

Kapazitätsmarkt für Deutschland: Eckpunkte einer Ausgestaltung

Dominic Nailis und Lukas Schuffelen

Über einen Kapazitätsmarkt für den deutschen Stromerzeugungssektor wird derzeit viel diskutiert. Dabei stellt sich weniger die Frage nach dem „ob“, sondern die nach dem „wann“ und „wie“. Ein Kapazitätsmarkt – in welcher Ausgestaltung auch immer – kann aber nur ein Baustein in einem geänderten Gesamtmarktdesign der Zukunft sein. Die Energiepolitik und -wirtschaft stehen nun vor dem Dilemma, eine rasche Antwort auf die komplexen Probleme der Ausgestaltung eines solchen Marktes zu finden. Es gilt, Maßnahmen zu ergreifen, die so geringfügig wie möglich sind, um die drängendsten Probleme einer von erneuerbaren Energien dominierten Versorgungslandschaft zu lösen.

Im Zuge der von der Bundesregierung beschlossenen Energiewende ergeben sich einige Umbrüche in der deutschen Stromversorgung mit weitreichenden Auswirkungen. Neue thermische Kraftwerke weisen aufgrund des Merit Order-Effektes durch die Zunahme der Einspeisung aus erneuerbaren Energien eine unzureichende Wirtschaftlichkeit auf. Investitionsanreize sind nicht in ausreichendem Maß gegeben. Ein passives Abwarten darauf, dass der Strommarkt bei Kapazitätsknappheit entsprechende Preissignale sendet, birgt das Risiko, dass diese Preissignale einem Investor nicht ausreichen und die Knappheit zu Versorgungsengpässen führt, die nicht zeitnah beseitigt werden können. Als weitere Handlungsoptionen stehen die gezielte Förderung von thermischen Kraftwerken oder die Einführung eines wettbewerblich organisierten Kapazitätsmarktes im Raum.

Das Dilemma

Bezüglich der Frage einer veränderten Marktgestaltung ergibt sich jedoch ein Dilemma: Einerseits ist der Handlungsdruck zur Einführung eines Kapazitätsmarktes [1] groß, wie später noch ausgeführt wird, denn die Errichtung eines Kraftwerkes benötigt Zeit, ebenso wie die Etablierung eines Marktes. Die Zeit ist also knapp, eine falsche Entscheidung kann hohe Kosten zur Folge haben. Andererseits ist die Diskussion um die „richtige“ Antwort auf sich ändernde Rahmenbedingungen gerade erst voll entbrannt. Es mangelt an Erfahrungen, die den Besonderheiten des deutschen Systems Rechnung tragen. Rasch wird klar, dass das Problem vielschichtig und komplex ist. Zudem ist es von Partikularinteressen durchdrungen. Es bedarf daher einer gründlichen Behandlung, es besteht Forschungsbedarf. Dies jedoch benötigt Zeit.

Wie viel Zeit benötigt wird, und wie viel zur Verfügung steht, hängt von unterschiedlichen Faktoren, vor allem von der Einschätzung des „Sterbens“ des Kraftwerksparks, der zukünftigen Entwicklung der Last und der Geschwindigkeit der Zunahme der erneuerbaren Energien ab. Im Rahmen einer Studie im Auftrag des bne wurde dies durch BET Aachen in mehreren Szenarien quantifiziert. Im Basisfall besteht – unter Vernachlässigung von Netzrestriktionen innerhalb Deutschlands – ein erster Kapazitätsbedarf in den Jahren 2018-20, erkennbar an den nach oben abgetragenen, grauen Säulen [2] in Abb. 1. Berücksichtigt man übliche Zeiten für den Bau eines Kraftwerkes sowie Schätzungen für den Zeitbedarf, ein neues Marktsegment zu etablieren und durchzuführen, ist dieser Zeitraum von 7-9 Jahren als ausgesprochen knapp zu bezeichnen.

Vorschlag für Deutschland

Die Liberalisierung der Stromerzeugung in Deutschland ist noch jung. Sie hat weit weniger Erfahrungshorizont aufzuweisen als einen Investitionszyklus in Kraftwerkstechnologie und ist von einem eingeschwungenen Zustand oder gar dem „historischen“ Beweis des Funktionierens noch entfernt. Vor dem eingangs geschilderten Hintergrund verfolgt der Vorschlag eines Kapazitätsmarktes u. a. das Ziel, diese noch junge Marktentwicklung möglichst wenig zu tangieren.

Daher scheint es zwingend erforderlich, dass die heutigen Bestandteile des deutschen Strommarktes erhalten bleiben und durch einen Kapazitätsmarkt lediglich ergänzt werden. Hauptzweck dieses neuen Segmentes ist, das Vorhandensein von aus-

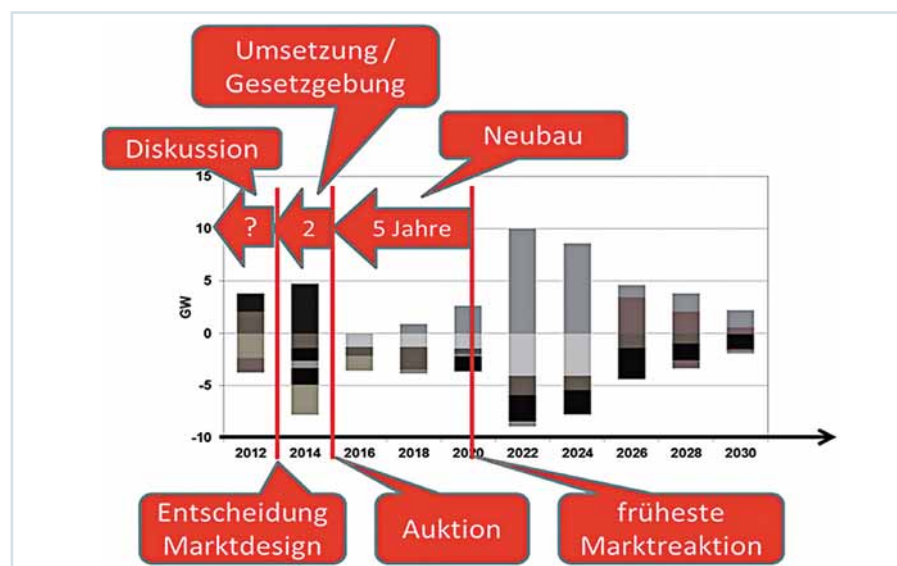


Abb. 1 Zeitbedarf bis zum Vorhandensein erster Erzeugungskapazitäten

reichend Erzeugungskapazität sicherzustellen und nicht deren Einsatz zu beeinflussen. Vor diesem Hintergrund werden folgende Vorschläge für Eckpunkte einer Marktausgestaltung unterbreitet [3]:

Ein „Koordinator“ muss für einen Kapazitätsmarkt zu allererst den Bedarf an Erzeugungskapazität bemessen. Dabei muss er sowohl den erwarteten Ausbau von erneuerbaren Energien, Lastsenkungs-Kapazitäten und die geplante Stilllegung von Kraftwerken beachten. Die Rolle hierbei ist von einer Instanz auszufüllen, die sowohl die wirtschaftlichen als auch die technischen und organisatorischen Erfordernisse abdecken kann und die notwendige Akzeptanz bei den betroffenen Marktteilnehmern besitzt. Da vielerlei netztechnische Fragestellungen tangiert werden, ist die Ansiedlung der Aufgabe beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) naheliegend. Sollte dies aus Akzeptanz- oder anderen Gründen nicht zielführend sein, ist alternativ vorstellbar, dass eine unabhängige, neu geschaffene Instanz – unterstützt vom ÜNB – die Aufgabe wahrnimmt. Eine „Idealbesetzung“ wäre ein bundesweiter, absolut unabhängiger ISO (Independent System Operator), der über die Koordination eines Kapazitätsmarktes hinaus diverse weitere sensible Aufgaben, z. B. im Zusammenhang mit dem Regelenergiemarkt, wahrnehmen könnte.

Der Kapazitätsbedarf sollte in einem jährlichen Auktionsverfahren versteigert werden. Aus den Erfahrungen der internationalen Kapazitätsmärkte sowie aus der Kenntnis des typischen Verlaufs einer Kraftwerksinvestition heraus kann man den Schluss ziehen, dass ein Kapazitätsmarkt eine Vorlaufzeit von etwa 5 Jahren benötigt um funktionieren zu können. In dieser Auktion ist ein market clearing price-Verfahren (mcp) zu bevorzugen, da dies Gebote auf Zuwachskostenbasis erwarten lässt.

Ein alternativ vorstellbares Pay-as-bid-Verfahren würde zusätzliche spekulative Elemente in das Bietverhalten der Akteure einbringen, jedoch keine Kostenreduktionen oder andere Vorteile erwarten lassen. In der Einfachheit und aus den Strombörsen resultierenden Bekanntheit des Verfahrens liegen weitere Vorteile. Das Gebot eines Investors würde sich so an der er-

warteten Unterdeckung seiner Investition gegenüber den bestehenden Marktstufen bemessen.

Die Unterteilung in unterschiedliche Klassen hinsichtlich der technischen Eigenschaften der Kraftwerke z. B. bezüglich ihrer Flexibilität (Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Mindestteillast, Anfahrtdauer) erscheint sinnvoll und kann vom Koordinator vorgegeben werden, denn es ist naheliegend, dass phasenweise z. B. mehr als ausreichend Grundlastkraftwerke, aber zu wenige flexible Assets vorhanden sein können. Im Falle eines technisch zu spezifizierenden Bedarfs kann der Koordinator diese Anforderungen somit explizit ausschreiben. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass zukünftig nicht nur genug, sondern auch „die richtigen“ Kapazitäten vorhanden sind.

Eine weitere Gestaltungsfrage ist die räumliche Abgrenzung. Diese kann notwendig werden, wenn und solange eine ungesteuerte Kraftwerksansiedlung zu Problemen im Netzbetrieb führen würde. Die komplexe Abwägung zwischen der Option „Netzausbau“ und der Alternative „Kraftwerksallokation“ nach zu definierenden Kriterien (volkswirtschaftliche Kosten, Akzeptanz der Standorte/Trassen, Umweltaspekte etc.) gehört somit zu den Aufgaben des Koordinators.

Die Abgrenzung z. B. auf die Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber erscheint technisch durchführbar und könnte vom Koordinator vorgenommen werden. Nach Einschätzung des Koordinators kann auch eine weitere Unterteilung dieser regelzonen umfassenden Märkte erfolgen: z. B. ist die Notwendigkeit einer Aufteilung des TenneT-Gebietes leicht vorstellbar, um Kraftwerks-Neubauten im nördlichen Bayern anzuregen. Durch die Bildung von regionalen Kapazitätsmärkten kann also gleichzeitig ein Allokationsanreiz für den Standort von Neubaukraftwerken gesetzt werden.

Um eine systematische Unter- oder Überdeckung des Koordinators mit Kapazität zu verhindern, bedarf es zweier Schranken. Pönalen können gegen drohende Unterdeckung schützen, sie dienen als Anreiz für den Koordinator, sich nicht zu knapp einzudecken. Damit geht allerdings ein Problem einher: Es müsste im Falle des Eintretens

nachgewiesen werden, dass der Koordinator zu wenig installierte Kapazität ausgeschrieben hat.

Gegenüber zu hoher Eindeckung kann eine Regulierung der Kosten helfen: Werden die anfallenden Kosten z. B. über die Netzentgelte sozialisiert, sind sie Teil der Regulierung und unterliegen der Kontrolle der BNetzA. Im Falle einer Umsetzung durch die ÜNB als Koordinatoren wäre auch eine Vergleichbarkeit der Kosten und Methoden der Bemessung untereinander gegeben.

Zentrale Fragen des Marktdesigns

Eine zentrale Frage des Marktdesign ist, ob der Kapazitätsmarkt sich auf die Gesamtkapazität beziehen sollte („Umfassender Kapazitätsmarkt“) oder sich nur auf Neubauten auswirken sollte („Selektiver Kapazitätsmarkt“). Jeder der Ansätze bietet spezifische Vorteile, die auch stark von den übrigen Gegebenheiten, wie etwa dem Förderregime für EE-Anlagen, dem regulatorischen Umfeld etc. abhängen.

Bei einer Einbeziehung der gesamten Kapazität in den Kapazitätsmarkt würden alle Anlagen jedes Jahr erneut an der Auktion teilnehmen können und sich für das Erfüllungsjahr zur Bereitstellung der Kapazität verpflichten, bei Neuanlagen ggf. auf einen längeren Zeitraum. Das Verfahren hat grundsätzlich den Vorteil, dass alle Elemente durch eine vertragliche Bindung zur Teilnahme verpflichtet werden, was die Planungssicherheit des Koordinators erhöht. Allerdings besteht Grund zu der Annahme, dass die vorhandenen Kraftwerke cum grano salis auch ohne diese Verpflichtung zur geplanten Gesamtkapazität beitragen, da sie das Interesse haben, einen Deckungsbeitrag mit dem vorhandenen Asset zu generieren. Diese Anlagen haben die Möglichkeit, in Abhängigkeit der Marktsituation ihre Nutzungsdauer kurzfristig zu verlängern.

Als nachteiliges Element des umfassenden Kapazitätsmarktes steht dem gegenüber, dass mit hohen Windfall Profits auf Seiten der Bestandsanlagen zu rechnen ist. Dies betrifft sowohl abgeschriebene Altanlagen, als auch junge Bestandsanlagen, die noch im Kapitaldienst stehen und in ihrer wirtschaft-

lichen Situation dem heutigen potenziellen Investment ähnlich sind. In einzelnen Jahren können so hohe Gesamtzahlungsströme und hohe Mitnahmeeffekte zugunsten der Betreiber bestehender Anlagen auftreten. In einem umfassenden Ansatz müssen diese Effekte angemessen gedämpft werden.

Im Falle eines technisch differenzierten Marktes (vereinfacht: „träge“ und „flexible“ Kraftwerke) könnten diese Windfall Profits theoretisch reduziert werden, sofern z. B. in der „trägen“ Klasse ein Überangebot herrscht. Hierbei ist allerdings zu bedenken, dass diese Grundlastklasse im Eigentum Weniger steht. Es besteht die Gefahr, dass jeder der Oligopolisten mit seinem Anteil am Erzeugungspark preissetzend werden und so beliebige Mitnahmeeffekte für alle Oligopolisten generieren könnte. Eine bloße Teilung des Marktes in träge und flexible Assets vermag daher das Problem der Windfall Profits nicht zu lösen, sondern lediglich um den Aspekt der Marktmacht zu erweitern.

Alternatives Modell

Das Alternativmodell des selektiven Kapazitätsmarktes bezieht nur Neubauten in den Markt ein. Die Festlegung des Koordinators muss also über den skizzierten Schritt hinaus nicht nur die benötigte Gesamtkapazität umfassen, sondern auch die voraussichtlich vorhandene Kapazität im Zukunftsjahr berücksichtigen, um so zum zusätzlichen Bedarf zu kommen. Durch den Wegfall von Zahlungen an Bestandsanlagen werden die geschilderten Probleme der Windfall Profits und der marktmachtgetriebenen Preise eliminiert. Allerdings werden in diesem

Ansatz Neubauten anders behandelt als Bestandsanlagen, was für junge Bestandsanlagen mit hohem Kapitaldienst zu finanziellen Nachteilen führt.

Ein Teilproblem hierbei ist die Abgrenzung des Bestandes zu Neubauten: Es liegt, als eindeutiges und öffentliches Merkmal, die Abgrenzung anhand der Aufnahme des kommerziellen Betriebes nahe. Als wesentliche Konsequenz ergibt sich für dieses Modell, dass jede Kapazität nur in genau einem Jahr an der Auktion teilnehmen kann, sofern sie bezuschlagt wird.

Junge Bestandsanlagen, die in ihrer wirtschaftlichen Situation den angereizten Neubauten ähnlich sein dürften, profitieren nicht vom Kapazitätsmarkt. Eine Ungleichbehandlung ist im Falle von Marktdesignänderungen zu erwarten und kann dem unternehmerischen Risiko der Investoren zugeordnet werden, gleichwohl wird sie von diesen voraussichtlich bemängelt werden.

Eine Festlegung auf einen selektiven Markt hat allerdings auch auf die bestehende Merit Order Auswirkungen. Die wesentlichen Aspekte hierbei sind folgende:

Ältere Bestandsanlagen werden von Neubauten, die Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt erzielen und tendenziell niedrigere Grenzkosten aufweisen, verstärkt an den rechten Rand der Merit Order gedrängt. Als Konsequenz ergeben sich geringere Einsatzzeiten bei potenziell niedrigeren Strompreisen, so dass die wirtschaftliche Situation dieser Anlagen verschlechtert wird. Insgesamt führt dies zu einer Beschleunigung des Umbaus

des Kraftwerksparks. Politisch und aus Umweltschutzgründen kann dies erwünscht sein, aus Sicht der Betreiber der bereits existierenden Assets eher nicht. Auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kann es Kostenvorteile bringen, Altanlagen betriebsbereit zu erhalten und gelegentlich einzusetzen, statt neue Kraftwerke zu errichten.

Zweite Marktstufe

Die Integration von Demand Side Management („DSM“) und Retrofit-Maßnahmen ist in dieser Stufe bisher nicht ohne Weiteres möglich, da die Laufzeit und Investitionskosten eines DSM grundsätzlich anders geartet sind als die eines Kraftwerks oder Speichers. Optionen der Regelenergiebereitstellung und damit die indirekte Beeinflussung der Bemessung des Kapazitätsmarktes bleiben hingegen bestehen.

Um diesen kurzfristig umsetzbaren Optionen einen direkteren Zugang zum Kapazitätsmarkt zu ermöglichen und zugleich die zweifellos auftretenden Prognosefehler des Koordinators in der 5-Jahres-Frist abfedern zu können, ist die Etablierung einer zweiten Marktstufe ein geeignetes Mittel. Mit einem Jahr Vorlauf könnten in einer nachgeschalteten Auktion fehlende Kapazitäten für den Zeitraum von einem Jahr nachgeordert werden.

Anbieter oder Bündler von DSM sowie Kraftwerksbetreiber, die über ein Retrofit nachdenken, könnten auf diesem Markt agieren und so direkt am Kapazitätsmarkt partizipieren. Auch zur Überbrückung eines Bedarfes, der von geringerer Dauer ist als eine Kraftwerkslebensdauer (Bedarfs-Peak) kann die zweite Marktstufe beitragen.

Forschungsbedarf

Über die Frage des Marktdesigns eines Kapazitätsmarktes darf der Gesamtzusammenhang nicht aus dem Auge verloren werden: Ein Kapazitätsmarkt – in welcher Ausgestaltung auch immer – vermag nur ein Baustein in einem geänderten Gesamtmarktdesign der Zukunft zu sein. Die Aufgabe der Umgestaltung unseres Energiemarktes zur Integration der erneuerbaren Energien umfasst weit mehr als dieses Marktsegment. Dem Dilemma der Notwendigkeit einer raschen Antwort auf eine komplexe Frage versucht



Abb. 2 Schema der Marktstufen des Kapazitätsmarktes

der vorliegende Vorschlag zu begegnen, indem eine Maßnahme ergriffen wird, die so geringfügig (und daher kostengünstig) wie möglich ist, die drängendsten Probleme zu lösen, um so die Zeit zur tieferen Beschäftigung mit der Gesamtfrage des Marktdesigns in einer von erneuerbaren Energien dominierten Versorgungslandschaft zu gewinnen. Die Botschaften, die sich hieraus ableiten lassen, lauten:

1. *Es besteht Handlungsbedarf!* Die Zeit für langes Abwarten ist nicht vorhanden, die Diskussion um die kurzfristig zu ergreifenden Maßnahmen muss sofort geführt, die Umsetzung in die Wege geleitet werden.

2. *Es besteht Forschungsbedarf!* Notwendig ist die Diskussion und Simulation verschiedener Ansätze, deren Bewertung und Abwägung aus den Blickwinkeln verschiedener Marktteilnehmer, insbesondere was den Kontext des zu entwickelnden Gesamtmarktdesigns angeht. Diese Frage ist nicht rasch zu lösen.

Vor diesem Hintergrund plant BET Aachen in Kooperation mit Unternehmen und Hochschulen Forschungsaktivitäten aufzuneh-

men, über die und deren Ergebnisse wir berichten werden.

Mehr als ein Schlagwort

Der Kapazitätsmarkt ist mehr als ein Schlagwort, seine Notwendigkeit wird von vielen Marktteilnehmern gesehen – will man kein Experiment mit der Versorgungssicherheit des Standorts Deutschland wagen. In den Fragen seiner Ausgestaltung können internationale Vorbilder helfen, keines passt aber vollständig auf die spezifischen deutschen Verhältnisse. In vielen Einzelaspekten wird Forschungsbedarf erkennbar. Zugleich kann mit den ersten Schritten einer Einführung schlechterdings nicht noch einige Jahre gewartet werden.

Pragmatische, sachorientierte Festlegungen und das Sammeln erster Erfahrungen mit diesem für Deutschland neuen Marktsegment sind daher angeraten. Hierbei treten Verbesserungspotenziale im heutigen Marktdesign wie das Fehlen eines „echten“ ISO für ganz Deutschland, zu Tage. Dies ist ein positiver Nebeneffekt. Parallel zu den ersten Umsetzungsschritten ist es aber von großer Bedeutung, die Frage nach dem

richtigen Gesamt-Marktdesign, das den angestrebten Umbau unserer Erzeugungslandschaft ermöglicht und fördert, gründlich und zügig zu beantworten. Der Kapazitätsmarkt ist nur ein Teil dieser Antwort.

Anmerkungen

[1] Im vorliegenden Artikel wird der Begriff „Kapazitätsmarkt“ benutzt, da er den marktwirtschaftlichen Charakter des Vorschlages betonen soll. Von anderen Autoren wird zwischen „Kapazitätsmarkt“ und „Kapazitätsmechanismus“ unterschieden, was hier zugunsten der genannten Schwerpunktsetzung vernachlässigt wird.

[2] Nach oben abgetragen sind neue Kraftwerkskapazitäten, bis 2015 sind dies exogene Vorgaben, danach durch das Modell vorgenommene Zubauten. Nach unten abgetragen sind Stilllegungen. Die Graustufen stehen für unterschiedliche Kraftwerksklassen (Brennstoffe).

[3] Die dargestellten Eckpunkte basieren auf einer Studie, die BET Aachen im Auftrag des bne Bundesverband neuer Energieanbieter in diesem Jahr erstellt hat.

Dipl.-Ing. Dipl.-Ing. (FH) D. Nailis, Dipl.-Wirt.-Ing. L. Schuffelen, Berater, BET Aachen
Dominic.Nailis@BET-Aachen.de