

SIND KAPAZITÄTSMÄRKTE IN DEUTSCHLAND ERFORDERLICH? - EINE KRITISCHE ANALYSE VOR DEM HINTERGRUND DER ÖKONOMISCHEN THEORIE¹

von

Felix Müsgens, Markus Peek

Abstract:

In diesem Artikel werden die Preisbildungsmechanismen auf ‚energy only‘-Märkten und mögliche Ursachen für volkswirtschaftliche Ineffizienzen diskutiert. Damit wird der Frage nachgegangen, ob das heutige Marktdesign aus Sicht der ökonomischen Theorie adäquate Anreize für Kraftwerksinvestitionen zur Gewährleistung eines effizienten Niveaus der Versorgungssicherheit setzen kann. Zugleich werden grundsätzliche Probleme diskutiert, die sich durch Anpassung des Marktdesigns bei der Einführung von Kapazitätsmärkten ergeben können.

Key words: Elektrizitätsmärkte, Marktdesign, Versorgungssicherheit

Autoren:

Prof. Dr. Felix Müsgens
Brandenburgische Technische Universität Cottbus
Institut für Energietechnik
Cottbus

felix.muesgens_at_tu-cottbus.de

Markus Peek
r2b energy consulting GmbH

Köln

markus.peek_at_r2b-energy.de

¹ Wir danken den Teilnehmern eines Workshops beim Bundesumweltministerium für wertvolle Kommentare und dem Umweltbundesamt für die finanzielle Unterstützung dieser Forschung.

I. EINLEITUNG

Sicherheit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie Effizienz sind zentrale Ziele bei der Energieversorgung von Industrieunternehmen und privaten Haushalten und auch wesentliche Voraussetzungen für den zukünftigen Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland. Dabei war die Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Europa in den beiden letzten Jahrzehnten massiven Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen unterworfen. Im Mittelpunkt standen dabei die Liberalisierung der Märkte und der Schutz des Klimas:

Mit der EU-Richtlinie 96/92/EC wurden die Grundvoraussetzungen für einen EU-Binnenmarkt für Elektrizität und eine wettbewerblich organisierte Stromerzeugung geschaffen. Durch die Umsetzung dieser Regeln in nationales Recht hat sich ein Großhandelsmarkt für Elektrizität in Deutschland etablieren können, der durch hohe Liquidität, zunehmende Wettbewerbsintensität und eine Integration in den europäischen Markt charakterisiert ist. Parallel ist der Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems hin zu einem Erzeugungssystem mit geringeren Treibhausgasemissionen und hohen Anteilen erneuerbarer Energien ein wesentlicher Schwerpunkt der Energiepolitik geworden. Diese Entwicklung wird geleitet durch zahlreiche europäische und nationale Vorgaben, wie beispielsweise der Einführung eines Treibhausgasemissionshandels und Vorgaben zur Förderung von Erzeugungstechnologien auf Basis regenerativer Energieträger. In der Folge hat sich der Anteil der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen in Deutschland von 6,4 % im Jahre 2000 auf etwa 17 % im Jahre 2010 jeweils bezogen auf den Stromverbrauch erhöht. Allerdings hat diese Entwicklung auch dazu geführt, dass sowohl die Stromerzeugung als auch Investitionen in Erzeugungsanlagen zu einem zunehmenden Anteil nicht mehr durch die Preissignale des Großhandelsmarktes gesteuert werden.

Das im September 2010 veröffentlichte Energiekonzept der Bundesregierung sowie der im März 2011 beschlossene Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland werden die Dynamik des Transformationsprozesses weiter beschleunigen. In diesem Zusammenhang wird zunehmend die Frage aufgeworfen, ob ein Marktdesign auf Basis einer Vergütung der erzeugten Energie, sog. ‚energy only‘-Märkte, in der Lage ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Konkret ist zu diskutieren, ob energy only-Märkte genügend Anreize setzen, um Neubauten von konventionellen Kraftwerken in dem Umfang zu ermöglichen, der zum Erhalt eines effizienten Niveaus der Versorgungssicherheit erforderlich ist. Als Alternative wird die Einführung von Kapazitätsmärkten diskutiert, die ausreichende Anreize zum Erhalt der Versorgungssicherheit setzen sollen.

Kapazitätsmärkte sind als Ergänzung zu ‚energy only‘-Märkten, auf denen ausschließlich die gelieferte elektrische Energie vergütet bzw. bezogene elektrische Energie bezahlt werden muss, gedacht. Auf Kapazitätsmärkten können Anbieter ggf. mit einem zeitlichen Vorlauf ihre verfügbare bzw. installierte Leistung anbieten und erhalten bei einem Zuschlag einen entsprechenden Preis. Kapazitätsmärkte sollen dem Ziel dienen, ausreichend Erzeugungskapazität im Voraus sicherzustellen, um diese bei Bedarf zur Verfügung zu haben. Weil Versorgungssicherheit

auf ‚energy only‘-Märkten kein eigenes Produkt ist, müssen zur Einführung von Kapazitätsmärkten gesetzliche und regulatorische Vorgaben sowie das entsprechende Marktdesign festgelegt werden, um eine „künstliche“ Nachfrage über eine Verpflichtung von ausgewählten Marktteilnehmern zu schaffen. Zu diesem Zweck können z. B. Energieversorgungsunternehmen oder Übertragungsnetzbetreiber zur Vorhaltung von Optionen für Kapazitäten mit entsprechendem zeitlichem Vorlauf verpflichtet werden.

Vor diesem Hintergrund werden im ersten Teil dieses Artikels zunächst Preisbildungsmechanismen auf Elektrizitätsmärkten in theoretischer Hinsicht erläutert und analysiert. Darauf aufbauend werden anschließend mögliche Probleme von sogenannten ‚energy only‘-Märkten diskutiert. Im dritten Teil werden die möglichen Auswirkungen der Einführung von Kapazitätsmärkten und deren Rückwirkungen auf die effiziente Integration von erneuerbaren Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem skizziert. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst.

II. THEORIE DER PREISBILDUNG AUF ELEKTRIZITÄTSMÄRKTEN

Preise auf einem idealisierten Wettbewerbsmarkt der ökonomischen Theorie bilden sich im Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragefunktion und liefern für Unternehmen effiziente Anreize für Produktions- und Investitionsentscheidungen.

Abbildung 1 illustriert den Preisbildungsmechanismus auf einem entsprechenden idealisierten Markt.

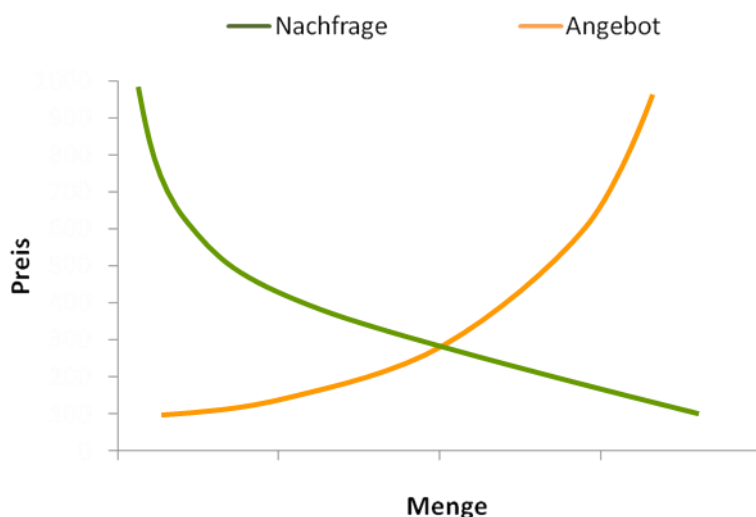


Abbildung 1: Preisbildung auf einem idealisierten Wettbewerbsmarkt

Die Angebotskurve repräsentiert den Verlauf der Preise über die Angebotsmenge, die von den Anbietern gefordert werden. Bei vollkommenem Wettbewerb entspricht der jeweilige Angebotspreis den Grenzkosten der Erzeugung für die entsprechende Angebotsmenge. Die Grenzkosten der Erzeugung sind in diesem Fall identisch zu den Kosten, die aus der Bereitstellung einer zusätzlichen Einheit resultieren. Die Nachfragekurve entspricht der Zahlungsbereitschaft

der Verbraucher für den Bezug einer zusätzlichen Einheit und repräsentiert den Grenznutzen der Verbraucher.

Auf Elektrizitätsmärkten kommt als Besonderheit hinzu, dass sowohl das Angebot wie auch die Nachfrage kurzfristig teilweise preisunelastisch sind. Auf der Angebotsseite können kurzfristig nur die Kraftwerke anbieten, die bereits gebaut und einsatzbereit sind. Neue Kraftwerke benötigen vom Zeitpunkt der Investitionsentscheidung unter Berücksichtigung von Planungs-, Bau- und Inbetriebnahmephase je nach Technologie zwischen zwei und sechs Jahren bis zur Fertigstellung. Eine Lagerhaltung von elektrischer Energie ist nur im begrenzten Umfang möglich. In der kurzen Frist ist die Angebotsfunktion somit ab einer bestimmten Menge vollkommen preisunelastisch. Bis zu dieser Menge bestimmen die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung den Angebotspreis zu jeder Angebotsmenge. Abbildung 2 zeigt exemplarisch den Verlauf der Angebotsfunktion zu einem Zeitpunkt.

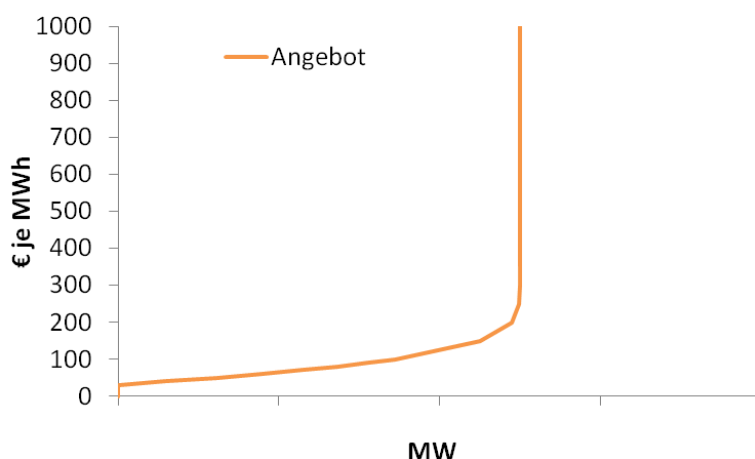


Abbildung 2: Angebotskurve auf dem Großhandelsmarkt für Strom

Auf Seiten der Verbraucher existieren tägliche, wöchentliche und saisonale Zyklen, so dass sich für jede Periode ein anderer Verlauf der Nachfragefunktion ergibt. D. h. der Grenznutzen des Verbrauchs verändert sich in Abhängigkeit von der Tageszeit, vom Wochentag und der Jahreszeit. Durch die weitgehend fehlende Möglichkeit der Lagerhaltung von elektrischer Energie ist auch der Grenznutzen der Nachfrage im erheblichen Ausmaß von der jeweiligen Bezugsperiode abhängig. Weiterhin reagiert ein Teil der Nachfrage in der kurzen Frist nicht auf die Preissignale am Großhandelsmarkt, da entweder keine Zähler mit Leistungsmessung eingebaut sind, die den Verbrauch zeitabhängig erfassen, oder unabhängig vom Verbrauchszeitpunkt ein Einheitspreis gezahlt wird.

Aus diesen Gründen ergibt sich auf der Nachfrageseite eine vergleichbare Inflexibilität zur Angebotsseite. Bis zu einer gewissen Menge hängt die aggregierte Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt vom Strompreis am Großhandelsmarkt ab. Unterhalb dieser Menge ist die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt in der kurzen Frist vollkommen preisunelastisch. Abbildung 3 zeigt

exemplarisch die Nachfragekurve in der kurzen Frist unter den zuvor beschriebenen Besonderheiten in der Elektrizitätsversorgung.

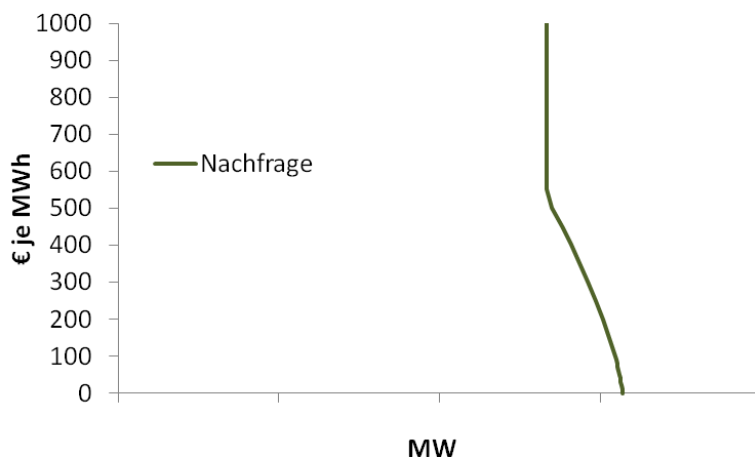


Abbildung 3: Nachfragekurve auf dem Großhandelsmarkt für Strom

Aus den zuvor dargestellten Eigenschaften der Angebots- und Nachfrageseite sind bei der Preisbildung auf funktionierenden ‚energy only‘-Märkten zwei Situationen zu unterscheiden.

In der ersten Situation (Abbildung 4) ergibt sich ein Strompreis am Großhandelsmarkt, der sowohl den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung als auch dem Grenznutzen der Nachfrage jener Verbraucher entspricht, die diesen auf dem Großhandelsmarkt offenbaren (können). Betreiber von sog. inframarginalen Kraftwerken (Kraftwerke, deren Grenzkosten unterhalb des Preises liegen) können Deckungsbeiträge zur Refinanzierung ihrer fixen Betriebskosten sowie ihrer Investitionskosten erzielen. Der Betreiber des teuersten eingesetzten Kraftwerks sowie die Betreiber von sog. extramarginalen Kraftwerken können hingegen in dieser Situation keine Deckungsbeiträge erzielen. Die Preissignale des Großhandelsmarktes sind dabei geeignet, die Effizienz hinsichtlich des Einsatzes des Kraftwerksparks zu gewährleisten, weil die Kraftwerke nach der Höhe der kurzfristigen Erzeugungskosten eingesetzt werden. Der Markt garantiert somit eine kostenminimale Erzeugung aus einem existierenden Kraftwerkspark zur Deckung der Nachfrage.

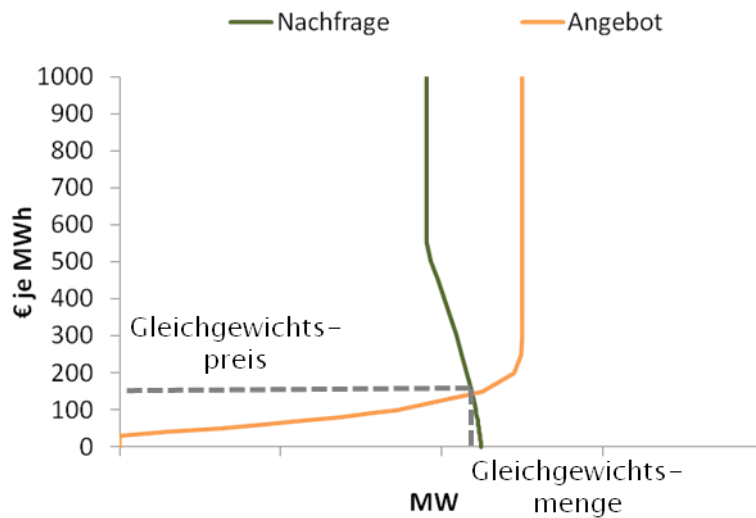


Abbildung 4: Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom - Situation 1

In der zweiten Situation (Abbildung 5) ergibt sich ein Strompreis am Großhandelsmarkt, der über den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung liegt und der ausschließlich von dem Grenznutzen der Nachfrage jener Verbraucher bestimmt wird, die ihre Präferenzen auf dem Großhandelsmarkt offenbaren. In dieser Situation können die Betreiber aller verfügbaren Kraftwerke Deckungsbeiträge zur Refinanzierung ihrer fixen Betriebskosten sowie Investitionskosten verdienen.

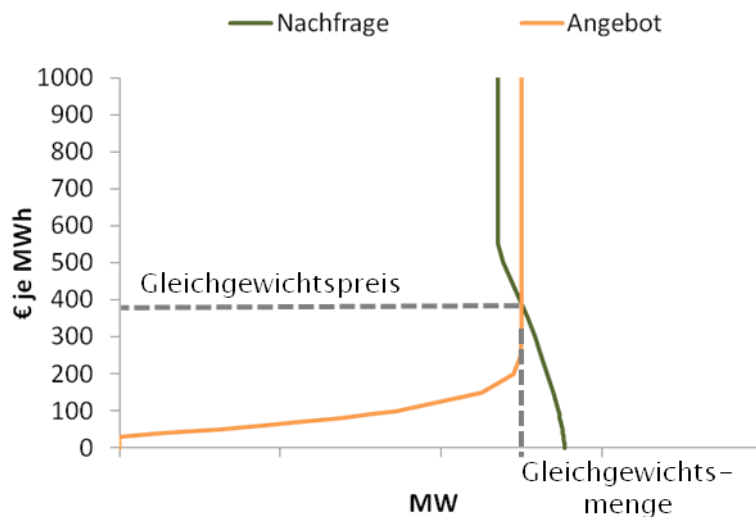


Abbildung 5: Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom - Situation 2

Entscheidend ist, dass das Angebot mittel- und langfristig variabel ist und sich anpassen kann. Sind die Deckungsbeiträge zu niedrig, werden Kapazitäten stillgelegt oder in die Kaltreserve überführt. Die Angebotsfunktion verschiebt sich nach links und die Preise steigen an. Ist dagegen zu wenig Kapazität im Markt, sind die Margen so hoch, dass sich der Markteintritt lohnt. Im Gleichgewicht ist die Differenz aus variablen Kosten und Preis in Summe über alle Stunden

gerade so groß, dass die Kraftwerke ihre Vollkosten verdienen. Ein eingängiges Beispiel hierzu findet sich bei Joskow (2006).

Die Preise am Großhandelsmarkt können somit nicht nur effiziente Signale für den Einsatz des Kraftwerksparks senden, sondern setzen zumindest in der theoretischen Betrachtung zugleich auch effiziente Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke. Der Investitionsanreiz ist dabei für alle Kraftwerke und insbesondere auch für das Kraftwerk mit den höchsten kurzfristigen Erzeugungskosten gegeben. Die vorherigen Ausführungen zeigen, dass ‚energy only‘-Märkte vom theoretischen Grundsatz her in der Lage sind, effiziente Investitionsanreize für Kraftwerksneubauten zu setzen.

III. MÖGLICHE PROBLEME AUF ‚ENERGY ONLY‘-MÄRKTEN

Die zuvor dargestellten Preisbildungsmechanismen stellen sicher, dass Investitionssignale für den Neubau von konventionellen Kraftwerken durch Preissignale auf ‚energy only‘-Märkten gegeben werden. Allerdings besteht bei den dargestellten Ergebnissen der theoretischen Analyse die Notwendigkeit, dass zumindest ein Teil der Verbraucher ihren Grenznutzen am Großhandelsmarkt offenbaren (können). Weiterhin ist zu prüfen, ob Preissignale von ‚energy only‘-Märkten Anreize mit dem erforderlichen zeitlichen Vorlauf für den Neubau von Kraftwerken setzen und diese auch im ausreichenden Umfang erfolgen. Im Folgenden werden mögliche Gründe für Marktversagen diskutiert. Hierbei wird auf vier mögliche Ursachen eingegangen. Erstens wird ein mögliches Marktversagen durch die Eigenschaften der Nachfrageseite diskutiert. Zweitens wird der Frage nachgegangen, welche Konsequenzen sich aufgrund externer Effekte von nicht-leistungsgemessenen Verbrauchern im Zusammenspiel mit der Notwendigkeit der Rationierung von Verbrauchergruppen ergeben, wenn Angebot und Nachfrage auf dem Großhandelsmarkt über Preissignale nicht ausgeglichen werden können. Drittens wird die Rolle von Unsicherheiten bei Kraftwerksinvestitionen in Verbindung mit der langen Realisierungsdauer von Kraftwerksneubauten analysiert. Viertens wird die Möglichkeit von Regulierungsversagen als mögliche Ursache für Marktversagen diskutiert.

Preiselastizität der Nachfrage

Die Reaktion der aggregierten Nachfrage auf Preissignale am Großhandelsmarkt ist aktuell in Deutschland - wie auch in den meisten anderen Ländern - gering. Zunächst haben viele Kunden eine hohe Zahlungsbereitschaft für elektrische Energie. In diesem Fall sind die Kunden bereit, in Knappheitszeiten hohe Preise zu zahlen, so dass Einschränkungen des Verbrauchs erst bei sehr hohen Preisen im relevanten Umfang zu erwarten sind. Die geringe Preiselastizität dieser Verbraucher ist allerdings zugleich Ausdruck ihrer Präferenzen und somit eines hohen Grenznutzens der Nachfrage. Problematisch ist insbesondere der Fall, wenn Kunden die Preissignale des Großhandelsmarktes nicht bemerken (können). Dies ist in der derzeitigen Praxis durch zwei Hauptursachen begründet:

1. Nicht-leistungsgemessenen Kunden kann der aktuelle (stündliche) Strompreis am Großhandelsmarkt nicht in Rechnung gestellt werden, weil der tatsächliche Strombezug in der jeweiligen Periode (Stunde) nicht ermittelt werden kann. Die Bezugskosten dieser

Kunden basieren auf einem (in der Regel zuvor definierten) durchschnittlichen Preis und dem Gesamtverbrauch im entsprechenden Zeitraum.

2. Ein Teil der leistungsgemessenen Kunden bezieht von ihrem Versorger elektrische Energie über einen Strombezugsvertrag, der keine stündliche Differenzierung des Strompreises in Abhängigkeit von den Strompreisen am Großhandelsmarkt vorsieht.

Die Nachfragefunktion spiegelt für diese Kunden nicht die Präferenzen, d. h. den Grenznutzen der Nachfrage, wider.

Laut Joskow (2006, S. 32) ist dies im amerikanischen Markt ein weit verbreitetes Problem: “Only a tiny fraction of electricity consumers and electricity demand during peak hours can see real time prices and can react quickly enough from the system operator’s perspective to large sudden price spikes to keep supply and demand in balance consistent with operating reliability constraints. Neither the metering nor the control response equipment is in place except at a small number of locations. As a result, on a typical U.S. network 98+% of peak demand is effectively price inelastic in the time frame that system operators are looking for during scarcity conditions.”

In Deutschland kann hingegen davon ausgegangen werden, dass die Preiselastizität der aggregierten Nachfrage höher ist als von Joskow für den amerikanischen Markt dargestellt. Bereits im derzeitigen Markt offenbart ein Teil der Verbraucher, die sowohl leistungsgemessenen sind als auch über eigene Handelsaktivitäten oder entsprechend ausgestaltete Strombezugsverträge verfügen, ihre Zahlungsbereitschaft am Großhandelsmarkt. Bei Verbrauchern, die zwar leistungsgemessenen sind, aber aufgrund der Ausgestaltung ihres Strombezugsvertrags derzeit ihren Grenznutzen am Großhandelsmarkt nicht offenbaren, kann davon ausgegangen werden, dass sie mit einer geringen Vorlaufzeit durch Anpassungen des Strombezugsvertrags ihre Preiselastizität bei Kapazitätsknappheit am Großhandelsmarkt offenbaren. Dies ermöglicht diesen Verbrauchern, ihr Verbrauchsverhalten entsprechend ihres Grenznutzens an die Preissignale am Großhandelsmarkt anzupassen. In Deutschland liegt der Anteil von leistungsgemessenen Verbrauchern bezogen auf den jährlichen Verbrauch bei ca. 60 %. Selbst bei einer konservativen Abschätzung kann somit davon ausgegangen werden, dass etwa 30.000 MW des Verbrauchs zu Spitzenlastzeiten als grundsätzlich preiselastisch angesehen werden kann. Leistungsgemessenen Kunden werden nämlich – entsprechende vertragliche Regelungen vorausgesetzt – ex-post die wahren Kosten ihres Stromverbrauchs in Rechnung gestellt. Da diese dies bereits im Vorhinein wissen, ist davon auszugehen, dass sie ihren Stromverbrauch in Abhängigkeit von den Preisen am Großhandelsmarkt eigenverantwortlich gemäß ihrer Präferenzen einschränken. Eine Abschaltbarkeit durch den Netzbetreiber oder Regulierer ist dadurch nicht erforderlich.

Für Deutschland kann folglich davon ausgegangen werden, dass eine Preissetzung durch den Grenznutzen der Nachfrager, die ihre Präferenzen am Großhandelsmarkt in Situationen mit Kapazitätsengpässen offenbaren, unabhängig von den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung erwartet werden kann. Die Voraussetzungen der theoretischen Analyse, dass Preissignale eines

„energy only“-Marktes Anreize für Investitionen in Neubauten von Kraftwerken setzen, kann in Deutschland somit als gegeben unterstellt werden.

Versorgungssicherheit als Allmende-Gut

Im Allgemeinen haben einzelne Verbraucher auf einem „energy only“-Markt keinen bzw. einen zu geringen Anreiz, in ein Produkt Versorgungssicherheit zu investieren.² Eine zusätzliche Investition in Versorgungssicherheit eines einzelnen Verbrauchers erhöht die Versorgungssicherheit für alle Verbraucher. Da aufgrund der fehlenden individuellen Abschaltbarkeit und der fehlenden Möglichkeit der Inrechnungstellung des aktuellen Strompreises am Großhandelsmarkt bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchern eine Ausschließbarkeit einzelner Verbraucher über den Großhandelspreis nicht gegeben ist, handelt es sich für diese Verbraucher bei Versorgungssicherheit um ein unreines öffentliches Gut bzw. sog. Allmende-Gut. Der gemeinsame Nutzen aller Verbraucher kann in Summe höher als die Kosten sein, jeder einzelne Verbraucher kann hingegen durch eine entsprechende Zahlungsbereitschaft für die Investition in ein Reservekraftwerk seine eigene Versorgungssicherheit nicht in entsprechendem Umfang erhöhen, weil bei einem Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage ggf. eine Abschaltung unabhängig von der tatsächlich vorhandenen Zahlungsbereitschaft erfolgt.

Grundsätzlich ist somit die Gefahr gegeben, dass „energy only“-Märkte zwar Anreize für den Neubau von Kraftwerken setzen, diese Anreize unter dem Aspekt der volkswirtschaftlichen Effizienz aber zu gering sind.

In welchem Ausmaß und in welcher Art und Weise mit entsprechenden Ineffizienzen aufgrund von externen Effekten zu rechnen ist, hängt in erheblichem Umfang davon ab, was in Situationen zu erwarten ist, in denen ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage nicht über den Preis am Großhandelsmarkt möglich ist (Abbildung 6).

² Es existieren auch einzelne Verbraucher, wie bspw. Krankenhausbetreiber, die aufgrund hoher Kosten bzw. rechtlicher Vorgaben durch Investitionen in dezentrale Notstromaggregate zusätzlich ihre individuelle Versorgungssicherheit erhöhen. Die Notstromaggregate dienen dabei im Wesentlichen der Absicherung gegenüber Netzfehlern.

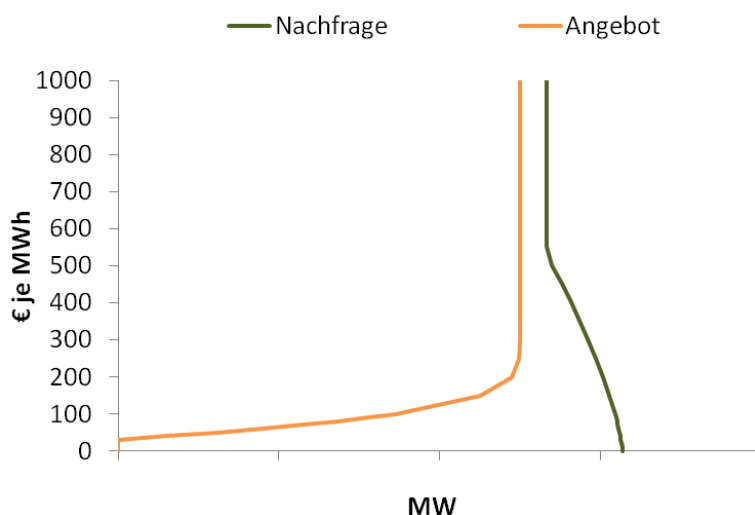


Abbildung 6: Kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Großhandelsmarkt für Strom

Externe Effekte können sich in dieser Situation ergeben, weil den nicht leistungsgemessenen Kunden die tatsächlichen Kosten des Strombezugs unter Berücksichtigung des Preises am Großhandelsmarkt nicht in Rechnung gestellt werden (kann) und diese trotz einer zu geringen tatsächlichen Zahlungsbereitschaft elektrische Energie beziehen.³ Sind dadurch Rationierungen von Verbrauchern zu erwarten, deren tatsächliche Zahlungsbereitschaft über den Kosten der Gewährleistung der Versorgung liegt, ergibt sich ein negativer externer Effekt für diese Verbraucher. Sind Verbraucher von der Rationierung betroffen, deren tatsächliche Zahlungsbereitschaft unter den Kosten der Gewährleistung der Versorgung liegt, ergibt sich ein positiver externer Effekt.

Bevor das Ausmaß positiver und negativer externer Effekte in einer solchen Situation diskutiert wird, ist es wichtig, darauf hinzuweisen, dass solche Situationen nicht nur als Folge von Ineffizienzen auf ‚energy only‘-Märkten auftreten können. Auf einem Markt bei dem das Angebot im entsprechenden Zeitbereich auch bei hohen Preisen am Großhandelsmarkt nicht beliebig ausgeweitet werden kann und ein Teil der Nachfrager nicht auf entsprechende Preissignale in der kurzen Frist mit einer Verringerung der nachgefragten Menge reagiert, kann sich eine solche Situation aus unterschiedlichen Gründen mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit einstellen. Durch unerwartete Ereignisse, wie ungeplante technische Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken in erheblichen Ausmaß, unerwartete rechtliche Vorgaben zur Nutzungsmöglichkeit bzw. Stilllegung von Kraftwerken oder einem unerwarteten Anstieg der Nachfrage von Kunden, die

³ In der Literatur werden in der Regel die negativen externen Effekte detailliert diskutiert. Neben den negativen externen Effekten für Verbraucher werden ebenfalls mögliche negative externe Effekte für Kraftwerksbetreiber diskutiert (vgl. hierzu z. B. Crampton, P. & Ockenfels, A. 2011). Negative externe Effekte für Kraftwerksbetreiber sind in der Realität in Deutschland nicht in nennenswertem Umfang zu erwarten, weil bei einer Rationierung davon auszugehen ist, dass eine Belieferung von nicht rationierten Kunden weiterhin erfolgt und eine Abschaltung von Kraftwerken am Hoch- und Höchstspannungsnetz nicht zu erwarten ist.

ihre Präferenzen am Großhandelsmarkt nicht offenbaren (können), können sich diese Situationen, wenn auch mit einer geringen Wahrscheinlichkeit, für praktisch jede installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ergeben, solange nicht alle Verbraucher auf Preissignale des Großhandelsmarktes reagieren (können). Eine höhere installierte Leistung verringert ausschließlich die Wahrscheinlichkeit, dass eine solche Situation auftritt. Auch bei einer Einführung von Kapazitätsmärkten wäre die Versorgungssicherheit nicht zu 100 % gegeben, da – wenn auch mit geringer Wahrscheinlichkeit – z.B. immer ein großer Teil der Kraftwerke ausfallen könnte.⁴

Steht nicht ausreichend Kapazität zur Deckung der Nachfrage der nicht-leistungsgemessenen Kunden zur Verfügung, so können in dieser Stunde nicht alle Verbraucher mit elektrischer Energie versorgt werden. Eine solche Situation führt in der Praxis in Deutschland nicht zu einem vollständigen Zusammenbruch der Elektrizitätsversorgung.⁵ Stattdessen würden nicht-leistungsgemessene Verbraucher durch Abschaltung von einzelnen Verteilnetzen partiell rationiert. Rationierungen müssten in einem Umfang erfolgen, bis die (verbleibende) Nachfrage dem verfügbaren Angebot entspricht.

Für Verbraucher, die leistungsgemessen sind, würden sich in der Regel keine externen Effekte einstellen, weil sie nicht rationiert werden, sondern aufgrund des Strompreises am Großhandelsmarkt auf einen Bezug von elektrischer Energie verzichten würden. Nur ein Teil der Verbraucher, nämlich diejenigen, die ihre Zahlungsbereitschaft am Großhandelsmarkt nicht offenbaren (können), sind von der Rationierung betroffen. Die Verbraucher im rationierten Gebiet werden also abgeschaltet, ohne vorher nach ihrer Zahlungsbereitschaft gefragt worden zu sein. Es stellt sich aber noch die Frage, ob diese Verbraucher zu den in diesen Momenten sehr hohen Strompreisen am Großhandelsmarkt überhaupt hätten elektrische Energie verbrauchen wollen. Einige der abgeschalteten Kunden hätten auch zu den hohen Preisen verbrauchen wollen. Durch die Abschaltung ergibt sich eine Ineffizienz, weil ihr Grenznutzen höher als der Strompreis am Großhandelsmarkt ist (negativer externer Effekt). Andere Kunden dagegen hätten zu diesen Konditionen keinen Strom bezogen, wenn sie die hohen Preise direkt auf der Rechnung sehen würden, weil ihr Grenznutzen geringer als der Strompreis am Großhandelsmarkt wäre (positiver externer Effekt).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass einerseits die externen Effekte deutlich geringer sind, als in einer Situation, in der die fehlende Möglichkeit eines Ausgleiches von Angebot und Nachfrage am Großhandelsmarkt zu einem vollständigen bzw. weitreichenden Zusammenbruch der Stromversorgung führen. Kraftwerksbetreiber und leistungsgemessene Kunden,

⁴ Weiterhin gibt es natürlich auch heute schon Unterbrechungen in der Stromversorgung, die insbesondere auf Netzproblemen basieren.

⁵ Die Situation ist hierbei in Deutschland möglicherweise anders als in den USA. Während in vielen regionalen Märkten in den USA die Preisfindung erst relativ kurz vor Lieferbeginn stattfindet, erfolgt diese in Deutschland schon um 12 Uhr mittags am Tag vor der Lieferung. Die Nachfrager sind verpflichtet, hier eine möglichst genaue Deckung ihres Bedarfs auf Basis einer Prognose zu gewährleisten. Fehlende Kapazitäten fallen also mit einem Vorlauf von mindestens 12 Stunden auf.

die auf Preissignale am Großhandelsmarkt reagieren, haben i.d.R. keine negativen externen Effekte zu erwarten. Andererseits handelt es sich bei den externen Effekten bei den übrigen Verbrauchern, die durch eine Rationierung verursacht werden, aus Sicht der volkswirtschaftlichen Effizienz sowohl um negative als auch positive externe Effekte. Welche Effekte überwiegen, kann aus heutiger Sicht nicht abschließend beurteilt werden. Bei der Beurteilung der Notwendigkeit von regulatorischen Markteingriffen ist daher allerdings insbesondere zu berücksichtigen, dass bei einer Erhöhung der Versorgungssicherheit durch eine Erhöhung der installierten Kraftwerksleistung sowohl die negativen als auch die positiven externen Effekte zunehmen.

Rationale Erwartungen und Unsicherheit

Investitionen in Erzeugungskapazität haben eine lange wirtschaftliche und technische Lebensdauer und eine hohe Kapitalintensität. Da Energiemärkte grundsätzlich Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung wichtiger Kosten- und Erlösparameter aufweisen, stellt sich die Frage, ob die erforderlichen Investitionen für Kraftwerksneubauten unter Berücksichtigung der langen Realisierungszeiten rechtzeitig getätigt werden. Hierbei ist insbesondere die Annahme einer perfekten Voraussicht von Investoren zu diskutieren, die in zahlreichen Analysen der ökonomischen Theorie unterstellt wird. Die Annahme einer perfekten Voraussicht von Investoren ist vor dem Hintergrund der langen Realisierungszeiten von Kraftwerksneubauten und der Unsicherheiten über die Entwicklung der technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingung in der Praxis kritisch zu sehen. Im besten Fall können potentielle Investoren Entscheidungen über Kraftwerksneubauten auf Basis rationaler Erwartungen treffen. D. h. die Erwartungen über die zukünftigen Preis- und Kostenentwicklungen sind zwar im Mittel richtig, sind aber aufgrund der unterschiedlichen möglichen Entwicklungspfade aufgrund der Unsicherheiten nie identisch mit den tatsächlichen Entwicklungen. Somit können sich für den realisierten Entwicklungspfad aus Sicht der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt im Zeitverlauf durch Investitionen in Kraftwerksneubauten vorübergehend eine zu geringe als auch eine zu hohe installierte Kraftwerksleistung ergeben. Haben Investoren statische bzw. adaptive Erwartungen, ergibt sich die zusätzliche Problematik, dass Investitionsentscheidungen erst dann getroffen werden, wenn sich die erforderlichen Preissignale zur Refinanzierung von Investitionen bereits realisiert haben (statische Erwartungen) bzw. sich eine Realisierung in den Preissignalen abzeichnet (adaptive Erwartungen).

Somit könnte es zu Phasen kommen, in denen in einzelnen Perioden eine Rationierung über das gewünschte bzw. effiziente Niveau der Versorgungssicherheit hinaus erforderlich wäre, wenn die einzige Möglichkeit der Wiederherstellung eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage über einen Gleichgewichtspreis am Großhandelsmarkt der Neubau von Kraftwerken wäre und keine weiteren Flexibilitäten auf der Angebots- und Nachfrageseite existieren würden.

Bisher wurde davon ausgegangen, dass keine kurz- und mittelfristige Flexibilität der Angebotsfunktion gegeben ist, weil die Realisierung von Neubauten von konventionellen Kraftwerken eine erhebliche Zeitspanne erfordert. Eine fehlende kurz- und mittelfristige zusätzliche Flexibilität wurde auch auf der Nachfrageseite für nicht-leistungsgemessene Verbraucher unterstellt,

so dass auch hier im Zeitverlauf keine Anpassungsprozesse in Abhängigkeit der Preisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt möglich sind.

In der Realität existieren im deutschen Elektrizitätsmarkt jedoch bereits zahlreiche Flexibilitäten und Anpassungsmechanismen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite. Teilweise werden diese bereits beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage genutzt, teilweise könnten sie bei entsprechenden Preissignalen auf dem Großhandelsmarkt kurz- und mittelfristig zusätzlich aktiviert werden.

Auf der Angebotsseite existieren Flexibilitäten insbesondere durch eine mögliche Erhöhung von Importen, die Nutzung von Notstromaggregaten, eine Reaktivierung von Kraftwerken in Kaltreserve und Retrofit-Maßnahmen bei Bestandsanlagen zur Verlängerung ihrer Betriebsdauer und Effizienzsteigerungen. Zusätzlich finden sich im EEG₂₀₁₂ §33 a bis i Ansätze, um über eine direkte Integration von EEG-Anlagen in den Großhandelsmarkt die Preiselastizität des Angebotes der Erneuerbaren Energien zu erhöhen. Auf der Nachfrageseite sind weitere Flexibilitäten durch eine Verringerung von Exporten von elektrischer Energie, eine Anpassungen von Strombezugsverträgen leistungsgemessener Verbraucher und eine Installation von Zählern mit Leistungsmessung sowie einer entsprechenden Ausgestaltung des Strombezugsvertrags bei bisher nicht-leistungsgemessenen Kunden gegeben.

Eine Aktivierung der bereits erschlossenen und zusätzlichen Flexibilitäten leistet einen erheblichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland und setzt entsprechende Strompreissignale am Großhandelsmarkt voraus. Dabei können die heute nicht aktivierten Flexibilitäten im Vergleich zum Neubau von Kraftwerken einerseits mit deutlich geringen zeitlichen Verzögerungen erschlossen werden. Andererseits sind deutlich geringere Preise am Großhandelsmarkt zur Aktivierung erforderlich, weil die Fixkosten bei vielen der genannten Flexibilitäten geringer sind.

Dieses führt dazu, dass einerseits bei Marktungleichgewichten kurzfristig erschließbare Flexibilitäten aktiviert bzw. genutzt werden können. Andererseits resultieren Preisdynamiken auf ‚energy only‘-Märkten, bei denen sich bereits frühzeitig Signale für Investoren in Kraftwerksneuprojekte ergeben und ausreichend Zeit zur Realisierung dieser Projekte lassen.

Regulierungsversagen

Die Effizienz von Märkten kann nicht nur durch inhärentes Marktversagen gefährdet sein, sondern auch durch staatliche Eingriffe verringert werden. Ein wesentlicher Aspekt im Zusammenhang mit der Effizienz von ‚energy only‘-Märkten im Bereich der Versorgungssicherheit ist die Akzeptanz von in einzelnen Stunden auftretenden hohen Preisen am Großhandelsmarkt für Elektrizität.⁶ Wie die vorherigen Ausführungen gezeigt haben, sind Preise, die über den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung liegen und vom Grenznutzen der Nachfrage determiniert

⁶ Teilweise werden Preisspitzen aus politischen Gründen abgelehnt, teilweise werden Preisobergrenzen zur Verhinderung von Marktmacht eingeführt. Letzteres ist eine Herausforderung auf Energiemärkten, mit der sich sowohl auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene mehrere Behörden und Institutionen

werden, als Anreize für Investitionen in Kraftwerksneubauten auf einem ‚energy only‘-Markt von essentieller Bedeutung.

Eine wesentliche Problematik in diesem Bereich ist darin zu sehen, dass einerseits auch kurzfristige Preisspitzen am Großhandelsmarkt in der Öffentlichkeit mit der Vorstellung von hohen Durchschnittskosten der Stromversorgung von Endkunden verbunden sind, obwohl dieser Zusammenhang nicht zwingend gegeben ist. Vielmehr können gerade durch effiziente Investitionen die Kosten der Stromversorgung gering gehalten werden und durch die Möglichkeit von Verbrauchern auf Preissignale am Großhandelsmarkt zu reagieren, die Strombezugskosten verringert werden. Das bedeutet, hohe Kosten in einzelnen Stunden können zu effizienten Investitionen und damit zu niedrigeren Kosten in anderen Stunden (und insgesamt optimalen Durchschnittskosten) führen.

Die Ausführungen haben gezeigt, dass die Funktionsfähigkeit eines ‚energy only‘-Marktes von der Akzeptanz der politischen Entscheidungsträger abhängt, in einigen Perioden Preise am Großhandelsmarkt zu akzeptieren, die über dem Niveau der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung liegen. Die Akzeptanz muss dabei für die Investoren auch in der Zukunft glaubwürdig sein, damit für heutige Investitionsentscheidungen eine zukünftige Refinanzierung erwartet werden kann.⁷

IV. AUSWIRKUNGEN DER EINFÜHRUNG VON KAPAZITÄTSMÄRKTEN UND EFFIZIENTE INTEGRATION VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

Im vorherigen Abschnitt wurden die möglichen Probleme von ‚energy only‘-Märkten diskutiert. Die Ausführungen haben gezeigt, dass ein ‚energy only‘-Markt in einigen Bereichen von einem idealisierten Wettbewerbsmarkt der ökonomischen Theorie abweicht. Hieraus können sich aus unterschiedlichen Ursachen Ineffizienzen im Hinblick auf das Marktergebnis und das effiziente Niveau der Versorgungssicherheit ergeben. Zugleich haben die Ausführungen auch gezeigt, dass die Ineffizienzen im Bereich der Versorgungssicherheit einerseits nicht zwangsläufig zu einem zu geringen Niveau der Versorgungssicherheit führen, weil sowohl positive als auch negative externe Effekte bei nicht-leistungsgemessenen Verbrauchern zu erwarten sind. Andererseits ermöglichen zahlreiche Flexibilitäten auf der Angebots- und Nachfrageseite dynamische Anpassungsprozesse, so dass vorübergehende Marktungleichgewichte nicht zur Notwendigkeit von Rationierungsmaßnahmen führen. Regulierungsversagen kann vor diesem Hintergrund als eine der wesentlichen Ursachen für potentiell Marktversagen angesehen werden.

Ineffizienzen sind im Vergleich zum idealisierten Markt der ökonomischen Theorie in der Realität in nahezu allen Märkten gegeben. Markteingriffe sind nur dann gerechtfertigt, wenn die

intensiv auseinander setzen. Allerdings stellt sich die Frage, ob die Einführung von Preisobergrenzen die richtige Antwort darauf ist.

⁷ Die Problematik des vorhandenen strategischen Preissetzungsspielraums von Kraftwerksbetreibern auch bei einer hohen Wettbewerbsintensität in Perioden mit hoher Nachfrage muss vor diesem Hintergrund in Zukunft diskutiert werden und geeignete Lösungen ohne eine zu restriktive Begrenzung der Preise am Großhandelsmarkt analysiert werden.

Ineffizienzen ein kritisches Ausmaß annehmen. Zugleich sollte bei einem Markteingriff erwartet werden können, dass vorhandene Ineffizienzen beseitigt werden und keine neuen bedeutenden Ineffizienzen im Zuge des Eingriffs zu erwarten sind.

Eine häufig diskutierte Alternative zu einem Marktdesign auf Basis eines ‚energy only‘-Marktes ist die Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmarktes, der den Großhandelsmarkt für Strom ergänzt. Die Einführung von Kapazitätsmärkten ist einerseits mit erheblichen Herausforderungen hinsichtlich der Ausgestaltung und der Anforderungen an die regulatorischen Vorgaben verbunden. Andererseits sind die Wirkungsmechanismen von Kapazitätsmärkten und insbesondere Interdependenzen zum Großhandelsmarkt zu erwarten, die - je nach Ausgestaltung des alternativen Marktdesigns - potentiell zu erheblichen zusätzlichen Ineffizienzen im Vergleich zu ‚energy only‘-Märkten führen können. Im Folgenden werden wesentliche Aspekte in beide Bereiche grundsätzlich diskutiert.⁸

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes kann ausschließlich das Ziel verfolgen, das Niveau der Versorgungssicherheit zu erhöhen. Wie die Analysen in Abschnitt III gezeigt haben, ist weder eindeutig abzuleiten, dass bei ‚energy only‘-Märkten aus Sicht der volkswirtschaftlichen Effizienz eine zu geringe Versorgungssicherheit resultiert, noch kann das effiziente Niveau empirisch ermittelt werden. Dies würde eine Offenbarung der Präferenzen in Form der Zahlungsbereitschaft bei leistungsgemessenen und bei nicht-leistungsgemessenen Verbrauchern erfordern, was in der Empirie nicht möglich ist.⁹ Ein wesentlicher Aspekt bei den Anforderungen an regulatorische Vorgaben betrifft somit die Festlegung der gewünschten installierten Kapazitätsmenge. Hierbei ergeben sich vergleichbare Probleme bei der Festlegung für den Regulator, wie sie bei Investitionsentscheidungen für Marktteilnehmer auf ‚energy only‘-Märkten gegeben sind. Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungen auf der Nachfrage- und Angebotsseite sowie der Rahmenbedingungen können bei einer regulatorischen Festlegung ebenfalls ein erhebliches Problem darstellen. Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass unerwartete Ereignisse, wie z. B. eine Veränderung der politischen Rahmenbedingungen zur Nutzungsmöglichkeit von Kraftwerken, auch bei der Festlegung nicht als bekannt angenommen werden kann. Eine ‚Restwahrscheinlichkeit‘ für Versorgungsengpässe aufgrund von als sehr unerwartet erachteten Entwicklungen verbleibt also auch im Kapazitätsmarkt.

Im Gegensatz zur Situation auf ‚energy only‘-Märkten müssen bei einer konkreten Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten Regelungen zur Möglichkeit der Beteiligung von unterschiedlichen Optionen zur Erreichung eines bestimmten Niveaus an installierter Leistung festgelegt

⁸ Eine Übersicht über Ausgestaltungsmöglichkeiten von Kapazitätsmechanismen und eine Übersicht über deren Erfahrungen in der Praxis geben z.B. Süßenbacher et al. (2011). Einen aktuellen Vorschlag zu Eckpunkten der Ausgestaltung in Deutschland findet sich in Crampton und Ockenfels (2011). Im Folgenden werden unabhängig von der konkreten Ausgestaltung grundsätzliche Probleme von Kapazitätsmärkten diskutiert.

⁹ Auf dieser Basis könnte der sog. ‚value of lost load‘ ermittelt werden und den Kosten einer Erhöhung der Versorgungssicherheit gegenübergestellt werden. Bei einer Identität dieser beiden Werte würde sich aus Sicht der volkswirtschaftlichen Effizienz das optimale Niveau der Versorgungssicherheit ableiten lassen.

werden. ‚Energy only‘-Märkte haben in diesem Zusammenhang einen bedeutenden Vorteil gegenüber Kapazitätsmärkten: Preissignale reizen alle Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in gleicher Weise an, da sie alle miteinander im Wettbewerb stehen. Kapazitätsmärkte dagegen schließen (je nach Ausgestaltung) meist einen Teil der potentiellen Optionen wie bspw. die Nachfrageseite aus. Die Problematik in diesem Bereich ergibt sich dadurch, dass die Einführung von Kapazitätsmärkten die Preissignale am Großhandelsmarkt verzerrt. Werden aber bestimmte Optionen benachteiligt, so werden sie nicht im optimalen Umfang realisiert. Alternativ müsste der Regulator für jede Einzeleoption Mengen vorgeben (und dann separat fördern). Insbesondere auf Grund von Informationsasymmetrien ist dabei davon auszugehen, dass die resultierende Lösung nicht effizient ist.

Bei einem sog. partiellen Kapazitätsmarkt, bei dem ausschließlich Kraftwerksneubauten als Angebotsoption zugelassen sind, verringern sich die Preise auf dem Großhandelsmarkt in Situationen, in denen sonst ausschließlich der Grenznutzen der Nachfrage den Preis setzen würde. Durch die Einführung von Kapazitätsmärkten setzen die kurzfristigen Erzeugungskosten der durch den Kapazitätsmarkt zusätzlich vorhandenen neuen Kraftwerke den Preis. Dadurch verringern sich zugleich die Anreize für alle anderen Optionen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Betreiber von Bestandskraftwerken erwarten geringere Erlöse und es besteht die potentielle Gefahr, dass sie nicht in Retrofit-Maßnahmen investieren, die mit einer Verlängerung der technischen Lebensdauer verbunden sind, oder sie legen Kraftwerke ggf. vorzeitig aus Wirtschaftlichkeitsaspekten still. Somit können partielle Kapazitätsmärkte nicht gewährleisten, dass tatsächlich die installierte Kraftwerksleistung zunimmt. Die Versorgungssicherheit wird ggf. nur durch andere nicht effiziente Optionen gewährleistet.

Vergleichbare Reaktionen sind auf der Nachfrageseite bei einer Ausweitung des Kapazitätsmarktes auf Bestandsanlagen zu erwarten. Effiziente Potentiale zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch Aktivierung von Nachfrageflexibilität werden nicht oder nur in geringem Umfang erschlossen, weil sich die Anreize aufgrund von Preissignalen am Großhandelsmarkt verringern. In diesem Fall kann zwar ggf. die installierte Leistung des Kraftwerksparks durch die Einführung von Kapazitätsmärkten erhöht werden, eine Erhöhung der Versorgungssicherheit muss daraus allerdings nicht erfolgen.

Neben diesen potentiellen Ineffizienzen, die sich aus der Einführung von Kapazitätsmärkten direkt ergeben können, sind vor dem Hintergrund des avisierten sukzessiven Transformationsprozesses des Elektrizitätsversorgungssystems auf Erneuerbarer Energien mögliche Rückwirkungen zu berücksichtigen.

Eine effiziente Integration Erneuerbarer Energien erfordert die effiziente Nutzung von vorhandenen und zukünftig zu erwartenden Flexibilitäten im Elektrizitätsversorgungssystem. Ein erheblicher Teil der Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien, wie z. B. Windenergie- und Fotovoltaikanlagen, sind weitgehend dargebotsabhängig. Die Einspeisung dieser Anlagen reagiert somit nur äußerst begrenzt auf Preissignale am Großhandelsmarkt. Zwei wesentliche Flexibilitäten mit erheblichen Potentialen zum effizienten Ausgleich dieser Inflexibilitäten ergeben sich zum einen durch eine Erhöhung der Preiselastizität der Nachfrage und zum anderen

durch eine verstärkte Nutzung von Ausgleichseffekten im Kontext des liberalisierten EU-Binnenmarktes für Elektrizität.¹⁰ Diese Flexibilitäten leisten im Rahmen eines ‚energy only‘-Marktes nicht nur einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Gleichzeitig können Preissignale des ‚energy only‘-Marktes auch in anderen Situationen, wie z. B. einer potentiellen Überschusseinspeisung durch dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien, Nachfrageverlagerungen und Im- und Exporte von elektrischer Energie die Effizienz der Integration und den Marktwert der Stromeinspeisung aus Erneuerbarer Energien erhöhen. Werden durch die Einführung von Kapazitätsmärkten im Allgemeinen und nationalen Kapazitätsmärkten im Besonderen die wirtschaftlichen Anreize aufgrund der resultierenden Verzerrung von Preissignalen auf dem Großhandelsmarkt zur Erschließung und Nutzung der genannten Flexibilitäten verringert, können sich somit nicht nur Ineffizienzen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergeben. Vielmehr besteht zusätzlich die Gefahr, dass effiziente Möglichkeiten für den erforderlichen Anpassungsprozess bei der Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems bei der Integration Erneuerbarer Energien ungenutzt bleiben.

V. ZUSAMMENFASSUNG

Die Ausführungen haben gezeigt, dass unter dem Aspekt der volkswirtschaftlichen Effizienz ‚energy only‘-Märkte nicht zwangsläufig zu einem zu geringen Niveau der Versorgungssicherheit führen. Allerdings gibt es Einflussfaktoren, die zu Ineffizienzen führen können. Dazu ist zunächst anzumerken, dass in der Realität jeder Markt Ineffizienzen aufweist. Die Frage ist also nicht, ob es auf ‚energy only‘-Märkten Ineffizienzen gibt, sondern wie groß diese sind. Wir diskutieren vier wesentliche Quellen möglicher Ineffizienzen und kommen zu dem Ergebnis, dass diese in der Praxis bestenfalls zu nicht nennenswerten und im schlechtesten Fall zu unklaren Verzerrungen führen.

Weiterhin sind die Kosten und externen Effekte eines Marktgleichgewichts, bei dem Angebot und Nachfrage zunächst nicht über den Strompreis am Großhandelsmarkt in Einklang gebracht werden können, unter Berücksichtigung der tatsächlichen Auswirkungen geringer als vielfach angenommen. Dies liegt unter anderem daran, dass nur ein Teil der (nicht-leistungsgemessenen) Kunden rationiert werden müsste.

Schließlich sind mögliche Nachteile von ‚energy only‘-Märkten mit den möglichen Nachteilen von Kapazitätsmärkten zu vergleichen. Derzeit sind viele verschiedene Konzepte für die konkrete Einführung von Kapazitätsmärkten in Deutschland in der Diskussion, die sich teilweise in einem frühen Stadium befinden. Deshalb haben wir in diesem Artikel nur auf einige grundsätzliche Schwierigkeiten von Kapazitätsmärkten hingewiesen. Je nach konkret vorgeschlagener Umsetzung ergeben sich diese in unterschiedlicher Stärke. Ein Maßstab, an dem sich Konzepte für Kapazitätsmärkte messen lassen müssen, liegt beispielsweise in der Frage, wie das

¹⁰ Eine ausführliche Darstellung wesentlicher Aspekte bei der effizienten Integration erneuerbarer Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem wird z. B. in r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH (2010) gegeben.

effiziente Zusammenspiel der verschiedenen Möglichkeiten zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sichergestellt werden soll. Konzepte, die nur auf Neuanlagen abzielen, vernachlässigen z.B. sowohl mögliche lebensverlängernde Maßnahmen für bestehende Anlagen als auch die Nachfrageseite.

Gerade auf der Nachfrageseite ließen sich jedoch weitere Potentiale heben, wenn die Verbraucher die tatsächlichen Preissignale stärker spüren würden. In diesem Bereich liegen auch große Potentiale für die derzeit laufenden Projekt zur Einführung intelligenter Zähler und intelligenter Netze („smart grids“).

VI. LITERATUR

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010.

Cramton, P. und Ockenfels, A. (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector, Working Paper, University of Maryland, May 2011.

Joskow, Paul (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in new Generation Capacity, CEEPR Working Paper 06-009.

r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH (2010): Voraussetzung einer optimalen Integration Erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Süßenbacher, W., Schwaiger, M. und Stigler, M. (2011): Kapazitätsmärkte und –mechanismen im internationalen Kontext, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.