

Gewinner und Verlierer eines Kapazitätsmarktes – Verteilungswirkungen eines neuen Strommarktdesigns

Nicolai Herrmann und Julius Ecke

Der Kernenergieausstieg und der Ausbau der erneuerbaren Energien werden den deutschen Strommarkt grundlegend verändern. Ob zukünftig aber tatsächlich ein „Kapazitätsmarkt“ notwendig ist, um neue Kraftwerkskapazitäten in den Markt zu bringen, wird kontrovers diskutiert. Trotz der zunehmenden Zahl verschiedener Vorschläge und Positionierungen von Marktteilnehmern zur Ausgestaltung eines solchen Kapazitätsmarkts mangelt es an belastbaren Aussagen, wie sich eine Förderung von Kraftwerkskapazitäten für Investoren, Kraftwerksbetreiber und Stromkunden wirtschaftlich auswirken würde. Eine sorgfältige Abwägung dieser Verteilungswirkungen und der Vereinbarkeit eines möglichen Kapazitätsinstruments mit dem existierenden Design des Strommarktes ist daher unerlässlich.

Unter dem heutigen Strommarktdesign wird in Deutschland die Bereitstellung von elektrischer Arbeit und nicht von Leistung vergütet (sog. Energy-Only-Markt). In der wissenschaftlichen Literatur wird jedoch argumentiert, dass ein solches Marktdesign langfristig zu einer systematischen Kapazitätsknappheit führt, da Kraftwerke im Energy-Only-Markt vor allem im Spitzenlastsegment nur unzureichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können und so kein ausreichender Zubau von gesicherter Kraftwerksleistung erfolgt [1].

Sofern dieses in der Literatur postulierte Marktversagen existiert, verstärkt es sich zusätzlich durch den Zubau von erneuerbaren Energien, da dieser den Strompreis dämpft, die Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke reduziert und dadurch zu einer zusätzlichen Abnahme der Investitionsanreize in neue konventionelle Kraftwerkskapazitäten führt [2]. Auch deshalb sind Kapazitätsmechanismen in der Diskussion: Sie sollen konventionellen Kraftwerken eine zusätzliche leistungsgebundene Erlösponente eröffnen, die zurückgehende Auslastung und geringere Erlöse (anteilig) kompensiert.

Kommt ein zusätzliches Kraftwerk in den Strommarkt, so zieht dies verschiedene strukturelle Effekte mit Konsequenzen für die jeweiligen Marktteilnehmer nach sich. Die Markakteure lassen sich dabei vereinfachend in drei Gruppen mit teils divergierenden Interessen unterteilen. Es handelt sich dabei um die Betreiber von Bestandskraftwerken, die Betreiber von Neuanlagen – die von der Kapazitätzahlung angereizt zusätzlich in den Markt kommen – und die Stromverbraucher. Diese Akteurs-Gruppen



Vor der Einführung eines Kapazitätsmechanismus in den Strommarkt dürfen komplexe Verteilungs- und Kompatibilitätsfragen nicht übersehen werden
Foto: Getty Images

überschneiden sich teilweise, so gibt es z. B. Akteure, die sowohl neue Kraftwerke planen als auch bereits ein Portfolio an Bestandskraftwerken besitzen.

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die grundlegenden Verteilungswirkungen erläutert, die bei Einführung einer Kapazitätsprämie auftreten. Eine Modellrechnung zeigt, dass eine Kapazitätzahlung an Neuanlagen einen strompreisdämpfenden Effekt hat, der einerseits grundsätzlich im Interesse der Stromverbraucher ist, aber andererseits zu niedrigeren Deckungsbeiträgen bei Bestandskraftwerken führt.

Teilweise interessengetriebene Lösungsvorschläge

In den letzten Monaten wurden mehrere Analysen vorgelegt, die untersuchen, ob ein Kapazitätsmechanismus im deutschen Strommarkt aus heutiger Sicht notwendig ist und wie er ausgestaltet werden sollte [3]. Diese Studien wurden teilweise von Unternehmen aus dem Strommarkt in Auftrag gegeben. Die präsentierten Vorschläge für ein Kapazitätsmarktdesign sind daher in einigen Bereichen als interessengeleitet einzuschätzen. Insbesondere schlagen sie ein Marktdesign vor, welches je nach Portfo-

liostruktur der Auftraggeber, Zahlungen nur für neue oder auch für Bestandskraftwerke vorsieht.

Dabei sind vermutlich auch Annahmen zu den Verteilungswirkungen der diskutierten Kapazitätsmechanismen vorhanden, die jedoch in den vorliegenden Studien nicht explizit thematisiert werden. Die Untersuchung der Wirkungsweise und des möglichen Umfangs der zu erwartenden Verteileffekte ist daher Schwerpunkt dieses Artikels.

Kapazitätsmechanismus als „Investitionsbeschleuniger“

Vordringliches Ziel eines Kapazitätsmechanismus ist es, einen Anreiz für die Bereitstellung von gesicherter Kraftwerksleistung zu schaffen. Dies kann grundsätzlich sowohl durch den Zubau zusätzlicher konventioneller Kraftwerke, durch einen verlängerten Betrieb von Bestandskraftwerken als auch durch die Erschließung regelbarer Lasten („Demand-Side-Management“) erfolgen. Für die folgende Diskussion wird der Fokus jedoch auf einen Kapazitätsmechanismus gelegt, der exklusiv nur auf Kraftwerksneubauten abzielt. Eine solche Fokussierung wurde bereits mehrfach von Marktakteuren vorgeschlagen (z. B. BNE) [3], zudem lassen sich daran die wesentlichen Verteilungseffekte gut verdeutlichen.

Die genaue Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus (Preis- oder Mengeninstrument, Option etc.) ist dabei für dessen Wirkung im Strommarkt zunächst einmal nachrangig. Ausschlaggebend ist hingegen das Hinzufügen einer kapazitätsorientierten Erlös Komponente, die gegenüber einem Vergleichszenario ohne Kapazitätsmechanismus zu einem erhöhten Niveau von Kraftwerksneubauten führt. Vereinfachend wird im Folgenden deshalb auf eine Kapazitätszahlung in Form eines Investitionskostenzuschusses für neue Kraftwerke abgestellt.

Verteileffekte eines Kapazitätsmechanismus für drei Marktakteure

Abb. 1 zeigt eine schematische Übersicht der Zahlungsflüsse, welche durch eine Kapazitätszahlung für neue Kraftwerke induziert und zwischen den zuvor beschriebe-

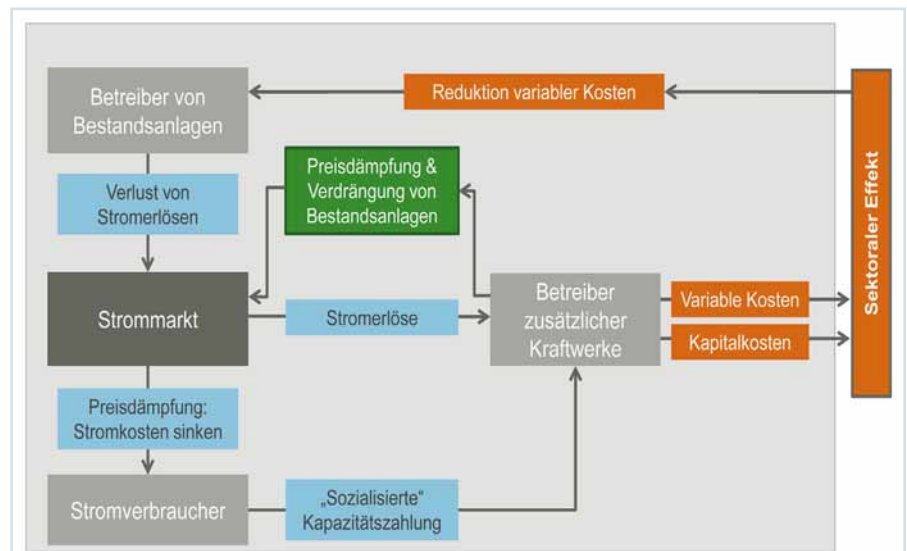


Abb. 1 Schematische Übersicht der Verteilungseffekte einer Kapazitätszahlung

nen drei Interessengruppen ausgetauscht werden. Anhand der dargestellten Effekte werden nachfolgend die wesentlichen Verteilungswirkungen bei Einführung einer Kapazitätszahlung erläutert.

Ein zusätzlich in den Markt kommendes Kraftwerk hat üblicherweise geringere variable Erzeugungskosten als bereits im Markt befindliche Bestandskraftwerke gleichen Typs. Damit verdrängt ein zusätzliches (kosteneffizienteres) Kraftwerk ältere Kraftwerke mit höheren variablen Kosten. Da sich Strompreise üblicherweise anhand der variablen Kosten des letzten noch zur Lastdeckung eingesetzten Kraftwerks bilden („Merit-Order Prinzip“), hat der Bau eines zusätzlichen Kraftwerks eine preisdämpfende Wirkung auf dem Großhandelsmarkt für Strom (grünes Feld in Abb. 1). Die Zusätzlichkeit eines Kraftwerks definiert sich dabei im Vergleich zu einem Szenario ohne eine Kapazitätszahlung. Auch die ursächlich auf eine Kapazitätszahlung zurückzuführende Preisdämpfung ergibt sich im Vergleich der Großhandelsstrompreise zwischen einem Szenario mit und einem Szenario ohne Kapazitätszahlung.

Diese Preisdämpfung führt zu einem Verlust von Stromerlösen auf Seiten der Betreiber von Bestandskraftwerken (diese erlösen bei niedrigeren Preisen spezifisch weniger für den von ihnen erzeugten Strom). Gleichzeitig führt die Strompreisdämpfung zu einer

Senkung der Stromkosten für die Stromverbraucher [4]. Die Betreiber der zusätzlich in den Markt kommenden Kraftwerke erhalten – im Gegensatz zu Bestandsanlagen – nicht nur Stromerlöse, sondern auch eine Kapazitätszahlung. Diese im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus ausgeschütteten Mittel („Kapazitätsprämie“) werden voraussichtlich von den Verbrauchern zu zahlen sein. Eine Sozialisierung über die Netzentgelte ist aufgrund ihrer Analogie zu Kosten für Systemdienstleistungen naheliegend.

Bilanziert man die beschriebenen Effekte für die einzelnen Interessengruppen, so ergibt sich der Gesamteffekt des untersuchten Kapazitätsmechanismus für den Stromsektor. Hierfür sind jedoch nur diejenigen Effekte relevant, die die Grenzen des Stromsektors verlassen und nicht sektoriern zwischen einzelnen Akteuren ausgetauscht werden. Dies betrifft insbesondere die durch einen Kapazitätsmechanismus zusätzlich entstehenden Kosten (kapitalgebundene und variable Kosten der Neuanlagen) sowie eingesparte variable Kosten auf Seiten der verdrängten Bestandskraftwerke (orange Felder in Abb. 2). Im Rahmen einer detaillierten Analyse wären hier zusätzlich Effekte der Stromaußenhandelsbilanz zu betrachten, welche im Folgenden jedoch nicht berücksichtigt werden. Zur Vereinfachung sind die Verteilungseffekte im Rahmen des EEG-Umlagesystems in Abb. 1 nicht darge-

stellt; diese werden jedoch im weiteren Verlauf noch diskutiert.

Die in Abb. 1 schematisch dargestellten Verteilungseffekte einer Kapazitätszahlung werden nachfolgend für die drei beschriebenen Interessengruppen und aus sektoraler Perspektive näher erläutert. Zur Verdeutlichung werden die Verteilungswirkungen in Abb. 2 anhand einer qualitativen Darstellung der Merit-Order des Kraftwerksparcs mit einer beispielhaften (inflexiblen) Stromnachfrage dargestellt. Zusätzlich zur Merit-Order sind jeweils darunter auch die relevanten kapazitätsorientierten Größen abgebildet: die Kapitalkosten der zusätzlichen Kraftwerke und ihre Erlöse durch die Kapazitätszahlung. Die Darstellung erfolgt jeweils separat aus Sicht von Betreibern von Bestandskraftwerken (2.1), Investoren bzw. Betreibern von zusätzlichen neuen Kraftwerken (2.2), Stromverbrauchern (2.3) und summarisch für den Sektor der Elektrizitätswirtschaft (2.4).

Verteilungseffekte aus Sicht der Bestandsanlagen

Der Zubau von effizienten Kraftwerkskapazitäten (blaue Fläche in der Merit-Order in Abb. 2.1) führt zu einer Rechtsverschiebung dieser Merit-Order, deren vorherige

Struktur grau im Hintergrund dargestellt ist (Merit-Order nach Rechtsverschiebung orange im Vordergrund). Diese Rechtsverschiebung impliziert eine Verdrängung von Bestandskraftwerken durch neue Kapazitäten und damit eine Reduktion der Einsatzhäufigkeit der verdrängten Kraftwerke. Gleichzeitig sinken insgesamt die Grenzkosten der Stromerzeugung. Hieraus folgt eine Reduktion des sich durch die Grenzkosten der Kraftwerksseite bildenden Strompreises (Absenkung von „Preis alt“ auf „Preis neu“).

Diese beiden Effekte führen zu einem Verlust an Deckungsbeiträgen für Bestandskraftwerke (dargestellt als rote Fläche in Abb. 2.1). Diesen Verlusten steht bei einem Kapazitätsmechanismus, der exklusiv für Neuanlagen gilt, keine Kompensation für Bestandsanlagen gegenüber. Das Risiko sinkender Erlöse für Bestandsanlagen haben die meisten betroffenen Marktteilnehmer erkannt – so schreibt bspw. E.ON über die erwarteten Auswirkungen der Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland: „Insbesondere bei (...) Nichtberücksichtigung von Bestandsanlagen könnte E.ON Wettbewerbsnachteilen ausgesetzt sein“ [5]. Diese Einschätzung leuchtet ein, wenn man bedenkt, dass das E.ON-Erzeugungspotfolio im Wesentlichen aus Bestandsanlagen

besteht. Ähnliches gilt für die meisten der etablierten Erzeugungsunternehmen in Deutschland.

EEG-Anlagen sind hingegen über den derzeit existierenden Umlagemechanismus gegenüber der Strompreisdämpfung erlösseitig abgesichert. Das gilt auch innerhalb des im EEG 2012 eingeführten Marktprämienmodells. Diese Absicherung geht jedoch zulasten der Stromverbraucher, welche die geringeren Vermarktungserlöse des EEG-Bilanzkreises in Form einer höheren EEG-Umlage auszugleichen haben.

Verteilungseffekte aus Sicht zusätzlicher Kraftwerke

Die aufgrund der Kapazitätszahlung zusätzlich in den Markt kommenden Kraftwerke erwirtschaften Deckungsbeiträge durch den Stromverkauf und erhalten zusätzlich dazu eine Kapazitätsprämie (grüne Flächen in Abb. 2.2). Aus diesen beiden Erlöskomponenten müssen zusätzliche Kraftwerke auch ihre Kapitalkosten decken (rote Fläche in Abb. 2.2).

Deutlich ist, dass der strompreisdämpfende Effekt eines Zubaus von Kraftwerksleistung unmittelbar auch die Deckungsbeiträge der Neuanlagen selbst beeinflusst (auch diese erlösen nur den niedrigeren „neuen“ Marktpreis). Ein eventuell durch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus verstärkter Zubau von Kraftwerken muss daher seitens der Investoren in ihrer Zubauentscheidung notwendigerweise bereits antizipiert werden.

Verteilungseffekte aus Sicht der Stromverbraucher

In einem wettbewerblichen Markt kommt eine Absenkung der Großhandelspreise für Strom den Stromabnehmern zu Gute. Der theoretische Nutzen der Verbraucher definiert sich über die Preisdifferenz („Preis alt“ abzgl. „Preis neu“) multipliziert mit der nachgefragten Strommenge (grüne Fläche in Abb. 2.3). Ein Teil der aus Verbrauchersicht vorteilhaften Preissenkung wird jedoch durch die bei sinkenden Großhandelspreisen steigende EEG-Umlage neutralisiert. Zusätzlich werden die Stromverbraucher voraussichtlich auch durch die Umlage der

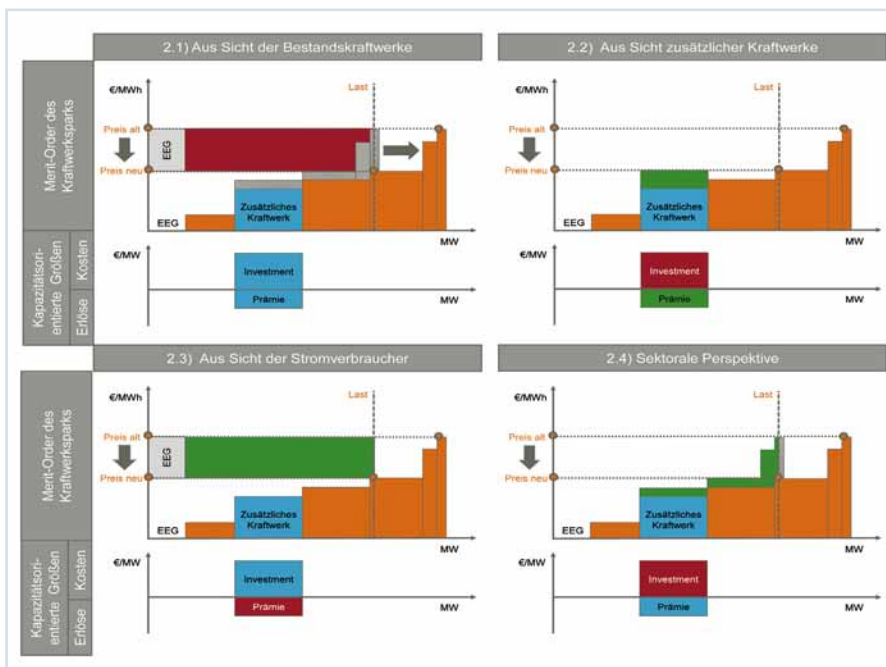


Abb. 2 Schematische Darstellung der Verteilungseffekte nach Interessengruppen und des sektoralen Gesamteffekts

Kosten des Kapazitätsmechanismus belastet (rote Fläche in Abb. 2.3).

Woher aber stammen die nicht unwesentlichen „Brutto“-Kostenvorteile, die die Verbraucher durch die sich einstellende Strompreisdämpfung erhalten? Wie der Vergleich der Abbildungen 2.1 und 2.3 zeigt, stehen einem Großteil der wirtschaftlichen Vorteile auf Konsumentenseite sinkende Deckungsbeiträge der Bestandskraftwerke in Form von Mindererlösen der jeweiligen Kraftwerksbetreiber gegenüber. Es findet also c. p. eine Umverteilung von Bestandskraftwerken hin zu neuen Kraftwerken und Stromkunden statt.

Sektorale Perspektive

Bilanziert man die beschriebenen Verteilungseffekte über die drei vorgestellten Interessengruppen hinweg, so ergibt sich der sektorale Gesamteffekt der untersuchten Kapazitätszahlung. Bei einer solchen aggregierten Betrachtung gleichen sich die reinen Umverteilungseffekte zwischen den Interessengruppen innerhalb der Grenzen des Stromsektors gegenseitig aus. Dies gilt für die Kapazitätszahlung, die zwischen Stromverbrauchern und Neuanlagen ausgetauscht wird, die Veränderung der EEG-Umlage sowie auch einen Großteil der Strompreiseffekte. Der sektorale Gesamteffekt eines Kapazitätsmechanismus wird daher insbesondere beeinflusst durch die Kapitalkosten der zusätzlich in den Markt kommenden Kraftwerke (rote Fläche in Abb. 2.4) sowie die nachhaltige Senkung der variablen Kosten der Stromerzeugung durch den Zubau effizienterer Kraftwerke (grüne Fläche in Abb. 2.4). Nur diese Zahlungen wirken über die Sektorengrenzen hinaus (vgl. auch Abb. 1).

Daher sind aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht die innersektoralen Verteilungseffekte, sondern die Wirkung eines Kapazitätsmechanismus auf die Vollkosten der Stromerzeugung ausschlaggebend. Kommen durch einen Kapazitätsmechanismus auf lange Sicht zusätzliche effiziente Kraftwerksneubauten in den Markt, so kann der gesamtwirtschaftliche Effekt des Kapazitätsmechanismus also positiv ausfallen – und zwar unabhängig davon, welcher der Marktakteure gewinnt bzw. verliert.

Die Deckungsbeiträge der zusätzlich in den Markt kommenden Kraftwerke sind dabei stets etwas geringer als die sektoralen Vorteile durch Effizienzsteigerung (vgl. Abb. 2.2 zu 2.4, jeweils grüne Flächen). Dies ist darauf zurückzuführen, dass jedes zusätzliche Kraftwerk durch sein eigenes preiswirksames Gebot den Marktpreis absenkt und damit seine Deckungsbeiträge begrenzt. Es werden also positive Effekte des Kraftwerkszubaus auf den Stromsektor nicht in voller Höhe in die Zubaumentscheidung auf Kraftwerksebene einbezogen. Dies gilt auf Basis einer vereinfachten Modellbildung (unter Vernachlässigung insbesondere von Startkosten) nicht nur im gezeigten Beispiel, sondern auch allgemein.

Szenariorechnung mit einem Strommarktmodell

Nach den zuvor durchgeführten qualitativen Betrachtungen sollen im Folgenden anhand eines Beispielszenarios die beschriebenen Verteilungseffekte näher quantifiziert werden, um insbesondere deren mögliche Größenordnung und das Verhältnis zueinander zu verdeutlichen. Hierzu werden die Auswirkungen einer Kapazitätszahlung auf die Zubaumentscheidung von Kraftwerksbetreibern anhand einer modellgestützten Marktsimulation im enervis Fundamentalmodell analysiert. Der Wechsel hin zu einer dynamischen Betrachtung im gewählten Modellierungszeitraum 2012 bis 2032 ermöglicht die Abbildung von Rückwirkungen der einzelnen Effekte innerhalb des Kraftwerksparks (Stilllegungen, Neuinvestitionen, Zubau erneuerbarer Energien etc.). Insbesondere die Strompreiswirkung zusätzlicher Kraftwerke, die über eine Kapazitätszahlung in den Markt gebracht werden, den Kraftwerkspark insgesamt jedoch wirtschaftlich schlechter stellen, kann so untersucht werden.

Die Prämissen für das vorgestellte Szenario basieren auf den Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung (Ausbau der erneuerbaren Energien) sowie dem „new policies scenario“ des World Energy Outlook 2010 (Brennstoff- und CO₂-Preise). Der Kernenergieausstieg wurde gemäß der aktuellen Gesetzeslage bis Ende 2022 unterstellt. Abweichend vom Energiekonzept der Bundesregierung wurde von einer konstan-

ten Stromnachfrage in Deutschland ausgegangen.

Die Kapazitätszahlung wurde vereinfachend als ein Investitionskostenzuschuss für Neuanlagen modelliert. Der Zuschuss orientiert sich in seiner Höhe an 15 % der leistungsspezifischen Investitionskosten einer neuen GuD-Anlage, steht aber prinzipiell allen im Modell abgebildeten konventionellen Kraftwerkstypen in dieser Höhe zur Verfügung. Die Kapazitätszahlung wird über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2032 gewährt. Zubaumentscheidungen erfolgen modellendogen auf Basis einer einzelwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeitsbetrachtung (Vollkostendeckung). Die Auswirkungen der in der ersten Szenariorechnung unterstellten Kapazitätszahlung können dann über einen Vergleich mit einem Referenzszenario bestimmt werden, welches ohne Kapazitätszahlung, ansonsten aber mit identischen Prämissen berechnet wurde.

Ergebnisse der Szenariorechnung

Abb. 3 zeigt die kumulierten wirtschaftlichen Vor- bzw. Nachteile für Stromverbraucher und Betreiber von Bestandskraftwerken bis 2032 aus dem Szenariovergleich. Im positiven Bereich der y-Achse sind die wirtschaftlichen Effekte für die Stromverbraucher dargestellt. Gewichtet man den Stromverbrauch mit der Strompreisdifferenz zwischen den beiden untersuchten Szenarien mit und ohne Kapazitätszahlung, so ergibt sich der theoretisch mögliche Einspareffekt für die Stromverbraucher. Da die Strompreise durch die zusätzlich in den Markt kommenden Kraftwerke gedämpft werden, ist dieser Effekt für die Stromverbraucher positiv und wächst unter den hier verwendeten Szenarioprämissen auf kumuliert rd. 80 Mrd. € bis 2032 an.

Dieser wirtschaftliche Vorteil stellt aber nur den „Bruttowert“ des Nutzens für die Stromverbraucher dar, denn ihm stehen auch Kosten gegenüber, die von den Verbrauchern zu tragen wären. Die Stromverbraucher finanzieren erstens die Kapazitätszahlung (obere orange Fläche in Abb. 3), zweitens steigt aufgrund der Strompreisdämpfung zwischen den Szenarien die von den Verbrauchern zu tragende EEG-Umlage (grüne

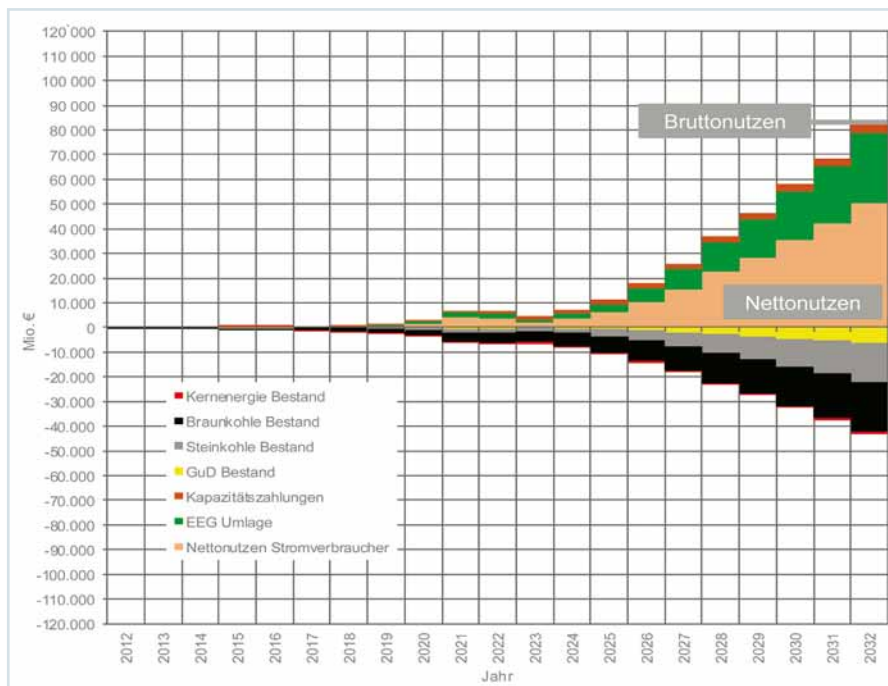


Abb. 3 Quantitative Abschätzung der Auswirkungen für Stromabnehmer und Bestandskraftwerke

Fläche in Abb. 3). Bereinigt man den Bruttonutzen der Verbraucher um diese beiden Effekte, so verbleibt ein Nettonutzen der sich auf rd. 50 Mrd. € bis 2032 addiert.

Diesen wirtschaftlichen Vorteilen für die Stromverbraucher steht ein Verlust von Deckungsbeiträgen der Bestandskraftwerke durch die eintretende Preisdämpfung und die Reduktion ihrer Einsatzstunden gegenüber. Diese werden, jeweils aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstyp (Brennstoff), im negativen Abschnitt der y-Achse in Abb. 3 dargestellt. Einbezogen wurden hier nur konventionelle Bestandskraftwerke, da die Auswirkung auf das EEG-Umlagesystem bereits auf Seiten der Stromverbraucher berücksichtigt wurde. Der wirtschaftliche Nachteil für Bestandsanlagen summiert sich bis 2032 auf kumuliert rd. 40 Mrd. €, insbesondere im Bereich der Braun- und Steinkohlekraftwerke. Kernkraftwerke sind aufgrund ihrer abnehmenden Bedeutung im Erzeugungsmix und der Außerbetriebnahme bis 2022 vergleichsweise gering von sinkenden Deckungsbeiträgen durch die modellierte Kapazitätszahlung betroffen.

Damit bewegen sich die möglichen Umverteilungseffekte bei Zahlung einer Kapazitätsprämie in den nächsten 20 Jahren in der

Größenordnung eines kompletten Jahresumsatzes aus dem Stromverkauf in Deutschland (rd. 60 Mrd. € in 2010 [6]).

Einordnung der Ergebnisse

Da Veränderung und Wertigkeit der Strom-Export-/Importbilanz sowie die erwirtschafteten Gewinne der zusätzlich in den Markt kommenden Kraftwerke in der vorgestellten quantitativen Betrachtung in Abb. 3 nicht enthalten sind, ist ein Rückschluss auf den gesamtwirtschaftlichen Effekt durch Saldierung der zuvor ausgewiesenen wirtschaftlichen Vor- und Nachteile nicht abschließend möglich. Die Analyse zeigt, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus durchaus volkswirtschaftlich vorteilhaft sein könnte. Im Hinblick auf das heute schon komplexe Marktdesign im Strommarkt sowie die vermutlich hohen Transaktionskosten für die Umsetzung kann dies aber nicht als alleiniges Argument für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus gelten.

Die diskutierten Modellergebnisse sind zudem auch abhängig von der Ausgestaltung des unterstellten Kapazitätsmechanismus. Die ermittelten Werte für eine Kapazitätsprämie in Form eines Investitionskostenzuschusses erlauben also nur begrenzte

Rückschlüsse auf die Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen. Die Tendenz der Verteilungswirkung vieler verschiedener Kapazitätsmechanismen sollte jedoch ähnlich sein und die vorgestellten Ergebnisse verdeutlichen, dass die Verteilungswirkungen bei Einführung eines solchen Mechanismus durchaus relevante Größenordnungen erreichen können.

Langfristige Auswirkungen

Wird durch einen Kapazitätsmechanismus der Bau zusätzlicher Kraftwerke angereizt, so wirkt dies tendenziell strompreisdämpfend. Die Betreiber von Bestandskraftwerken werden hierdurch wirtschaftlich schlechter gestellt, während Stromverbraucher von einer Strompreisdämpfung grundsätzlich profitieren. Zu beachten sind allerdings nicht nur direkte Preiseffekte, sondern auch indirekte Wirkungen, wie bspw. die Erhöhung der EEG-Umlage bei niedrigeren Strompreisen.

Diese Verteilungseffekte standen bisher weniger im Zentrum der energiewirtschaftlichen Diskussion zu Kapazitätsmärkten, werden aber die Position aller Marktakteure zur Einführung und Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus in Zukunft ganz wesentlich bestimmen. Hierfür wird es zentral sein, ob Bestandskraftwerke in einen solchen Mechanismus einbezogen werden – und damit Nachteile durch den Markteintritt zusätzlicher Kraftwerke zumindest teilweise kompensieren können – oder ob Kapazitätszahlungen ausschließlich an neue Kraftwerke fließen.

Die Strompreiswirkung der hier unterstellten Kapazitätszahlung wurde anhand einer Marktsimulation im enervis-Fundamentmodell abgeschätzt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Verteilungseffekte bis 2032 mit 40 bis 50 Mrd. € eine durchaus relevante Größenordnung erreichen könnten.

Die offensichtliche Preiswirksamkeit einer Kapazitätszahlung zeigt weiterhin, dass die Einführung eines solchen Mechanismus den rein wettbewerblichen Anreiz zum Kraftwerkszubau auf Basis erzielbarer Stromerlöse schwächt. So könnte durch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ein dauerhafter „lock-in“-Effekt entstehen: Die Einführung eines Kapazitätsmechanis-

mus in den bestehenden Energy-Only-Markt würde dann die Notwendigkeit dieses Mechanismus für die Zukunft begründen.

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus hat somit langfristige Auswirkungen auf den Strommarkt. Zuvor sind jedoch komplexe Verteilungs- und Kompatibilitätsfragen zu beantworten. Dabei müssen die in diesem Artikel skizzierten Interessenkonflikte zwischen Betreibern von Bestandskraftwerken, neuen Kraftwerken und Stromverbrauchern berücksichtigt werden.

Anmerkungen

[1] Zum ursächlichen „resource adequacy“-Problem vgl.: Joskow, P.: Competitive Electricity Markets and Investment In New Generating Capacity. Center for Energy and Environmental Policy Research, 2006, abrufbar unter: <http://tisiphone.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2006-009.pdf> sowie Cramton, P.; Ockenfels,

A.: Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector, 30.3.2011, abrufbar unter <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>

[2] Vgl. hierzu bspw. Sensfuß, F.; Ragwitz, M.: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel. Gutachten im Rahmen Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, 18.6.2007, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_eeg.pdf

[3] Zu nennen sind hier u. a.: Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE): Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung, 2011, abrufbar unter http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20110907_bne_bet_studie_kapazitaetsmarkt_final.pdf; BDEW: Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, 5.10.2011, abrufbar unter: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB655301C2E2C125792F0041>

B8AA/\$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf; Peek, M.; Müsgens, F.: Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse. Vortrag vom 21.10.2011 auf dem UBA-Workshop „Klimaschutz und Kapazitätsmärkte“ sowie der Designvorschlag von Cramton/Ockenfels (siehe Fn. [1]), beschrieben auch in: Cramton, P.; Ockenfels, A.: Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor. In: „et“ 61. Jg. (2011) Heft 9, S. 14-15.

[4] Dies setzt einen funktionierenden, wettbewerblich organisierten Markt im Stromvertrieb voraus, in dem Kostenersparnisse in der großhandelsseitigen Beschaffung an die Kunden weitergegeben werden.

[5] E.ON AG: Zwischenbericht III/2011, S. 23, abrufbar unter: http://www.eon.com/de/downloads/E.ON_ZB_2011_Q3_.pdf

[6] Aus BDEW: Stromzahlen 2011, Der deutsche Strommarkt auf einen Blick.

*Dr. N. Herrmann, J. Ecke, enervis energy advisors GmbH, Berlin
nicolai.herrmann@enervis.de*

WIR MACHEN MARKT MÖGLICH.

Erstmals präsentieren sich Ihnen alle Partner der Marktgebietskooperation NetConnect Germany gemeinsam.

Seien Sie dabei und besuchen Sie uns auf der **E-world energy & water 2012**, vom **7. bis 9. Februar 2012** in Essen auf unserem **Stand 418** in der **Halle 2**.

Wir freuen uns auf spannende Gespräche mit Ihnen.

Weitere Informationen finden Sie unter:
www.e-world2012.net-connect-germany.de



NetConnect Germany

GVS

GRTgaz
Deutschland

Open Grid Europe
The Gas Wheel

ThyssenGas
ERDGASLOGISTIK

FLUXYS

bayernets
energietransport systeme