragt werden. Warum? Das hat polit-ökonomische Gründe: Wenn ich mir als Politiker die Mühe mit einem solchen Mechanismus mache, dann will ich auch sichergehen, dass immer genügend Kapazität da ist. Das heißt: Im Zweifel lieber ein paar Gigawatt mehr – was natürlich entsprechende Auswirkungen auf den Strompreis hat. Sowohl im umfassenden als auch im fokussierten Kapazitätsmarkt gibt es für die Ermittlung der benötigten Kapazität keinen Marktmechanismus. Und das macht ja den Charme des dezentralen Leistungsmarktes aus, in dem es hierfür einen Marktmechanismus gibt. Die Frage ist nur, ob die Nachfrageseite im dezentralen Leistungsmarkt diese Informationen wahrheitsgemäß offenbaren kann. Daran zweifle ich allerdings auch.

Herrmann: Was wir von den Investoren hören, ist folgendes: Wir brauchen keinen Regulierer, der festlegt, wann welches Kraftwerk gebaut werden muss. Wir brauchen einen verlässlichen Rahmen. Wir sollten den Energy-Only-Markt nicht abschreiben.

Auch für neue Kraftwerke, die nicht nur Spitzenlast bereitstellen, wird aus meiner Sicht der Energy-Only-Markt weiter die größte Erlösquelle sein.

Moderator: Die spannendste Frage ist natürlich: Was kosten die verschiedenen Modelle?

Eine strategische Reserve, die wir hier heute nicht diskutieren, führt zu mehreren Milliarden Euro zusätzlichen Kosten für die Verbraucher im Energy-Only-Markt, weil die Strompreise in Knappheitssituationen bis zur technischen Strompreisgrenze von 3 000 Euro pro Megawattstunde steigen werden.

Kapazitätsmärkte vermeiden diese Preisspitzen am Spotmarkt, haben aber dann Kosten für die Kapazitätsverpflichtungen – seien sie zentral oder dezentral organisiert. Eine ganz grobe Überschlagsrechnung unter der Annahme, dass neue Gasturbinen etwa 50 Mio. Euro pro Gigawatt und Jahr Fixkosten haben und in einem wettbewerblichen Kapazitätsmarkt den markträumenden Preis bestimmen, könnte zu folgenden Kostenschätzungen für die drei Modelle kommen:

- Umfassender Kapazitätsmarkt (alle Kraftwerke zur Deckung der notwendigen Kapazität bekommen Entgelte): 80 GW Last x 50 Mio. Euro/GW = 4 Mrd. Euro pro Jahr
- Fokussierter Kapazitätsmarkt (nur stillgelegungsbedrohte Altanlagen und Neuanlagen bekommen Entgelte): 20 bis 40 GW Alt- und Neuanlagen x 50 Mio. Euro/GW = 1 bis 2 Mrd. Euro pro Jahr
- Dezentraler Leistungsmarkt (wie beim umfassenden Kapazitätsmarkt bekommen alle Kapazitäten Entgelte): 4 Mrd. Euro zuzüglich Sicherheitsreserve 5 GW x 50 Mio. Euro/GW = 250 Mio. Euro pro Jahr

Halten Sie diese drei Abschätzungen für realistisch? Und wann sollte das neue Marktdesign kommen?

Matthes: Alle Kostenfragen müssen in drei Dimensionen betrachtet werden: Die Auswirkungen auf den Großhandelspreis, der Bepreisungsumfang

und die Bepreisungshöhe. Selbstkritisch würde ich sagen, dass die Kostenschätzung für unser Modell vielleicht ein bisschen zu optimistisch ist, weil die gleiche Bepreisungshöhe wie bei den anderen Modellen angesetzt wurde. Einheitspreismodelle, die den gesamten Kraftwerkspark bepreisen, werden in der Tendenz zu einem niedrigeren Preis führen als Modelle mit Teilmärkten. Allerdings ist die Bezugsbasis kleiner. Wenn man nur ein Drittel des Kraftwerksparks bepreist, dann müsste der Preis im fokussierten Kapazitätsmarkt schon dreimal so hoch sein wie im umfassenden Kapazitätsmarkt, um zu gleichen Gesamtkosten zu führen. Und bis dahin ist es ein weiter Weg. Auf die Dauer werden auch im fokussierten Kapazitätsmarkt immer mehr Anlagen Kapazitätsprämien erhalten, so dass sich auf lange Sicht die Kosten denen des umfassenden Kapazitätsmarktes annähern werden. Unser Modell ist bei vielen Kraftwerksbetreibern nicht beliebt, weil es knappheitsbedingte Preispeaks vermeidet, ohne dass alle Bestandsanlagen eine Kapazitätszahlung bekommen können. Der Unterschied zum umfassenden Markt ist aber auch, dass in unserem Modell die Anlagen, die nicht in den Genuss von Kapazitätszahlungen kommen, auch keine Call-Option ausgeben müssen. Deren Erlöse bei hohen Preisen am Energy-Only-Markt werden dann auch nicht abgeschöpft.

Beschlossen werden sollte das neue Marktdesign 2014/2015, damit im Jahr 2020 neue Anlagen zur Verfügung stehen.

Höffler: Man sollte sich die Frage nach den Kosten genauer ansehen, bevor man sie beantwortet. Geht es um die volkswirtschaftlichen Kosten, oder geht es um die Frage, wer sie trägt? Wenn die Frage ist, welches System effizient Versorgungssicherheit liefert, dann ist die Antwort unstrittig: Ein umfassender Kapazitätsmarkt macht das effizient. Die zweite Frage ist, wer trägt diese Kosten? Und hier hat der fokussierte Kapazitätsmarkt, also das Modell von Herrn Matthes, den Effekt, dass er den Bestandsanlagenbetreibern in die Tasche greift, weil er die Preisspitzen am Energy-Only-Markt senkt, aber viele Bestandsanlagen bei den Kapazitätszahlungen leer ausgehen. Mit diesem Effekt kann die ganze Angelegenheit für den Verbraucher zunächst etwas günstiger ausfallen.

Die Gefahr des umfassenden Kapazitätsmarktes ist, dass die Anbieter in der Kapazitätsauktion Marktmacht ausüben und so dem Verbraucher in die Tasche greifen. Man kann versuchen, das Marktmachtproblem mit Preisobergrenzen einzudämmen, aber damit nimmt man dem umfassenden Kapazitätsmechanismus einen Teil seines Charmes, nämlich, dass er effiziente Ergebnisse generiert. Die genauen Kosten für einen umfassenden Kapazitätsmarkt werden stark davon abhängen, wie schnell jetzt Bestandsanlagen aus dem Markt gehen werden. Vermutlich werden in vielen Jahren die Preise in der Kapazitätsauktion nahe bei null sein. Für Jahre, in denen tatsächlich Neubau notwendig ist, scheint die von Ihnen genannte Größenordnung nicht unrealistisch. Wenn man einen umfassenden Mechanismus einführt, dann ist es sinnvoll, ihn so schnell wie möglich einzuführen, zumindest nicht viel später als 2020.

Herrmann: Bei den genannten Zahlen – zwei Milliarden oder vier Milliarden Euro – sprechen wir über

„Alle Kostenfragen müssen in drei Dimensionen betrachtet werden“



Felix Höffler (rechts) hat am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (EWI) das Konzept des umfassenden Kapazitätsmarktes erarbeitet; Nicolai Herrmann vom Beratungshaus enervis hat für den Verband Kommunaler Unternehmen das Konzept des dezentralen Leistungsmarktes entwickelt

das Wälzungs-volumen. Wir müssen aber auch die Wirkung des Kapazitätsmarktes auf den Energy-Only-Markt anschauen, wo die Preise tendenziell sinken werden. Das wirklich aussagekräftig zu modellieren ist anspruchsvoll, aber es ist machbar. Bislang habe ich aber noch keine wirklich belastbare Kostenrechnung gesehen, das gilt auch für die anderen Vorschläge. Der umfassende Kapazitätsmarkt hat natürlich ein höheres Wälzungs-volumen als der fokussierte Mechanismus. Da aber über kurz oder lang alle Kraftwerke unter den Schirm des selektiven Mechanismus schlüpfen müssen, um nicht aus dem Markt gedrängt zu werden, werden die geringeren Wälzungs-kosten des fokussierten Mechanismus meiner Meinung nach nicht lange bestehen bleiben.

Falsch ist, auf die Kapazitätszahlungen in unserem Modell noch zusätzlich die Kosten für das Vorhalten der Reserve draufzuschlagen, also zu der hier gezeigten Zahl von vier Milliarden Euro noch einmal 250 Millionen Euro hinzuzuaddieren. Denn auch die zentralen Kapazitätsmechanismen beinhalten ja Reserven. Die Frage ist vielmehr, ob unser Modell durch die aktive Einbindung der Nachfrageseite nicht sogar ein deutlich effizienteres Niveau der Leistungsvorhaltung und damit niedrigere Kosten erreicht: Weil jeder Verbraucher einen Anreiz hat, seinen Bedarf in Knappheitssituationen zu senken, muss insgesamt eine geringere Kapazitätsmenge beschafft werden.

Zum Zeitpunkt der Einführung: Mittlerweile ist es allgemeine Meinung, dass wir ab etwa 2022 neue Investitionen brauchen. Vielleicht kann man dies durch vermehrte Erschließung von Lastflexibilität ein paar Jahre nach hinten verschieben. Das heißt aber, dass wir in den nächsten zwei Jahren eine grundlegende Marktdesign-Entscheidung brauchen.

Moderator: Zur Nachfrageseite: Welches Modell ist hier besser geeignet, Nachfrager zu motivieren, im entscheidenden Augenblick ihre Stromnachfrage an die Situation im Netz anzupassen?

Höffler: Wie viel Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung es gibt, wird man

nur sagen können, wenn es dafür einen Markt gibt. So wie ich das Modell des dezentralen Leistungsmarktes verstehe, habe ich als Haushaltskunde gar keine Anreize, meine Last anzupassen. Die Verantwortung für den ausreichenden Einkauf von Leistungszertifikaten liegt bei meinem Stadtwerk. Was die größeren Kunden angeht, hat der dezentrale Leistungsmarkt möglicherweise Vorteile, weil alle Kunden einen Anreiz haben, ihren Leistungsbedarf in Zeiten der Knappheit so weit wie möglich zu senken. Im zentralen Markt dagegen, also im umfassenden oder fokussierten Kapazitätsmarkt, müssen entsprechende Produkte definiert werden. Und dann schaut man, wer diese Produkte am Markt anbietet. Die Industrie wird sagen: Wenn die Auftragsbücher gerade leer sind, kann ich abschalten, wenn sie voll sind, lieber nicht. Was wir aber brauchen, unabhängig von Deinem Auftragsbuch: Wieviel kannst Du immer abschalten? Auf diese Frage wird man ohne Markt keine Antwort bekommen.

Herrmann: Das ist genau der Punkt: Wir wissen nicht, wie viel Flexibilitätsspielraum es gibt und aus welchen Optionen er sich zusammensetzt. Und das ist eben aus meiner Sicht der große Vorteil des dezentralen Leistungsmarktes: Wir bieten ein Preissignal für alle Nachfrager und müssen nicht umständlich spezielle Produkte definieren, mit denen Nachfrager an den Auktionen in den zentralen Kapazitätsmärkten teilnehmen können – und das für Potenzi-

ziale, die wir gar nicht im Detail kennen. Fünf, sechs Jahre im Voraus ein bestimmtes Produkt für Lastflexibilität in einem zentralen Kapazitätsmechanismus anbieten, das können vielleicht wenige große Industriebetriebe, die heute auch schon flexible Lasten vermarkten. Die meisten kleinen Industrie- und Gewerbebetriebe werden das nicht können. Ein dezentraler Leistungsmarkt dagegen kann die sehr verschiedenen Flexibilitätsoptionen bei den verschiedenen Nachfragern heben. Das ist sein großer Vorteil.

Matthes: Richtig ist, dass in zentralen Kapazitätsmärkten die Flexibilisierung der steuerbaren Lasten über die Definition von standardisierten trans-

„Im dezentralen Leistungsmarkt haben alle Kunden einen Anreiz, ihren Leistungsbedarf in Zeiten der Knappheit so weit wie möglich zu senken“

parenten Produkten erfolgt. Wir bieten in unserem Modell die Wahlfreiheit, ob ein solches Produkt über ein Jahr oder über vier Jahre angeboten wird. Die Erfahrungen mit dieser Ausschreibungsvariante sind international extrem gut. In den nordamerikanischen Beispielen sind viele der Gebote, die bei den Auktionen zum Zuge kommen, Angebote aus dem Bereich steuerbare Lasten. Die Aggregatoren sammeln eine Vielzahl hoch diverser Produkte ein und bringen sie in den Markt.

Dabei gibt es noch einen anderen Aspekt: Zunächst gibt es eine Reihe von Potenzialen, die Nachfrage zu beeinflussen, die ohne Investitionen aktiviert werden können. Aber wenn diese Früchte geerntet sind, dann werden auch auf der Nachfrageseite Investitionen notwendig, um die Last besser steuerbar zu machen, beispielsweise werden Produktionsanlagen etwas größer ausgelegt oder Speicherstufen eingebaut werden, um die Produktion und damit den Lastbedarf zu flexibilisieren. Und hier würden sich die Probleme mit dem dezentralen Leistungsmarkt, die es beim Neubau von Kraftwerken gibt, vervielfachen: Die vorhersehbare Volatilität des Preises für Leistungszertifikate wird Unternehmen, deren Kerngeschäft nicht der Strommarkt ist, davon abhalten, in solche Lastflexibilisierungsoptionen zu investieren.

Übrigens könnte man das Preissignal des dezentralen Marktes, also den Anreiz, den Lastbezug für die Stunden mit Stromknappheit zu begrenzen, auch in die zentralen Märkte einbauen: Dafür müssten die Kosten für die zentrale Sicherstellung von Kapazitäten nicht über die Kilowattstunde gewälzt werden, sondern über die Lastnachfrage zum Zeitpunkt der Höchstlast. Das ist aufwendiger, aber so hätte man exakt den gleichen Effekt auf der Nachfrageseite wie im dezentralen Leistungsmarkt – allerdings mit insgesamt deutlich besser zu berechnenden Cashflows für alle Beteiligten.

ENERGIE & MANAGEMENT

ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

Fachgespräch Marktdesign

Die drei aussichtsreichsten Modelle für die Finanzierung von notwendigen Kraftwerkskapazitäten in der Diskussion **33-35**



Länderreport Bayern

Steiniger Weg: Der Freistaat will 50 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen bis 2021 **25-32**

Jetzt Probeabo bestellen:
www.emvg.de/probeabo

In Zeiten der Energiewende müssen die Grünstromanbieter mehr liefern als grüne Kilowattstunden. Derzeit läuft eine Debatte, wie künftig das Profil der Grünstromer aussehen muss, um neue Kunden zu gewinnen. **VON RALF KÖPKE**

Energiewende paradox: Der heimische Ökostrommarkt stagniert. Wer gedacht hatte, dass der beschlossene Ausstieg aus der Kernkraft mehr Bundesbürger zur persönlichen Energiewende motiviert, muss sich eines Besseren belehren lassen. Seit rund anderthalb Jahren verzeichnen nur die wenigsten Anbieter Zuwächse an Grünstromkunden.

Das zeigen auch die Ergebnisse der jüngst abgeschlossenen, mittlerweile neunten Ökostromumfrage von Energie & Management. Zwar konnte diese mit knapp fünf Millionen Haushalten (Vergleich 2011: 3,99 Mio.) noch nie so viele Privatkunden ermitteln (siehe Seite 9), die Zahl gibt dennoch wenig Anlass zum Jubeln. Zum einen basiert der auf den ersten Blick bestechende Anstieg im wesentlichen darauf, dass immer mehr Energieversorger ihre Portfolios komplett auf Ökostrom umstellen. Gemessen an den E&M-Zahlen macht das bereits über 20 Prozent der Endkunden im Grünstrommarkt aus. Ein weiterer Grund für die aktuelle Rekordzahl: Noch nie wurden bei der branchenweit anerkannten Erhebung so viele Anbieter mit ihren Ökostromtarifen erfasst.

E&M steht mit dem Befund, dass dem Ökostrommarkt derzeit die Dynamik fehlt, nicht alleine da. 137 Energiehändler hatte die Leipziger GET AG befragt, welche Entwicklung sie für die kommenden Monate erwarten: Gut die Hälfte ging dabei von einer Stagnation und einem Rückgang aus.

Das EEG ist der eigentliche Treiber des Ökostromaubs

Ein Gutachten für das Bundesumweltministerium (BMU) über die Entwicklung und über den Status quo des Grünstrommarktes, das das Leipziger Institut für Energie (IE) jüngst im kleinen Kreis in Berlin vorgestellt hat, rüttelt an den Grundfesten des bisherigen Marktmodells. „Der größte Teil des Ökostromhandels beruht allein auf Umverteilung“, konstatierte IE-Projektleiter Matthias Reichmuth, „weder Herkunftsnachweise noch Lieferverträge führen per se zu einem Nutzen für den Klimaschutz.“

Und noch ein Tiefschlag: „Neue Investitionen in Deutschland können dem Ökostromhandel nur als Nebenfaktor zugeordnet werden, auch wenn sie direkt aus Aufpreisen bestimmter Mo-



delle gespeist werden“, so Reichmuth. Eindeutig fiel deshalb das Fazit von BMU-Mann Joachim Nick-Lepthin zur IE-Studie aus: „Der größte Treiber für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind gesetzliche Regelungen, allen voran das Erneuerbare-Energien-Gesetz.“

Dabei waren die Ökostrom-Pioniere vor 15 Jahren mit dem Vorsatz angetreten, den Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidend voranzubringen. Der Bau neuer Wind-, Solar- oder Biomasseanlagen avancierte zudem in den vergangenen Jahren zu dem entscheidenden Differenzierungsmerkmal, wer zu den „guten“ Ökostromanbietern zählt und wer nicht. Die Debatte um die Zusätzlichkeit der verschiedenen Ökostromangebote ist lange und heftig geführt worden. Das IE-Gutachten, räumt Marcel Keiffenheim ein, habe zurecht den Finger in die Wunde gelegt. „Die Zubauwirkung durch den freiwilligen Ökostrommarkt ist längst nicht so groß, wie wir es als Anbieter und wie es auch unsere Kunden erwartet haben“, räumt der Leiter der Politikabteilung bei Greenpeace Energy ein.

Gesucht ist deshalb ein Modell für den Ökostrommarkt 2.0. „Für die Anbieter kommt es darauf an, sich künftig richtig zu positionieren“, sagt Martin Baumert, als Geschäftsführer der Naturwatt GmbH einer der Pioniere des heimischen Grünstrommarktes. Absehbar ist, so seine Meinung, dass der „reine Verkauf von Kilowattstunden künftig zu den uninteressanten Anforderungen zählen wird“. Was verständlich ist, da die Margen im Grünstromsektor wie beim Graustrom im Sinkflug sind. In den Fokus rücke deshalb das Dienstleistungsgeschäft für Privatkunden, aber

auch für Kommunen und Industriebetriebe auf Ökostrombasis, sagt Baumert, ohne seine Überlegungen derzeit genau zu konkretisieren.

Auch Greenpeace-Mann Keiffenheim kündigt für die kommenden Wochen „einen Kriterienkatalog“ an, welche Anforderungen Ökostromangebote der Zukunft erfüllen müssen, „wir als Anbieter sind jetzt einfach gefordert“.

So sieht das auch EnergieVision e.V., der Trägerverein des ok-power-Labels. „Die Anforderungen der Verbraucher an ihre Ökostrom-Lieferanten haben sich in Zeiten der Energiewende deutlich verändert“, begründet Vereinsvorsitzender Udo Sieverding den branchenweit bislang umfassendsten Vorstoß. Der Gütesiegel-Verein hat Anfang des Jahres die Hamburg Institut Consulting GmbH (HIC) beauftragt, Leitlinien zu entwickeln, worauf sich Anbieter und Zertifizierer künftig einstellen müssen (siehe Seite 13). Noch ist das Gutachten nicht abgeschlossen. „Ich denke, dass demnächst bislang vernachlässigte Kriterien zum Systemumbau eine verstärkte Rolle spielen werden“, lässt HIC-Geschäftsführer Robert Werner durchblicken, „wir untersuchen deshalb Konzepte für neue ökologische Zusatzleistungen, wie beispielsweise mehr Flexibilität zur größtmöglichen Aufnahme von erneuerbaren Energien in das Energiesystem.“

Auch die Frage, wie sich die einzelnen Anbieter auf politischem Terrain für die Energiewende engagieren, gehöre mit zu dem künftigen Anforderungsprofil. „Wir wissen noch nicht, wie und ob wir das messen können“, sagt Sieverding. „Was wir mittlerweile wissen ist, dass immer mehr Verbraucher

dezidiert erläutert haben wollen, was ihr Ökostromversorger konkret für die Energiewende macht.“ Das stelle auch die Ökostromzertifizierer vor neue Herausforderungen.

Für den Ökostrommarkt 2.0 reicht es nicht aus, ein bundesweit einheitliches Label oder Mindeststandards für „guten“ Ökostrom zu schaffen, um dem Markt wieder mehr Schwung zu verleihen. Auf staatliche Unterstützung können die Ökostromanbieter dabei ohnehin nicht rechnen, was bei der IE-Präsentation deutlich wurde.

Ein bundesweit einheitliches Ökostromlabel wird es nicht geben

Wie die jüngste E&M-Umfrage zeigt, verfügen die meisten Anbieter bereits über ein, wenn nicht zwei Ökostrom-Siegel. Die Label-Frage ist nicht die entscheidende für den freiwilligen Ökostrommarkt. „Wir brauchen einfach Akteure, die Zeichen setzen“, sagt Werner. Nach seiner Einschätzung braucht es auch im Energiewendezeitalter den freiwilligen Ökostrommarkt: „Unter den Anbietern gibt es eine Reihe von Unternehmen, die mit dazu beigetragen haben, die Bundesbürger für Ökostrom zu sensibilisieren und zu begeistern. Diese Vorreiter sind auch erforderlich, um der Bevölkerung die Machbarkeit der Energiewende nahezubringen.“ Die E&M-Ökogasumfrage zeigt: Das Segment dümpelt zwar weiter vor sich hin (siehe Seite 17), allerdings gibt es auch hier eine Debatte um die ökologische Zusätzlichkeit von Biogas, die der im Ökostrombereich in nichts nachsteht. **E&M**

INHALT



Alpenpower 5
Stand der Konzepte für die Energiewende in Österreich und der Schweiz.

Gas 21
Der Verband Zukunft Erdgas e.V. kommuniziert für Gas und die Wärmewende.



Contracting 37
Ein Contractor versorgt ein Bad mit Energie; Palmen vermitteln Südsee-Atmosphäre.

KWK Kompakt 41
Drei Mini-BHKW sowie eine Absorptionskälteanlage entlasten die Stromrechnung eines Sondermaschinenherstellers.

Industrie 44-46
Die Eigenerzeugung von Strom ist extrem lukrativ, wenn dadurch die EEG-Umlage entfällt – trotzdem kommt der Markt nicht in Gang.

E&M ab sofort auch als ePaper

Ab dieser Ausgabe gibt es E&M zusätzlich elektronisch. Unter www.energie-und-management.de können sich Abonnenten unter dem Navigationspunkt „myE&M“ anmelden. Dazu werden nur die Abnummer und die Postleitzahl benötigt. Der Hinweis zu jeder neuen Ausgabe kommt dann regelmäßig per Mail. Für Abonnenten ist der Service kostenlos. **E&M**