

Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa: Wann gibt es wirklich einen Bedarf?

Christoph Maurer, Bernd Tersteegen und Jörg Jasper

Derzeit wird eine intensive und kontroverse energiepolitische Debatte darüber geführt, ob das heutige Strommarktdesign grundsätzlich sinnvoll ist und wie es ggf. ergänzt werden müsste, um zukünftigen Ansprüchen zu genügen. Die zentrale Frage lautet, ob die gegenwärtige Orientierung der Vergütung anhand von in Kraftwerken produzierter Energie im Zuge der Energiewende nicht zulasten der Versorgungssicherheit geht, weil Investitionen in benötigte konventionelle Kraftwerkskapazitäten ausbleiben. Eine Analyse der Debatte, die die unterschiedlichen Argumentationslinien aus deutscher und europäischer Perspektive nachvollzieht, zeigt, dass sich sehr unterschiedliche Lösungen anbieten. Nichtsdestotrotz muss jedoch zügig eine Grundsatzentscheidung getroffen werden.

Das heutige Marktdesign – auch als Energy-only-Markt bezeichnet – zeichnet sich durch einen Wettbewerb hydrothermischer Kraftwerksportfolien um die günstigste Möglichkeit zur Deckung der Nachfrage aus. Hierbei werden Kraftwerksbetreiber ausschließlich für die in ihren Kraftwerken erzeugte Energie vergütet. In der aktuellen Diskussion geht es um die Frage, ob ein solcher Energy-only-Markt für potenzielle Investoren in neue Kraftwerkskapazitäten und für Betreiber bestehender Kraftwerke langfristig angemessene Anreize bietet, um stets ein insgesamt ausreichendes Niveau an gesicherter Leistung gewährleisten zu können.

Zwar können Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energie z. T. auch einen Anteil zu dieser gesicherten Leistung beitragen, dies gilt aber zum einen nicht für sämtliche erneuerbaren Energiequellen und zum anderen ist der Anteil der gesicherten Leistung an der jeweils installierten Leistung aufgrund der Dargebotsabhängigkeit dieser Erzeugung erheblich geringer als bei konventionellen Kraftwerken. Auf absehbare Zeit werden also auch weiterhin konventionelle hydrothermische Kraftwerkskapazitäten in größerem Umfang vonnöten sein, um Versorgungssicherheit in ausreichendem Maße gewährleisten zu können.

Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen – eine kontroverse Diskussion

Zuweilen wird aktuell damit argumentiert, dass eine rückläufige Erzeugung konventioneller Kraftwerke, die aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien an

der Stromerzeugung zu erwarten ist, deren Wirtschaftlichkeit gefährdet. Verschlechtert sich nun die wirtschaftliche Situation der konventionellen Kraftwerke im Energy-only-Markt und kommt es zu Stilllegungen bzw. bleiben notwendige Kraftwerksneubauten aus, kann die Versorgungssicherheit gefährdet sein. Folgt man dieser Argumentation, dann ergibt sich hieraus der Bedarf, den heutigen Energy-only-Markt durch sog. Kapazitätsmechanismen zu ergänzen. Damit sind Marktdesigns gemeint, in denen die Anbieter konventioneller Kraftwerke Zahlungen bereits für die Leistungsvorhaltung – also unabhängig von der Energieeinspeisung – erhalten. Aktuell werden Mechanismen vorgeschlagen und diskutiert, die entweder Kapazitätzahlungen für alle Kraftwerke [1] oder nur für einzelne Kapazitätskategorien [2], z. B. Kraftwerksneubauten, vorsehen.

Andere Teilnehmer der Diskussion sehen hingegen keinen Bedarf für solche ergänzenden Mechanismen. Sie interpretieren wirtschaftlich bedingte Kraftwerksstilllegungen eher als Zeichen von Überkapazitäten denn als Indizien für ein Marktversagen des Energy-only-Marktes und argumentieren, dass im Falle tatsächlicher Knappheit notwendige Knappheitsrenten auch im Energy-only-Markt erzielt werden können. Solche Knappheitsrenten sind notwendig, damit alle benötigten konventionellen Kraftwerke neben ihren kurzfristigen Erzeugungskosten auch Beiträge zur Fixkostendeckung erwirtschaften können.

Diese Kontroverse ist im Wesentlichen auf unterschiedliche Prämissen als Basis der jeweiligen Argumentation zurückzuführen.

Eine zielführende Beantwortung der Frage, wie zukünftig ein ausreichendes Niveau gesicherter Leistung gewährleistet werden kann, erfordert daher zunächst eine Offenlegung und Klärung dieser Vorannahmen.

Dies soll im Folgenden geschehen, bevor anschließend – ausgehend von Prämissen – die Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen diskutiert wird. Bei Annahme bestimmter Prämissen entsteht tatsächlich ein Bedarf für solche Mechanismen. Für diesen Fall schlagen wir geeignete Formen der Ausgestaltung vor.

Voraussetzungen der aktuellen Debatte

Versorgungssicherheit – national oder europäisch?

Die Frage, wie auch zukünftig ein ausreichendes Niveau gesicherter Leistung gewährleistet werden kann, hängt von der Frage ab, welches Niveau gesicherter Leistung überhaupt als ausreichend erachtet wird. Diese grundlegende Frage ist aber nicht eindeutig zu beantworten und abhängig von wesentlichen, nicht zuletzt politischen Prämissen. Zwei grundlegende unterschiedliche Sichtweisen sind hierbei denkbar:

Bei einer nationalen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit wird gefordert, dass der zu erwartende nationale Starklastfall durch im eigenen Land gesichert verfügbare Leistung gedeckt werden kann („nationale Autarkie“). Diese Sichtweise entspricht weitgehend den heutigen energiepolitischen Vorgaben hinsichtlich Fragen der Versorgungssicherheit in Deutschland [3].

Aus europäischer Perspektive ist die Versorgungssicherheit im europäischen Verbundsystem unter wechselseitiger Nutzung vorhandener Ressourcen, d. h. Erzeugungs-, Speicher- und Kraftwerkskapazitäten sicherzustellen. Hieraus folgt eine gemeinsame Verantwortung der europäischen Staaten für eine europaweit angemessene Versorgungssicherheit und ihre effiziente Ausgestaltung. Diese Sichtweise folgt im Gegensatz zur nationalen Sichtweise eher der Organisation der europäischen Märkte für elektrische Energie, die – bspw. durch die verschiedenen Market-Coupling-Projekte – auf eine grenzüberschreitend optimale Nutzung der Ressourcen unter Nutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten abzielt.

Offensichtlich beeinflusst die Wahl einer dieser beiden Sichtweisen erheblich das jeweils vorzuhaltende Niveau gesicherter Leistung. Während sich in der nationalen Sichtweise das benötigte Kapazitätsniveau aus dem jeweiligen nationalen Starklastfall ergibt, resultiert die notwendige gesicherte Leistung in der europäischen Sichtweise aus der europaweiten Nachfrage unter Berücksichtigung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten sowie der Tatsache, dass im Ausland vorhandene Kapazität zeitgleich auch zur dortigen Lastdeckung benötigt wird.

Zugleich beeinflusst aber die Annahme einer dieser beiden Sichtweisen auch die Notwendigkeit zur Einführung von Kapazitätsmechanismen in Ergänzung zum heutigen Energy-only-Markt maßgeblich. Ausgangspunkt für derartige Überlegungen ist die Beobachtung, dass – wie bereits umrissen – das heutige Strommarktdesign in Europa auf einer grenzüberschreitenden Organisation der Märkte für elektrische Energie basiert. Abb. 1 veranschaulicht schematisch, wie sich im europäischen Strommarkt das Marktgleichgewicht durch eine Aggregation der einzelnen nationalen Angebote und Nachfragen ergibt.

Ziel ist hierbei eine grenzüberschreitend optimale Ausnutzung verfügbarer Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten zur Befriedigung der gesamten Nachfrage. Liegen keine Übertragungsempässe vor, so wird diese Gesamtnachfrage durch die Erzeugungseinheiten mit den kurzfristig

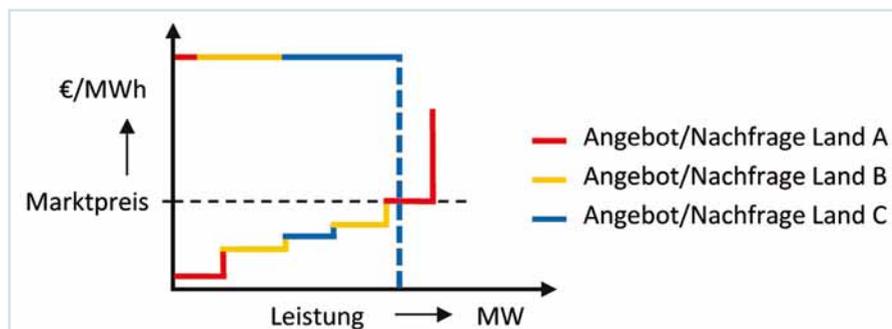


Abb. 1 Prinzipdarstellung der grenzüberschreitenden Aggregation nationaler Angebots-/Nachfragekurven im europäischen Strommarkt

niedrigsten Erzeugungskosten gedeckt – unabhängig davon, in welchem Land diese stehen. Übertragungsempässe führen dazu, dass günstigere, ausländische Kapazitäten nur in dem Maße zur Nachfragedeckung genutzt werden können, bis die verfügbaren Übertragungskapazitäten erschöpft sind.

Darüber hinaus ist die regionale Zuordnung der Erzeugungskapazitäten für den Markt-räumungsprozess und damit insbesondere für die Preisbildung aber unerheblich. Ein Preissignal für einzelne Mitgliedstaaten, das eine nationale Kapazitätsknappheit anzeigen könnte, kommt nicht zustande. Somit wird klar: Ein europäisch organisierter Strommarkt, der die grenzüberschreitend optimierte Nutzung europäischer Ressourcen bezweckt, ist prinzipbedingt nicht in der Lage, Preissignale zu erzeugen, die die Versorgungssicherheit im Sinne der nationalen Sichtweise gewährleisten können. Dem Markt fehlen hierzu schlichtweg Informationen über nationale Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage. Genau dies ist aber auch erwünscht, will man grenzüberschreitend optimale Ressourcenallokation erreichen.

Dies zeigt, dass die Wahl der Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit nicht nur das notwendige Niveau vorzuhaltender gesicherter Leistung beeinflusst. Zugleich ist davon auszugehen, dass ein Festhalten an der nationalen Sichtweise die Einführung ergänzender Kapazitätsmechanismen unentbehrlich macht.

Festzuhalten ist ebenfalls, dass es für beide Sichtweisen gute Gründe gibt. Die grundlegende Frage einer nationalen oder internationalen Verantwortung für Versor-

gungssicherheitsfragen ist im Wesentlichen politischer Natur und soll in diesem Artikel nicht weiter bewertet werden. Jedoch ist eine bewusste energiepolitische Grundsatzentscheidung notwendig, um in der Diskussion über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen Klarheit zu schaffen. Gleichzeitig ist diese Entscheidung zügig zu treffen, damit nationale Alleingänge bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen – und derzeit wird auch außerhalb Deutschlands intensiv die Einführung nationaler Instrumente diskutiert – diese Grundsatzentscheidung nicht erübrigen.

Ist ein Versagen des Energy-only-Marktes zwangsläufig?

Bislang wurde aufgezeigt, dass ein europäischer Energy-only-Markt keine dauerhaften Preissignale zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Sinne der nationalen Sichtweise liefern kann. Ungeklärt ist die Frage, ob überhaupt – also auch bei Annahme einer europäischen Sichtweise – denkbar wäre, dass benötigte Kapazitäten an einem Energy-only-Markt wirtschaftlich betrieben werden können. Ist dies möglich, wäre ein ergänzender Mechanismus zumindest in der europäischen Sichtweise nicht notwendig.

Eine in der Diskussion häufig angenommene Sichtweise beinhaltet, dass ein Energy-only-Markt prinzipbedingt auf lange Sicht zu Marktversagen führt, ausreichende Erlöse also nicht sicherstellen kann und somit das Gut „Versorgungssicherheit“ nicht in ausreichendem Maße bereitstellt. Der liberalisierte Strommarkt weist typischerweise ein Problem auf, das bereits in der ökonomischen Theorie vorhergesagt wurde und

mittlerweile auch empirisch recht gut belegt zu sein scheint: Während in einem gewöhnlichen Markt eine Nachfragefunktion existiert, die auf höhere Preise mit einer Reduktion der nachgefragten Menge reagiert (elastische Nachfrage) und damit den Markt im Falle eines knappen Angebots auch nachfrageseitig stabilisiert, existiert eine elastische Nachfrage im Strommarkt kurzfristig bisher bekanntlich kaum, denn die Nachfrager haben nahezu keine Möglichkeit, Strom zu substituieren bzw. machen von solchen Möglichkeiten keinen Gebrauch.

Die unelastische Nachfrage kommt auch dadurch zustande, dass zahlreiche Konsumenten Festpreise für Strom vereinbart haben und daher in ihrem Nachfrageverhalten nicht auf Preisunterschiede im Strommarkt reagieren müssen. Systematisch bedeutet dies nichts anderes, als dass die Konsumenten ihre Präferenz für das Gut „Versorgungssicherheit“ in einem bestimmten Moment nicht artikulieren – dies ist einer der Gründe, weshalb in liberalisierten Strommärkten mit unelastischer Nachfrage oftmals das sog. „Missing-money-Problem“ auftritt, also Investoren keine ausreichende Refinan-

zierung für ein Kraftwerksprojekt erzielen können [4].

Kunden, denen Versorgungssicherheit weniger bedeutet und die daher auch eine geringere Zahlungsbereitschaft haben, verhalten sich als Trittbrettfahrer bei jenen, die eine höhere Zahlungsbereitschaft haben. Es existiert also keine Diskriminierungsmöglichkeit nach Zahlungsbereitschaften (wie sie in anderen Märkten existiert), denn ohne die Möglichkeit gezielter preisgesteuerter Lastreduzierung kann Versorgungssicherheit nicht als Produkt verkauft werden, da ein zahlungsunwilliger Kunde heute die gleiche Versorgungsqualität wie sein zahlungswilliger Nachbar bekommt. Einen Markt, in dem Versorgungssicherheit als werthaltiges Gut gehandelt wird, gibt es daher nicht – er würde auch nicht benötigt, falls der Markt aus sich heraus immer ausreichend Kapazitäten hervorbringen würde. Diese Probleme würden sich vor allem dann lösen, wenn die Nachfrage elastischer wäre.

Schematisch zeigen der linke und der mittlere Teil von Abb. 2 die Situation mit vollkommen unelastischer Nachfrage. Der linke Teil

der Abbildung zeigt eine Marktsituation, in der keine Knappheit vorliegt, das Angebot also die – hier preisunelastisch angenommene – Nachfrage übersteigt. Die blaue Schattierung zeigt die erwirtschafteten Deckungsbeiträge der zum Einsatz kommenden Kraftwerke. Das teuerste in Betrieb befindliche Kraftwerk erwirtschaftet hierbei keine positiven Deckungsbeiträge, sondern kann als preissetzendes Kraftwerk lediglich seine kurzfristigen Erzeugungskosten decken.

Während aus dieser Situation, in Anbetracht der vorliegenden Überkapazität, kein Marktversagen abgeleitet werden kann, ist die in der Mitte in Abb. 2 dargestellte Situation kritischer. Trotz Knappheit – die mit der durchgezogenen grünen Linie gekennzeichnete Nachfrage kann durch das vorhandene Angebot nicht gedeckt werden – erwirtschaften nicht alle Kraftwerke positive Deckungsbeiträge. Eine Markträumung wird nur durch Nachfragerationierung – in diesem Fall auf die gestrichelt gekennzeichnete Linie – erreicht. Wiederum sind aber die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks preissetzend, da die Nachfrage preisunelastisch ist. Folge hiervon ist Marktversagen, da die Preissignale des Energy-only-Marktes bei preisunelastischer Nachfrage dauerhaft keine ausreichenden Erlöse für alle benötigten Kapazitäten ermöglichen.

Geht man hingegen davon aus, dass zukünftig in nennenswertem Umfang ein preiselastisches Verhalten der Nachfrage herbeigeführt werden kann, so zeigt sich, dass am Energy-only-Markt auch Situationen entstehen, in denen nicht die Grenzkosten der Erzeugung, sondern auch der Grenznutzen der Nachfrage preissetzend wirkt. Dies zeigt der rechte Teil von Abb. 2. Hier ist das Entstehen von Knappheitsrenten möglich. Es kann sich dann ein Marktgleichgewicht mit einer vollständigen Deckung der zum Marktpreis entstehenden Nachfrage sowie auskömmlichen Erlöse für alle zur Deckung dieser Nachfrage benötigten Kapazitäten einstellen. Die rote Schattierung verdeutlicht, dass nun auch das teuerste in Betrieb befindliche Kraftwerk positive Deckungsbeiträge erwirtschaften kann, ohne dass Markt-machtausübung unterstellt werden müsste. Ein Bedarf für ergänzende Kapazitätsmechanismen besteht dann nicht mehr.

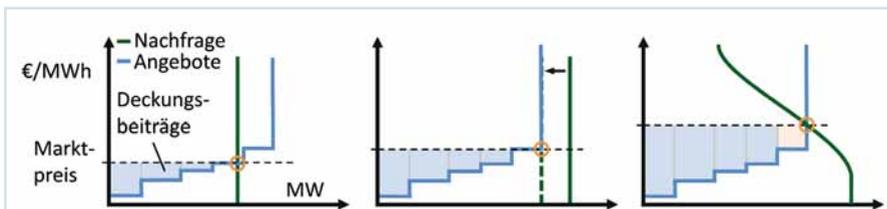


Abb. 2 Schematische Darstellung möglicher Gebotskonstellation ohne Knappheit (links), mit Knappheit bei preisunelastischer Nachfrage (Mitte) und mit preiselastischer Nachfrage (rechts)

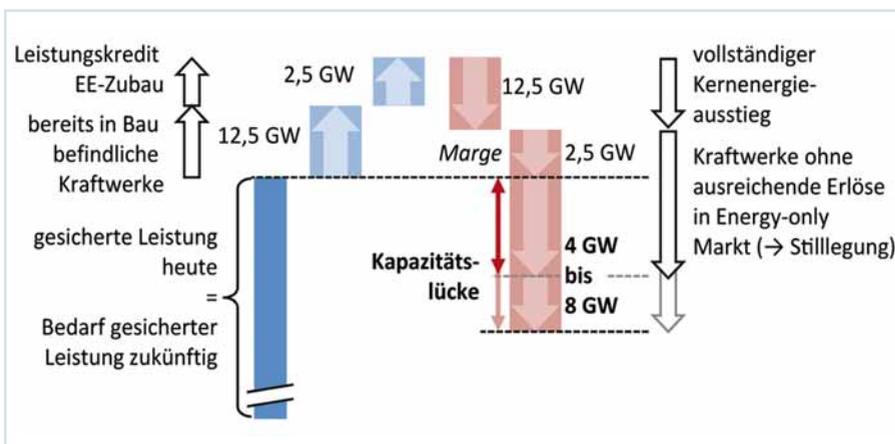


Abb. 3 Leistungsbilanz zur Ermittlung des abzudeckenden Kapazitätsbedarfs bei „nationaler Sichtweise“ in Deutschland im Zeitraum der nächsten rund zehn Jahre

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bereits heute nennenswertes Potenzial für umfangreichere Preiselastizität am Energy-only-Markt besteht. Die niedrige, heute beobachtete Elastizität ist i. W. Ergebnis des aktuellen Strom-Großhandelspreisniveaus, das wiederum den preisbedingten Verzicht auf Stromverbrauch unattraktiv machen. Weiteres Potenzial könnte durch geeignete Maßnahmen, z. B. im Rahmen von Smart-Grid-Initiativen, erschlossen werden.

Ein Energy-only-Markt kann also auch zukünftig ein erfolgreiches und funktionierendes Marktdesign darstellen, sofern eine ausreichende Preiselastizität der Nachfrage etabliert werden kann. Da der Markt bereits heute europäisch organisiert ist, gilt dies allerdings nur, wenn in Fragen der Versorgungssicherheit ebenfalls ein Paradigmenwechsel von einer nationalen hin zu einer europäischen Sichtweise vollzogen wird.

Nationale Autarkie erfordert Kapazitätsmechanismen

Nimmt man in Fragen der Versorgungssicherheit auch langfristig eine nationale Sichtweise an, so ist die Einführung eines ergänzenden Kapazitätsmechanismus zukünftig unausweichlich. Von Consentec durchgeführte quantitative Untersuchungen zeigen, dass im Zeitraum der nächsten rund zehn Jahre in Deutschland ohne Einführung eines solchen Mechanismus eine Kapazitätslücke in der Größenordnung von 4 bis 8 GW entstehen könnte (vgl. Abb. 3) [5].

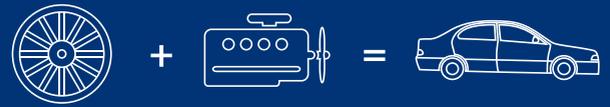
Hierfür kommt aus unserer Sicht langfristig lediglich ein umfassender, d. h. nicht auf einzelne Kategorien von Kapazitäten beschränkter, Kapazitätsmarkt in Frage, da die anderen derzeit diskutierten Ansätze (z. B. Ausschreibungsmodelle für Neuanlagen oder einfache Kraftwerkssubventionen) nicht die Gesamtheit möglicher Probleme adressieren, sondern durch die einseitige Ausrichtung auf einzelne Kategorien von Kapazitäten (bei Ausschreibungsmodellen oder auch selektiven Kapazitätsmechanismen bspw. auf Kraftwerksneubauten) nur Teile des Lösungsraums betrachten und damit im Regelfall effiziente Lösungsmöglichkeiten ausschließen oder gar zusätzliche Probleme erst schaffen.

Eines dieser Probleme ist der sog. Slippery-Slope-Effekt: Reizt man den Neubau von Anlagen an, so verschlechtern sie die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und können sogar Kapazität aus dem Markt verdrängen, die über die neu eingeführte hinausgeht, da die neuen Anlagen in größerem Umfang eingesetzt werden als die vorhandenen. So haben Berechnungen von Consentec ergeben, dass 4 GW über einen Kapazitätsanreiz neu in den Markt eingeführte Kapazität zu einer Verdrängung von 6,5 GW aus dem Bestand führen kann.

Auf lange Sicht gerät der Marktmechanismus so in eine Abhängigkeit von Leistungsentgelten. Langfristig ist somit das effiziente Erreichen eines gewünschten Kapazitätsniveaus unter der Prämisse nationaler Autarkie wenn überhaupt nur mit umfassenden, sehr sorgfältig zu gestaltenden Kapazitätsmärkten möglich, die einen effizienten Anreiz zur Bereitstellung jeglicher Art von gesicherter Leistung (neu oder im Bestand, konventionell oder erneuerbar) vorsehen.

XRGI® – Spitzentechnologie!

Die Zukunft ist da. Nutzen Sie sie?



- + geringere Energiekosten
- + über 50% CO₂-Einsparung
- + kurze Amortisationszeit
- + einfache Integration
- + leisester Geräuschpegel
- + geringer Wartungsaufwand



XRGI® IHR ENERGIEPROFIT

Das XRGI® erzeugt gleichzeitig Wärme und Strom – effizient, zukunftssicher und umweltfreundlich. EC POWER bietet Ihnen mit der XRGI®-Baureihe Blockheizkraftwerke der Spitzenklasse.

Sie profitieren von niedrigeren Energiekosten und sparen dabei CO₂ ein.

Besuchen Sie uns auf der
Hannover Messe
23. - 27. April 2012
Halle 13/Stand C50

www.ecpower.de



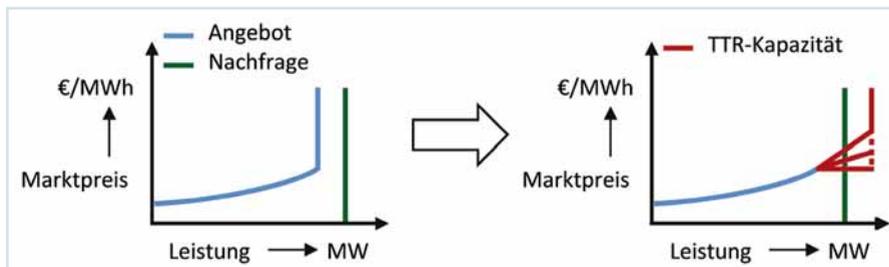


Abb. 4 Einsatzprinzip von strategischer Reserve (TTR-Kapazität) in Knappheitssituationen

Gleichzeitig ist ein umfassender Kapazitätsmarkt (vgl. bspw. [1]) aber mit zahlreichen Design- und Parametrierungsfragen verbunden, die – bei fehlerhafter Ausgestaltung – ein erhebliches Risiko der Gefährdung von Effizienz und Effektivität des Mechanismus beinhalten. Zur Klärung dieser Fragen ist eine ausreichende Vorlaufzeit erforderlich, die wir auf etwa zehn Jahre einschätzen.

Übergang zu einer europäischen Sichtweise

Entscheidet man sich dafür, von der nationalen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit zur europäischen Sichtweise überzugehen und die Nachfrageseite robuster (elastischer) zu machen, so ist wenigstens langfristig kein Kapazitätsmechanismus notwendig.

Dieser energiepolitische Paradigmenwechsel erfordert jedoch einen Prozess der europaweiten Koordination nationaler Energiepolitiken verbunden mit der Institutionalisierung geeigneter Koordinierungsinstanzen. Dies umschließt die Neudefinition von Verantwortlichkeiten auf europäischer Ebene. Entscheidend ist die Entwicklung eines wechselseitigen Vertrauens darauf, dass die Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie auf europäischer Ebene grundsätzlich ebenso gut gesichert werden kann wie durch die Forderung nach nationaler Autarkie.

Der Koordinierungsbedarf folgt bereits aus einer einfachen Überlegung: Die derzeit in Europa beobachtbaren Ansätze zu einer nationalen Einführung von Kapazitätsanreizen sind in diesem Zusammenhang kontraproduktiv, wenn sie zur Neueinführung von Anlagen in den Markt führen, denn diese Maßnahme senkt die Wirtschaftlichkeit von Anlagen in

allen über den Markt verbundenen Ländern. Damit schafft man wiederum die Notwendigkeit, auch dort Kapazitätsanreize einzuführen, wo sie bislang nicht bestanden.

Die Entscheidung zugunsten von nationaler Autarkie oder einer europäischen Marktlösung für Versorgungssicherheit ist keine, die nach Belieben getroffen werden kann, denn die zweite Alternative ist aufwendiger umzusetzen. Für den Prozess der europäischen Koordination ist ein ausreichender zeitlicher Vorlauf notwendig, der vermutlich in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie der etwa zehnjährige Vorlauf für die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts. In dieser Übergangsphase können Situationen auftreten, in denen die nationale Absicherung eines als notwendig erachteten Niveaus gesicherter Leistung noch erwünscht erscheint. Aus den genannten Gründen ergibt sich das erforderliche Kapazitätsniveau nicht sicher aus dem Marktgeschehen am Energy-only-Markt. Es ist dann über geeignete Brückenlösungen nachzudenken.

Strategische Reserve als Brückenlösung

Sowohl bei Beibehaltung der nationalen Sichtweise wie beim Übergang auf eine europäische Sichtweise entsteht bis zur Erreichung einer langfristig stabilen Kapazitätssituation möglicherweise – gemessen an den Anforderungen nationaler Autarkie – prinzipiell die Gefahr einer Kapazitätslücke [6].

Das Konzept der strategischen Reserve, auch Tender for Targeted Resources (TTR) genannt, erscheint für die Bereitstellung eines hinreichenden nationalen Kapazitätsniveaus in besonderem Maße geeignet. Es sieht die Ausstattung solcher Kapazitäten mit Zahlungen vor, die vom Kapazitätshalter, d. h. der aus-

schreibenden Stelle, lediglich in Knappheitssituationen eingesetzt werden und ansonsten dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen. Das zugrundeliegende Konzept wird in Abb. 4 veranschaulicht. Eine Knappheitssituation liegt dann vor, wenn eine Markträumung ohne Rationierung der Nachfrage nicht möglich ist. In diesem Fall wird über das TTR-Modell kontrahierte Leistung im Rahmen eines weiteren Versuchs zur Markträumung durch eine zweite Spotmarktaktion in den Markt geboten, um auf diese Weise eine Markträumung herbeizuführen.

Als Brückenlösung ist ein solcher Mechanismus gerade deshalb geeignet, weil er schnell eingeführt, mit vergleichsweise geringen Risiken parametrisiert und mit den geringsten Marktrückwirkungen wieder eingestellt werden kann. Da er sich im Wesentlichen auf Kraftwerkskapazitäten bezieht, die ohne einen solchen Mechanismus ohnehin vom Markt verschwinden würden, und solche Kapazitäten dann nur in absoluten Knappheitssituationen zum Einsatz kommen, sind auch die Marktrückwirkungen während der Anwendung eines solchen Mechanismus gering. Konzepte der strategischen Reserve werden bspw. in Schweden bereits eingesetzt. Details der Ausgestaltung sind aber – in Abweichung vom schwedischen Modell – zu diskutieren, um dort identifizierte Schwächen zu vermeiden. Insbesondere empfehlen wir auch, einen TTR-Mechanismus nicht zwangsläufig, sondern nur dann einzuführen, wenn ein entsprechender Bedarf tatsächlich erkannt wird.

Gute Gründe für beide Sichtweisen

Die derzeit nicht selten kontrovers geführte Debatte über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen geht zu Teilen auf unterschiedliche Prämissen der zugrundeliegenden Argumentation zurück. Insbesondere haben unterschiedliche Sichtweisen auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unterschiedliche Konsequenzen für die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen.

Hält man langfristig an der vorherrschenden Forderung nach nationaler Autarkie in Fragen der Versorgungssicherheit fest, so scheint die Einführung eines Kapazitätsmechanismus unausweichlich. Wesentlicher

Grund hierfür ist die Tatsache, dass ein europäisch organisierter Energy-only-Markt prinzipbedingt nicht in der Lage ist, aus einer nationalen Sichtweise formulierte Knappheiten zu erkennen und mit entsprechenden Preissignalen zu verhindern. Für diesen Fall ist langfristig die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes notwendig, da dieser als einziger Mechanismus nicht systematisch das effiziente Erreichen eines gewünschten Kapazitätsniveaus ausschließt.

Entscheidet man sich hingegen für einen Übergang zu einer europäischen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit, so erfordert dies einen Prozess der europaweiten Koordination nationaler Energiepolitiken, verbunden mit der Institutionalisierung geeigneter Koordinierungsinstanzen. Dies umschließt die Neudefinition von Verantwortlichkeiten auf europäischer Ebene. Entscheidend ist die Entwicklung eines wechselseitigen Vertrauens darauf, dass die Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie auf europäischer Ebene grundsätzlich ebenso gut gesichert werden kann wie durch die Forderung nach nationaler Autarkie. Langfristig wäre in der europäischen Sichtweise kein zusätzlicher Kapazitätsmechanismus notwendig.

Für beide dieser Sichtweisen gibt es gute Gründe, und es wird deutlich, dass erst dann darüber befunden werden kann, ob langfristig Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind, wenn eine energiepolitische Grundsatzentscheidung hinsichtlich der Wahl einer der beiden Sichtweisen getroffen wurde. Diese Grundsatzfrage sollte aber zügig beantwortet werden, damit nationale

Alleingänge bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen eine bewusste, politische Richtungsentscheidung nicht erübrigen.

Anmerkungen

[1] Bspw. in Cramton, P.; Ockenfels, A: Economics and design of capacity markets for the power sector, 2011, abrufbar unter: <http://ockenfels.uni-koeln.de>

[2] Vgl. etwa Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET): Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung - Studie im Auftrag des Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne), 2011, abrufbar unter: <http://www.neue-energieanbieter.de> sowie Baumgart, B.; Hinüber, G.; Otto, A.: Kapazitätsmechanismen für Deutschland: Eine kritische Würdigung der aktuellen Diskussion. In: „et“ 61. Jg. (2011) Heft 12, S. 42-45.

[3] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de>

[4] Vgl. dazu etwa Cramton, P., Stoft, S.: A Capacity Market that Makes Sense. In: Electricity Journal 18 (2005), S. 43-54; Cramton, P., Stoft, S.: The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. A White Paper for the Electricity Oversight Board, 25.4.2006; Cramton, P., Stoft, S.: Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency. In: Utilities Policy 16 (2008), S. 194-201; Joskow, P. L.: Competitive Electricity Markets and Investment in New Generation Capacity, CEEPR Discussion Paper 06-009, 2006; Ockenfels, A., Grimm, V., Zoettl, G.: Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der EEX zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln 2008; Vassilopoulos, P.: Price Signals in „Energy-Only“ Wholesale Electricity Markets: An Em-

pirical Analysis of the Price Signal in France. In: The Energy Journal 31 (2010) Nr. 3, S. 83-112.

[5] Dieser Abschätzung liegen Einsatzsimulationen des hydrothermischen Kraftwerksparks zugrunde. Aus dem ermittelten Kraftwerkseinsatz lassen sich Deckungsbeiträge für die einzelnen Kraftwerke bestimmen, wenn als Marktpreise die kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten der jeweils teuersten erzeugenden Einheit angelegt werden, diese mit dem stundenscharfen Kraftwerkseinsatz gewichtet und schließlich mit den Fixkosten der Kraftwerke verglichen werden. Es wird dann unterstellt, dass solche Bestandskraftwerke, die keine ausreichenden Erlöse zur Deckung ihrer Fixkosten erwirtschaften können, stillgelegt werden. So kann ein Gleichgewicht ermittelt werden, in dem alle verbleibenden Kraftwerke ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können.

[6] Diese Lücke besteht in der Realität meist nur fiktiv, da ja unabhängig von der politischen Definition nationaler Autarkie ein weitgehend integrierter europäischer Strommarkt bereits heute existiert. Auch im Falle einer im einzelnen Mitgliedstaat durch die dort installierte gesicherte Leistung nur unzureichend abgedeckten Last führen Importe zu einer (weitgehenden) Beseitigung der Lücke. Die strategische Reserve wird nur dann abgerufen, wenn es durch den europäischen Markt nicht zu einer ausreichenden Bereitstellung von Erzeugung kommt.

*Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. C. Maurer und Dr.-Ing. B. Tersteegen, Consentec GmbH, Aachen; PD Dr. J. Jasper, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Berlin und Karlsruhe
maurer@consentec.de*

Dieser Beitrag entstand auf Basis eines Gutachtens, das die Consentec GmbH im Auftrag der EnBW AG erstellt hat.

Energiespeicher vor der praktischen Umsetzbarkeit?

In den Zukunftsvisionen der Bundesregierung spielen Energiespeicher eine zentrale Rolle. Soll der Ausbau der erneuerbaren Energien eine Erfolgsgeschichte werden, muss eine Lösung gefunden werden, die fluktuierende Einspeisung mittels Speichern in eine bedarfsgerechte Ausspeisung zu verwandeln. Die große Frage lautet dabei, wie es um die praktische Umsetzbarkeit von Speicherkonzepten steht. Dieser Frage geht die Konferenz „Energy Storage - International Summit for the Storage of Renewable Energy“ nach, die von einer Fachausstellung begleitet am 13. und 14.3.2012 in Düsseldorf stattfinden wird. Dort werden Vertreter aus Forschung, Industrie, Politik und Energieversorgung marktfähige Anwendungen und innovative Konzepte zur Energiespeicherung vorstellen sowie deren Potenziale und Finanzierbarkeit beleuchten. Im Einzelnen sind folgende Diskussionen

geplant: In der energiewirtschaftlichen Gesamtbetrachtung steht die Frage im Raum, welche Rolle Speichertechnologien zukünftig spielen werden. Ein weiterer Block beleuchtet den Entwicklungsstand und das Potenzial einzelner Technologien, das von Batterien über thermische Speicher, Power-to-Gas bis hin zu großen Pumpspeicherkraftwerken und neuen Speichertechnologien reicht. Die Abschlussdiskussion wird sich dann der Festlegung einer Roadmap zur Weiterentwicklung von marktfähigen Speichertechnologien widmen. Organisiert wird die Veranstaltung von der Messe Düsseldorf gemeinsam mit der Solarpraxis AG. Kooperationspartner ist das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE).

Weitere Informationen: www.energy-storage-online.de