

Versorgungssicherheit effizient gestalten –

**Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und
Bewertung von Kapazitätsmechanismen in
Deutschland**

Untersuchung im Auftrag der

EnBW AG

Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe

Abschlussbericht

07.02.2012

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Abkürzungen	ii
Kurzfassung	iii
1 Hintergrund und zentrale Fragestellung des Gutachtens	1
1.1 Veränderte Randbedingungen für konventionelle Kraftwerke	2
1.2 Zentrale Fragestellung und Aufbau des Gutachtens	3
2 Bedarf für Kapazitätsmechanismen	5
2.1 Notwendiges Niveau gesicherter Leistung aus nationaler und europäischer Sichtweise	5
2.1.1 Nationale Sichtweise	6
2.1.2 Europäische Sichtweise	6
2.2 Auskömmlichkeit von Erlösen an einem Energy-only Markt	8
2.3 Vorläufige Schlussfolgerungen	14
3 Übersicht Kapazitätsmechanismen	16
4 Notwendigkeit für Kapazitätsmechanismen in Deutschland	26
4.1 Nationale Sichtweise	26
4.1.1 Abzudeckender Kapazitätsbedarf	27
4.1.2 Bewertung der Eignung verschiedener Kapazitätsmechanismus	31
4.2 Europäische Sichtweise	34
5 Mögliche Ausgestaltung eines TTR-Modells	39
6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	49
7 Literatur	55
A Anhang	A-1
A.1 Quantitative Untersuchungen - Randbedingungen	A-1

Abkürzungen

GuD Gas-und-Dampfturbinen

TTR Tender for Targeted Resources

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

Kurzfassung

Derzeit findet eine intensive und zum Teil kontroverse energiepolitische Debatte über die Nachhaltigkeit des heutigen Strommarktdesign basierend auf dem Konzept eines Energy-only Marktes statt, in dem Kraftwerksbetreiber ausschließlich für die in ihren Kraftwerken erzeugte Energie vergütet werden. Es geht um die Frage, ob ein solcher Energy-only Markt für potentielle Investoren in neue Kraftwerkskapazitäten und für Betreiber bestehender Kraftwerke langfristig angemessene Anreize bietet, um stets ein insgesamt ausreichendes Niveau an konventioneller Kraftwerkskapazität gewährleisten zu können. Andernfalls ist der Energy-only Markt durch sogenannte Kapazitätsmechanismen zu ergänzen oder zu substituieren.

Basierend auf der Annahme, dass – ohne die ungewünschte Ausübung von Marktmacht – am Energy-only Markt keine Knappheitsrenten erzielt werden können, da dort stets die Grenzkosten der Erzeugung preissetzend sind, wird häufig gefolgert, dass ein Energy-only Markt prinzipbedingt auf lange Sicht zu Marktversagen führen muss und ein ergänzender Kapazitätsmechanismus notwendig ist.

Tatsächlich können am Energy-only Markt durchaus Situationen entstehen, in denen der Grenznutzen der Nachfrage preissetzend wirkt. Dies ermöglicht das Entstehen von Knappheitsrenten und es sind dann auskömmliche Erlöse für alle benötigten Kapazitäten möglich. Ein Bedarf für ergänzende Kapazitätsmechanismen bestünde dann nicht. Voraussetzung hierfür ist aber ein preiselastisches Verhalten der Nachfrage in nennenswertem Umfang. Es gibt zahlreiche Indizien dafür, dass ausreichendes Potential hierfür vorliegt, obwohl es in den heutigen Gebotskurven am Spotmarkt nicht zu beobachten ist.

Dies erübrigt aber die Diskussion um Kapazitätsmechanismen noch nicht. Denn die Nachhaltigkeit des europäisch organisierten Energy-only Marktes ist nur dann gegeben, wenn in Fragen der Versorgungssicherheit ein Paradigmenwechsel von einer nationalen hin zu einer europäischen Sichtweise vollzogen wird. Dies würde bedeuten, dass bezüglich der Versorgung mit elektrischer Energie die Forderung nach nationaler Autarkie aufgegeben würde und die Versorgungssicherheit stattdessen in einem mehrere Staaten umfassenden Gebiet, im konkreten Fall innerhalb des europäischen Stromverbunds, unter wechselseitiger Nutzung vorhandener Ressourcen sicherzustellen wäre.

Für beide dieser Sichtweise gibt es gute Gründe und eine Entscheidung zugunsten der einen oder der anderen Sichtweisen liegt nicht im Auftrag dieses Gutachtens. Bevor aber darüber

befunden werden kann, ob langfristig Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind, ist eine bewusst energiepolitische Grundsatzentscheidung, hinsichtlich der Wahl einer der beiden Sichtweisen zu treffen.

Fällt diese Entscheidung zugunsten der nationalen Sichtweise aus, so ist langfristig die Einführung eines ergänzenden Kapazitätsmechanismus unausweichlich. In den nächsten rund zehn Jahren könnte in Deutschland eine Kapazitätslücke in der Größenordnung von 4 bis 8 GW bzgl. der Forderung nach nationaler Autarkie entstehen. Diese Lücke kann mit einem Kapazitätsmechanismus verhindert werden, und es sollte ein solcher Mechanismus gewählt werden, der die *effiziente* Gewährleistung des benötigten Niveaus gesicherter Leistung erlaubt. Hierfür kommt lediglich ein umfassender Kapazitätsmarkt in Frage, da dieser aus einer theoretischen Perspektive als einzige Form das *effiziente* Erreichen eines gewünschten Kapazitätsniveaus ermöglicht. Aufgrund der zahlreichen, fundiert zu untersuchenden Design- und Parametrierungsfragen, ist eine Vorlaufzeit für Einführung und Erreichen einer tatsächlichen Wirksamkeit erforderlich. In dieser Übergangsphase entstehende Kapazitätslücken sind durch einen geeigneten Übergangsmechanismus zu adressieren. Quantitative Untersuchungen zeigen, dass die Kosten für ein sog. Ausschreibungsmodell, das insb. auf Kraftwerksneubauten zielt, in einer solchen Übergangsphase um ein Vielfaches höher liegen als bei einem TTR-Modell, dass i. W. Kraftwerksstilllegungen durch das Bilden einer strategischen Reserve herauszögert. Insbesondere kann ein solches TTR-Modell vergleichsweise schnell eingeführt, mit geringeren Risiken parametriert und mit den geringsten Marktrückwirkungen wieder eingestellt werden. Wir empfehlen aber, einen TTR-Mechanismus nicht zwangsläufig, sondern nur dann einzuführen, wenn ein entsprechender Bedarf tatsächlich erkannt wird.

Entscheidet man sich dafür, von der nationalen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit zur europäischen Sichtweise überzugehen, so ist zumindest langfristig kein Kapazitätsmechanismus notwendig. Dieser energiepolitische Paradigmenwechsel erfordert jedoch einen Prozess der europaweiten Koordination nationaler Energiepolitiken verbunden mit der Institutionalisierung geeigneter Koordinierungsinstanzen. Dies umschließt die Neudefinition von Verantwortlichkeiten auf europäischer Ebene. Entscheidend ist die Entwicklung eines wechselseitigen Vertrauens darauf, dass die Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie auf europäischer Ebene grundsätzlich ebenso gut gesichert werden kann wie durch die Forderung nach nationaler Autarkie. Auch in diesem Fall kann die – ausschließlich vorübergehende — Einführung eines TTR-Modells einen geordneten Übergang ermöglichen.

1 Hintergrund und zentrale Fragestellung des Gutachtens

In aktuellen energiewirtschaftlichen und -politischen Debatten wird vermehrt diskutiert, inwiefern das mit der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte europaweit eingeführte Marktdesign, dessen Grundlage die Konkurrenz hydrothermischer Kraftwerksportfolien um die günstigste Möglichkeit zur Deckung einer heute weitgehend unelastischen Nachfrage ist, grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es ggf. ergänzt werden müsste.

Ausgangspunkt für diese Diskussion ist die Beobachtung sich verändernder Randbedingungen für die Betreiber konventioneller Kraftwerke einerseits und die auch zukünftig nicht in Frage gestellte Notwendigkeit für das Vorhandensein ebensolcher Kraftwerke zur sicheren Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie andererseits. Die Diskussion bezieht sich insbesondere auf die Nachhaltigkeit des Energy-only Marktes, d. h. des heute üblichen Marktdesigns, in dem die Anbieter elektrischer Energie – wenigstens sofern diese in konventionellen Kraftwerken erzeugt wird – ausschließlich für die abgenommene Energiemenge und auf Basis eines einheitlichen Marktpreises vergütet werden. Konkret geht es um die Frage, ob dieses Marktdesign für potentielle Investoren in neue Kraftwerkskapazitäten und für Betreiber bestehender Kraftwerke langfristig angemessene Anreize bietet, um stets ein insgesamt ausreichendes Niveau an konventioneller Kraftwerkskapazität gewährleisten zu können.

Aktuell findet eine kontroverse energiepolitische Diskussion über die Frage statt, ob ein solcher Energy-only Markt nicht langfristig durch sogenannte Kapazitätsmechanismen ergänzt oder substituiert werden müsste. Damit gemeint sind Marktdesigns, in denen die Anbieter konventioneller Kraftwerke Zahlungen bereits für die Leistungsvorhaltung und damit unabhängig von der Energieeinspeisung ihrer Anlagen erhalten. Derartige Kapazitätsmechanismen werden international – insbesondere auch in den USA und anderen amerikanischen Staaten – bereits seit Jahren wissenschaftlich diskutiert und praktisch angewendet, ohne dass sich dabei ein Konsens über Notwendigkeit und Ausgestaltung und Voraussetzungen einer erfolgreichen Anwendung herausgebildet hätte.

Angesichts des grundsätzlich anderen Marktdesigns sind internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen nicht einfach auf Deutschland und Europa zu übertragen. Die EnBW AG hat deshalb Consentec beauftragt, in einem Gutachten zu untersuchen, wie das notwendige Maß an Versorgungssicherheit unter den in Deutschland gültigen Randbedingungen effizi-

ent bereitgestellt werden kann. Das schließt die Beurteilung der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen sowie den Vorschlag einer möglichen Ausgestaltung ein.

Nachfolgend schildern wir die Ergebnisse unseres Gutachtens.

Die sich verändernden Randbedingungen für konventionelle Kraftwerke werden zunächst im folgenden Abschnitt 1.1 kurz umrissen, um daraus in Abschnitt 1.2 die zentrale, in diesem Gutachten zu erörternde Fragestellung und die weitere Struktur des Gutachtens abzuleiten.

1.1 Veränderte Randbedingungen für konventionelle Kraftwerke

Bild 1.1 zeigt die Altersstruktur des bestehenden deutschen Parks thermischer Kraftwerke separiert nach eingesetztem Primärenergieträger. Mit Blick auf den Zeitraum der nächsten rund zehn Jahre ist zu erkennen, dass neben den derzeit noch am Netz befindlichen Kernkraftwerken, die entsprechend den politischen Vorgaben bis zum Jahr 2022 vollständig stillgelegt werden, zahlreiche weitere Kraftwerke das Ende bislang typischer Nutzungsdauern erreichen. Je nach zugrunde gelegter Nutzungsdauer könnten somit bis Beginn des kommenden Jahrzehnts zusätzlich den etwa 12,5 GW vom deutschen Kernenergieausstieg betroffenen Kapazitäten weitere rd. 5 bis 25 GW Kraftwerksleistung von einer Stilllegung bedroht sein.

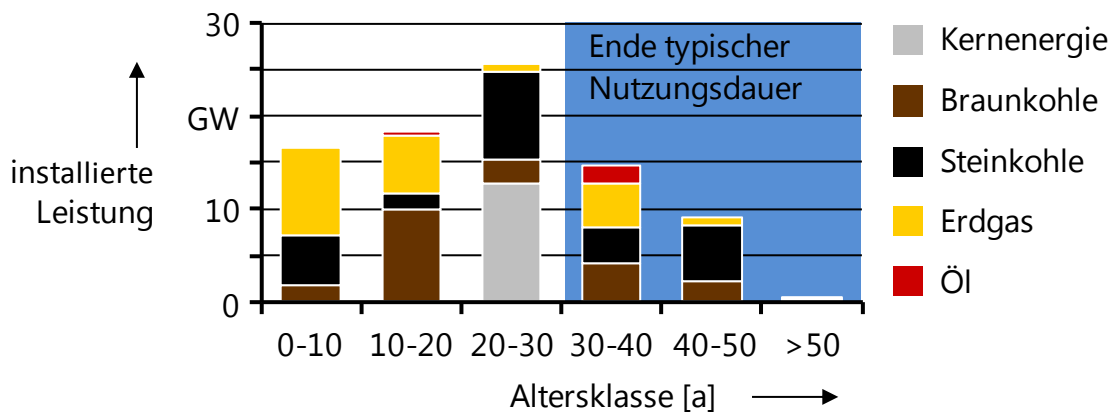


Bild 1.1: Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks

Zwar ist die Annahme „typischer“ Nutzungsdauern für eine detailliertere Bewertung der Kraftwerksparkentwicklung grundsätzlich nur eingeschränkt geeignet, wenn sich Randbedingungen mit Einfluss auf die Nutzungsdauer grundsätzlich verändern, und wird daher für die quantitativen Untersuchungen im Rahmen dieses Gutachtens (vgl. Kapitel 4) auch nicht unterstellt. Dennoch kann in grober Näherung basierend auf diesen bislang typischen Nutzungs-

dauern festgestellt werden, dass über den Kernenergieausstieg hinaus altersbedingte Stilllegung im deutschen Kraftwerkspark zu erwarten sind und insgesamt der bestehende deutsche Kraftwerkspark innerhalb der nächsten zehn Jahre substantiell schrumpft. Dem gegenüber stehen wenigstens die derzeit bereits in Bau befindlichen konventionellen Kraftwerke, deren Kapazität laut [1] rund 12 GW entspricht.

Gleichzeitig ist weiterhin von einer stark zunehmenden und mittelfristig vermutlich dominierenden Rolle vielfach nicht-disponibler, vorrangig abzunehmender Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen auszugehen. Dies führt zu einem Rückgang der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Vor dem Hintergrund, dass Kraftwerksbetreiber in einem Energy-only Markt lediglich durch erzeugte elektrische Energie Erlöse erzielen können, wird aus rückläufigen Erzeugungsmengen in der aktuellen Diskussion häufig gefolgert, dass bestehende Kraftwerke zukünftig nicht mehr wirtschaftlich betrieben und daher stillgelegt werden bzw. weitere Investitionen in neue Kraftwerke zukünftig aufgrund einer nicht zu erwartenden Wirtschaftlichkeit unterbleiben.

Eine rückläufige Erzeugung elektrischer Energie aus konventionellen Kraftwerken, d. h. eine geringere Ausnutzung solcher Kraftwerke, geht allerdings nicht mit einem in gleicher Weise geringeren Bedarf an konventionellen Kraftwerken einher. Um auch zukünftig eine sichere Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie gewährleisten zu können, sind auch weiterhin – trotz energetisch niedrigerer Ausnutzung – konventionelle Kraftwerke erforderlich. Die Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen steigt zwar bezüglich der installierten Leistung zukünftig deutlich an, ist aber oftmals nicht-disponibel und dargebotsabhängig. Somit kann die installierte Kapazität in diesen Erzeugungseinheiten nicht ohne weiteres in gleichem Maße als gesichert verfügbare Leistung angesehen werden wie dies bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist.

1.2 Zentrale Fragestellung und Aufbau des Gutachtens

Aus den im vorhergehenden Abschnitt abgeleiteten Feststellungen einer politisch und altersbedingt rückläufigen Kapazität an Bestandskraftwerken sowie einer möglicherweise nicht sichergestellten Wirtschaftlichkeit bestehender und potentieller neuer Kraftwerke und damit weiterer Stilllegungen und/oder ausbleibenden Kraftwerksneubauten einerseits und dem auch zukünftig grundsätzlich vorhandenen Bedarf für konventionelle Kraftwerke andererseits lässt sich als zentrale Fragestellung dieses Gutachtens ableiten:

Wie kann auch zukünftig ein ausreichendes Niveau gesicherter Leistung in effizienter Weise gewährleistet werden?

Dabei ist insbesondere die Frage zu beantworten, inwiefern eine Anpassung des heutigen Marktdesigns, basierend auf dem Konzept eines Energy-only Marktes, notwendig ist. Wird diese Frage bejaht, ist weiterhin relevant, durch welche ergänzenden Mechanismen das erforderliche Kapazitätsniveau nicht nur grundsätzlich erreicht werden kann, sondern wie dies zudem auf effiziente Art und Weise geschieht.

Zur Beantwortung dieser Frage ist zunächst zu diskutieren, welches Niveau gesichert verfügbarer Leistung überhaupt für eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie erforderlich ist. Weiterhin ist der Frage nachzugehen, ob grundsätzlich und falls ja unter welchen Umständen ein Energy-only Markt die Sicherstellung eines solchen Kapazitätsniveaus gewährleisten kann. Es ist also zu diskutieren, unter welchen Randbedingungen ein Bedarf für dezidierte Kapazitätsmechanismen zur Sicherstellung eines bestimmten Niveaus gesicherter Leistung entsteht. Diese Aspekte werden ausführlich in Kapitel 2 des Gutachtens beleuchtet.

Falls – unter bestimmten Umständen – ein Bedarf für dezidierte Kapazitätsmechanismen festgestellt wird, so ist weiterhin der Frage nachzugehen, welche denkbar möglichen und in der aktuellen Debatte diskutierten Formen eines Kapazitätsmechanismus für die möglichst effiziente Erreichung eines gewünschten Kapazitätsniveaus am besten geeignet sind. Hierzu werden in Kapitel 3 die aktuell diskutierten Varianten von Kapazitätsmechanismen kurz umrissen.

Die Bewertung der eher grundsätzlichen Überlegungen zu Bedarf und möglichen Varianten an Kapazitätsmechanismen vor dem Hintergrund der Situation in Deutschland erfolgt in Kapitel 4.

In Kapitel 5 wird ein konkreter Ausgestaltungsvorschlag für ein TTR-Modell, als eine unter bestimmten Umständen für sinnvoll erachtete Form eines Kapazitätsmechanismus, gemacht.

Die wesentlichen Schlussfolgerungen dieses Gutachtens und somit die Antwort auf die zuvor aufgeworfene zentrale Fragestellung werden in Kapitel 6 zusammengefasst.

2 Bedarf für Kapazitätsmechanismen

2.1 Notwendiges Niveau gesicherter Leistung aus nationaler und europäischer Sichtweise

Die Frage, wie auch zukünftig ein ausreichendes Niveau gesicherter Leistung gewährleistet werden kann, hängt wesentlich von der Frage ab, welches Niveau gesicherter Leistung als ausreichend erachtet wird. Diese grundlegende Frage ist keineswegs eindeutig zu beantworten und abhängig von wesentlichen, nicht zuletzt politischen Prämissen, wird aber in der aktuellen Debatte um die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen trotz ihrer fundamentalen Bedeutung kaum thematisiert und soll daher im Folgenden eingehender beleuchtet werden.

Zunächst unabhängig von den erwähnten Prämissen wird allgemein ein solches Niveau als ausreichend erachtet, bei dem die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist. Dies bedeutet, dass die zu einem Zeitpunkt durch die Verbraucher – bspw. in Form von Geboten an der Strombörse – artikulierte Nachfrage ohne Rationierung gedeckt werden kann. Die zur jederzeitigen Deckung dieser Nachfrage erforderliche Erzeugungskapazität wird dann als notwendiges Kapazitätsniveau erachtet.

Bei dieser recht allgemeinen Definition der „Versorgungssicherheit“ handelt es sich bereits um eine einschränkende Definition, da nicht die Deckung der *denkbar* höchsten Nachfrage, also der gleichzeitige Bezug aller an das Stromversorgungssystem angeschlossenen Verbraucher mit ihrer individuellen Höchstlast, gefordert wird, sondern lediglich die zu *erwartende* zeitgleiche Höchstlast der Verbraucher abzudecken ist. Hierbei wurde in der Vergangenheit aber auch in aktuellen Überlegungen, wie z. B. den System Adequacy Forecasts der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (bspw. [2]) typischerweise auf Maximalwerte historisch beobachteter Lastzeitreihen und ggf. Erwartungen zur Nachfrageentwicklung zurückgegriffen.

Der sich aus dieser Definition ergebende Kapazitätsbedarf hängt nun aber von dem – im Wesentlichen politisch vorgegebenen – regionalen Betrachtungsbereich ab. Hierzu wird im Folgenden zwischen einer *nationalen* und einer *europäischen* Sichtweise unterschieden. Dabei sind wir für den weiteren Verlauf unseres Gutachtens nicht davon ausgegangen, dass eine der beiden Sichtweisen der anderen grundsätzlich überlegen sei. Vielmehr sehen wir in beiden Sichtweisen eine energiepolitische Richtungsentscheidung, die – wie wir nachfolgend

zeigen werden – erhebliche Konsequenzen für die Debatte um Kapazitätsmechanismen haben kann.

2.1.1 Nationale Sichtweise

Bei einer nationalen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit wird gefordert, dass der zu erwartende nationale Starklastfall durch im eigenen Land gesichert verfügbare Leistung gedeckt werden kann. Dies wird häufig mit der Forderung nach „nationaler Autarkie“ beschrieben. Wesentliches Argument für eine nationale Sichtweise ist die – zumindest scheinbare – Möglichkeit, Versorgungssicherheit einerseits unabhängig von energiepolitischen Entwicklungen außerhalb des eigenen Landes, andererseits innerhalb eines klar definierten Rechtsrahmens gewährleisten zu können und gewährleisten zu müssen. Die nationale Sichtweise führt deshalb zu klaren Verantwortlichkeiten und ist alleine deshalb nicht nur, aber insbesondere auch in Deutschland üblich gewesen.

Diese Sichtweise entspricht auch weiterhin den energiepolitischen Vorgaben hinsichtlich Fragen der Versorgungssicherheit in Deutschland. So wird etwa im *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität* [3] der Begriff der Versorgungssicherheit derart interpretiert, dass „die inländische gesicherte Erzeugungsleistung jederzeit größer ist als die Jahreshöchstlast“. Auch in den *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung* [4] wird die Gewährleistung nationaler Autarkie als Randbedingung der verwendeten Modelle zur Abschätzung möglicher Entwicklungspfade des deutschen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050 verwendet.

2.1.2 Europäische Sichtweise

Im Gegensatz zur nationalen Sichtweise ist – angesichts einer zunehmend international organisierten Wirtschaft – auch eine supranationale Sichtweise denkbar. Hierbei wird nicht gefordert, dass die Deckung der jeweiligen nationalen Nachfrage zwangsläufig durch inländische Erzeugungseinheiten gewährleistet werden muss. Vielmehr ist die Versorgungssicherheit in einem mehrere Staaten umfassenden Gebiet unter wechselseitiger Nutzung vorhandener Ressourcen sicherzustellen. Für Deutschland relevant ist angesichts der starken technischen Vernetzung und der engen wirtschaftlichen und politischen Zusammenarbeit insbesondere

eine europäische Sichtweise, d. h. eine gemeinsame Verantwortung der europäischen Staaten für eine europaweit angemessene Versorgungssicherheit und ihre effiziente Ausgestaltung.

Diese Sichtweise weicht zwar von der heute auf nationaler Ebene vorherrschenden politischen Forderung nach eigenständiger Gewährleistung von Versorgungssicherheit ab. Sie kann aber im Gegensatz zur nationalen Sichtweise insbesondere die Last- und Erzeugungssituation im gesamten europäischen Stromverbundsystem sowie die grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeiten zwischen diesen Ländern berücksichtigen. Die gemeinsame Nutzung von erzeugungs- und netzseitigen Ressourcen durch die europäischen Länder ist dabei nicht nur kommerziell und physikalisch möglich, sie ist auch politisch erwünscht und rechtlich nicht zu verhindern. Der Stromhandel in Europa sowie die bestehenden Energy-only-Märkte sind international organisiert¹, forciert bspw. durch die diversen Market-Coupling Projekte und den Ausbau grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten. Dabei ist eine vertiefte Integration im Rahmen der Vollendung eines europäischen Energiebinnenmarktes erklärtes politisches Ziel auf europäischer wie nationaler Ebene. Aktuelle Äußerungen der europäischen Kommission lassen keinen Zweifel, dass sie die europaweite Koordination in Versorgungssicherheitsfragen als Bestandteil dieser Integrationsbestrebungen sieht.

Vor dem Hintergrund heute und auf absehbare Zeit auch weiterhin nur eingeschränkt verfügbarer grenzüberschreitender Austauschmöglichkeiten sind jedoch auch bei Übergang zu einer europäischen Sichtweise teilweise nationale bzw. subregionale Mindestniveaus gesicherter Leistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einzuhalten. Diese ergeben sich in Abhängigkeit der jeweils verfügbaren länderübergreifenden Übertragungskapazitäten sowie aus der Tatsache, dass im Ausland vorhandene Kapazität zeitgleich auch zur dortigen Lastdeckung benötigt wird.

¹ Insbesondere besteht in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union eine grundsätzliche Gleichstellung von einheimischer Energieerzeugung und Importen aus anderen Mitgliedsstaaten.

2.2 Auskömmlichkeit von Erlösen an einem Energy-only Markt

Das zu einem zukünftigen Zeitpunkt verfügbare Niveau gesicherter Leistung hängt – ausgehend von dem heute existierenden Kraftwerkspark – im Wesentlichen von den in der Zwischenzeit erfolgten Kraftwerksneubauten und -stilllegungen ab. Deren Umfang wird maßgeblich von der erwarteten Wirtschaftlichkeit neuer bzw. bestehender Kraftwerke bestimmt, die sich im heutigen Marktdesign aus den Erlösen am Energy-only Markt ergibt².

Die Frage nach dem Bedarf für dezidierte Kapazitätsmechanismen als Ergänzung zum heutigen Modell eines Energy-only Marktes hängt daher entscheidend davon ab, ob die am Energy-only Markt erzielbaren Erlöse für alle benötigten Kapazitäten auskömmlich sind, d. h. neben deren kurzfristigen Erzeugungskosten auch die anfallenden Fixkosten dieser Kraftwerke decken³.

Zur Klärung dieser Frage werden nachfolgend verschiedene stilisierte Angebots- und Nachfragesituationen am Spotmarkt betrachtet. Die erste betrachtete Situation ist in Bild 2.1 gezeigt. Dargestellt sind die aggregierte Angebots- und Nachfragekurve für eine häufig am Energy-only Markt auftretende Situation, bei der die heute näherungsweise preisunelastische Nachfragekurve durch Annahme der Gebote verschiedener Anbieter gedeckt werden kann. Der Marktpreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve und wird im vorliegenden Fall die kurzfristigen Erzeugungskosten der teuersten produzierenden, d. h. der letzten noch zur Nachfragedeckung benötigten Einheit bestimmt. In einer solchen Situation entstehen Deckungsbeiträge für sämtliche sog. inframarginale Anbieter, also alle

² Zwar erwirtschaften Kraftwerke heute einen Teil ihrer Deckungsbeiträge auch durch Vorhaltung und Erbringung von Systemdienstleistungen. Aufgrund der hohen Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Deckungsbeiträge aus diesen Vermarktungsalternativen werden derartige Erlöspotential zumindest für die grundlegende Entscheidung über die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in neue Kraftwerke bzw. die Stilllegung bestehender Kraftwerke aber typischerweise vernachlässigt.

³ Für bestehende Kraftwerke ergeben sich diese Fixkosten i. W. aus den Kosten für Personal, Wartung und Instandhaltung, bei neu zu errichtenden Kraftwerken sind in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch noch die Investitionskosten zu erwirtschaften. Fixkosten gehen in die Erstellung von Geboten am Spotmarkt aber nicht ein, da ein Kraftwerksbetreiber bestrebt ist, sämtliche Erlöse tatsächlich auch zu realisieren, die über die kurzfristigen Erzeugungskosten, also i. W. Brennstoff- und Emissionszertifikatskosten, hinaus gehen, da so Beiträge zur Fixkostendeckung entstehen.

produzierenden Einheiten, die selbst nicht preissetzend sind. Diese Deckungsbeiträge ermöglichen den Anbietern eine Deckung ihrer Fixkosten, während die preissetzende Einheit lediglich ausreichende Erlöse zur Deckung ihrer kurzfristigen Erzeugungskosten erwirtschaftet⁴. Ergibt sich eine solche Situation dauerhaft, so ist zu erwarten, dass diejenigen Kraftwerke, die langfristig nicht zum Einsatz kommen oder keine ausreichenden Erlöse zur Fixkostendeckung erwirtschaften, durch Stilllegung aus dem Markt verschwinden.

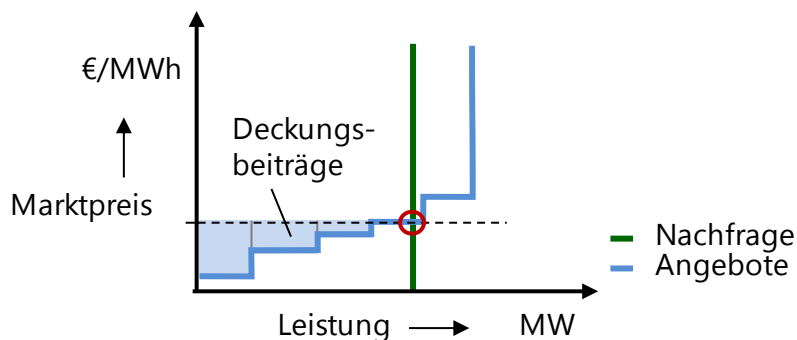


Bild 2.1: Vereinfachte, beispielhafte Marktsituation ohne Knappheit an einem Energy-only Markt mit preisunelastischer Nachfrage

Aus der Tatsache, dass in einer wie in Bild 2.1 dargestellten Situation nicht alle zur Nachfragegedeckung erforderlichen Kraftwerke Erlöse zur Fixkostendeckung erwirtschaften können, kann jedoch noch kein Versagen eines Energy-only Marktes gefolgert werden⁵. In der gezeigten Situation liegt vielmehr ein Überangebot vor, so dass ein resultierendes Preissignal bspw. zur Stilllegung von Kapazitäten als effizient zu bewerten ist.

Grundlegend anders stellt sich die Situation in dem in Bild 2.2 illustrierten Fall dar. Hier kann die mit der durchgängig grünen Linie gekennzeichnete Nachfrage nicht durch die verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden. Eine Markträumung wird in einem solchen Falle durch

⁴ Hierbei wird ein kompetitiver Markt unterstellt, in dem die Gebote der Anbieter deren tatsächliche kurzfristige Erzeugungskosten widerspiegeln. Ein solcher Markt ermöglicht die gesamtwirtschaftlich optimale Koordination des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes.

⁵ Ein Versagen des Energy-only Marktes ist dann festzustellen, wenn durch ausbleibende Kraftwerksneubauten bzw. eintretende Kraftwerksstilllegungen dauerhaft oder auch nur zu einzelnen Zeitpunkten keine ausreichende Kraftwerksleistung zur Erfüllung der Nachfrage verfügbar ist. Eine Knappheit aufgrund irrationalen oder strategischen Gebotsverhaltens der Marktteilnehmer ist hiermit nicht gemeint.

Einkürzung der Nachfrage auf ein Niveau erreicht, welches durch die gestrichelt grün gezeichnete Linie beschrieben wird. Nach entsprechender Rationierung der Nachfrage kommt es dann wieder zu einer Markträumung. Der Marktpreis bildet sich wiederum im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve und wird somit wie in Bild 2.1 durch die kurzfristigen Erzeugungskosten der teuersten in Betrieb befindlichen Einheit bestimmt.

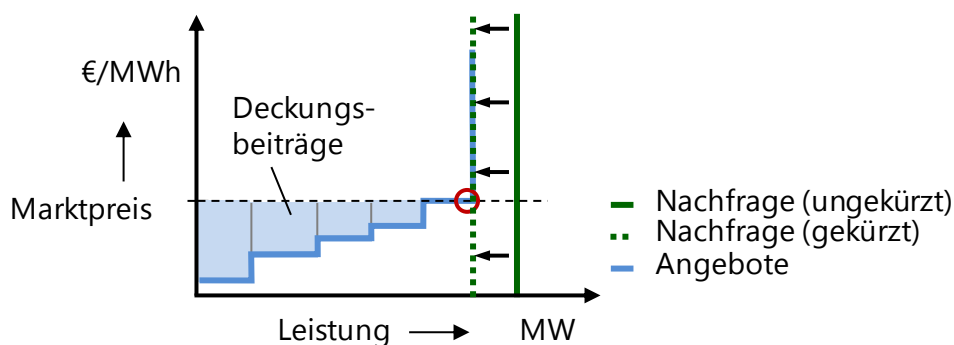


Bild 2.2: Vereinfachte, beispielhafte Marktsituation mit Knappheit an einem Energy-only Markt mit preisunelastischer Nachfrage

Somit erwirtschaften auch in der in Bild 2.2 beschriebenen Situation lediglich inframarginale Anbieter Erlöse, die Beiträge zur Fixkostendeckung liefern können, obwohl hier eine tatsächliche Knappheitssituation vorliegt. Längerfristig würde dies also sogar zu einer Verschärfung der Knappheitssituation führen, da die teuerste in Betrieb befindliche Einheit nicht wirtschaftlich betrieben werden kann und somit schließlich stillgelegt würde. Unter diesen Umständen wäre also ein Versagen des Energy-only Marktes zu konstatieren, da die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nur durch zusätzliche Kapazitätsmechanismen sichergestellt werden kann. [1]

Wesentliche Ursache für das Vorliegen von Marktversagen ist in diesem Fall die fehlende Preiselastizität der Nachfrage. Diese führt dazu, dass stets die Grenzkosten der Anbieter, nie aber der Grenznutzen der Nachfrage preissetzendes Kriterium in der Markträumung ist, da ein solcher Grenznutzen in einer preisunelastischen Nachfrage gerade nicht zum Ausdruck kommt.

Bild 2.3 zeigt nun wie sich die zuvor beschriebene Situation verändert, falls Preiselastizität in ausreichendem Maße vorliegt. In diesem Fall wird in einer Knappheitssituation, d. h. vollständigem Ausreizen der zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbaren Kapazität, der Marktpreis nicht mehr durch die Kosten der teuersten in Betrieb befindlichen Einheit bestimmt, sondern tatsächlich durch den Grenznutzen der Nachfrage. Dies führt dazu, dass sämtliche Anbieter

Deckungsbeiträge erwirtschaften können, also auch – wie in Bild 2.3 in rot dargestellt – die letzte zur Nachfragedeckung benötigte Einheit.

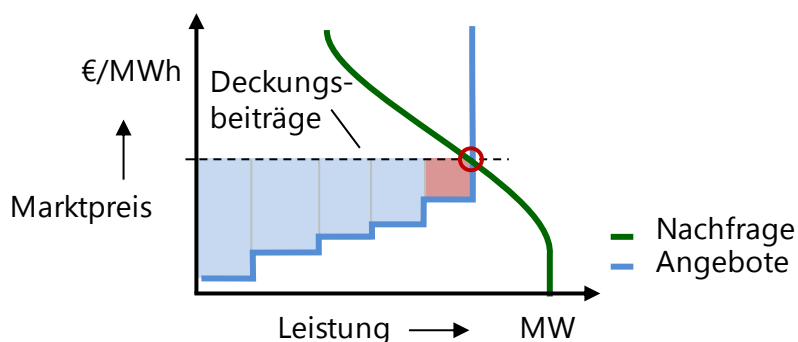


Bild 2.3: Vereinfachte, beispielhafte Marktsituation an einem Energy-only Markt mit preiselastischer Nachfrage

Derartige Knappheitsrenten sind in einem Energy-only Markt notwendigerweise erforderlich, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, da nur auf diese Weise Anreize entstehen, Kapazitäten zu betreiben bzw. neu zu errichten, die zur Deckung der Spitzenlast benötigt werden. In einem langfristigen Gleichgewicht sorgen Knappheitsrenten vollständig für die Deckung der Vollkosten benötigter Spitzenlastkraftwerke (vgl. hierzu auch [5]).

Häufig wird in Situationen, in denen der Marktpreis über den Grenzkosten der teuersten produzierenden Einheit liegt, das Vorliegen und die ungewünschte Ausübung von Marktmacht konstatiert. Diese Annahme impliziert aber gleichzeitig, dass ein ausschließlicher Energy-only Markt prinzipbedingt zu Marktversagen führt. Die Diskussion der in Bild 2.3 dargestellten Konstellation zeigt aber gerade, dass auch ohne Vorliegen von Marktmacht in einem Energy-only Markt derartige Marktpreise entstehen können und somit dort alle benötigten Kapazitäten ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können⁶, ein Marktversagen

⁶ Vor diesem Hintergrund wirken auch Maßnahmen durch restriktive Preisobergrenzen, die Auswirkungen potentieller Marktmachtausübung zu begrenzen, wie sie etwa in nordamerikanischen Märkten zu finden sind, tendenziell marktverzerrend.

des Energy-only Marktes also nicht zwangsläufig ist. Voraussetzung hierfür ist aber das Vorliegen einer preiselastischen Nachfrage⁷.

Die Annahme einer preiselastischen Nachfragekurve führt zudem zu einer Abwandlung der einführend in Abschnitt 2.1 dargelegten Definition der Versorgungssicherheit, bei der sich der durch die verfügbare gesicherte Leistung abzudeckende Starklast weitestgehend statisch bspw. aus Maximalwerten historischer Lastzeitreihen ergibt. Im Falle einer preiselastischen Nachfragekurve ergibt sich der im Sinne der Versorgungssicherheit abzudeckende Starklastfall nicht aus der höchsten artikulierten Nachfrage, also dem unteren, rechten Abschnitt der Nachfragekurve (vgl. Bild 2.3). Vielmehr kann von der Gewährleistung der Versorgungssicherheit gesprochen werden, sofern zu jedem Zeitpunkt eine Markträumung ohne zwangsweise Rationierung der Nachfrage möglich ist.

In den bisherigen Überlegungen wurde lediglich eine einzige aggregierte Angebots- und Nachfragekurve betrachtet, wie dies etwa bei einem einzelnen isolierten Marktgebiet der Fall wäre. Tatsächlich bestehen zwischen den europäischen Strommärkten zahlreiche Austauschmöglichkeiten, die bspw. durch die Umsetzung diverser Market-Coupling Projekte institutionalisiert wurden. Es stellt sich daher die Frage, inwiefern die Nachhaltigkeit von Energy-only Märkten durch diesen Aspekt beeinflusst wird.

Hierzu zeigt Bild 2.4 eine Situation in der sich sowohl aggregierte Angebots- wie auch Nachfragekurve aus den Angeboten bzw. Nachfragegeboten mehrerer Länder zusammensetzen. Dem Prinzip des Market-Coupling folgend können diese Gebote in jeweils einer Gebotskurve aggregiert werden, wenn keine Übertragungsempässe vorliegen. Im Falle von wirksamen Übertragungsempässen erfolgt die Aggregation von Angebots- und Nachfragekurven weiterhin, aber nur in dem Maße, wie das die beschränkten Übertragungskapazitäten zulassen.

Auch in diesem Fall wird eine Deckung der Nachfrage ohne Rationierung ermöglicht, und sämtliche dazu benötigten Kapazitäten können auskömmliche Deckungsbeiträge erwirtschaften. Diese Aussage gilt allerdings nur für eine länderübergreifende Sichtweise. Ein grenzüberschreitend organisierter Energy-only Markt ist hingegen prinzipbedingt nicht in der Lage aus

⁷ Einige Kritiker von Energy-only Märkten, wie etwa Cramton und Stoft (siehe [6]), folgen dieser Argumentation und leiten ihre Kritik im Wesentlichen aus einer in heutigen Nachfragekurven kaum evidenten Preiselastizität ab, aus der sie dann ein Marktversagen von Energy-only Märkten folgern.

einer nationalen Sichtweise formulierte Knappheiten (vgl. Abschnitt 2.1.1) zu verhindern. So könnte die länderweise separate Betrachtung der in Bild 2.4 dargestellten Angebots- und Nachfragesituation durchaus dazu führen, dass etwa die Angebote aus Land C nicht zu einer autarken Deckung der dortigen Nachfrage ausreichen. Zwar ist die Deckung der preiselastischen Nachfrage über den Austausch mit den Nachbarländern stets gewährleistet, aus der zuvor beschriebenen nationalen Sichtweise definierte Anforderungen an die Versorgungssicherheit können aber unter Umständen nicht erfüllt werden⁸. Grund hierfür ist, dass in einem grenzüberschreitend organisierten Strommarkt dem Markt grundsätzlich keine Information vorliegt, die eine regionale Differenzierung der Angebote und damit auch regional differenzierte Preissignale – einhergehend mit ggf. regional wirkenden Knappheitsrenten – erlaubt. Lediglich das Auftreten von Übertragungsengpässen führt zu einer zeitweisen regionalen Differenzierung der Angebots- und Nachfragekurve. Auf diese Weise werden in gleichem Maße regionale Knappheiten durch entsprechende Preissignale adressiert wie ausländische Kapazitäten aufgrund von Übertragungsengpässen nicht zur Deckung der inländischen Nachfrage zur Verfügung stehen.

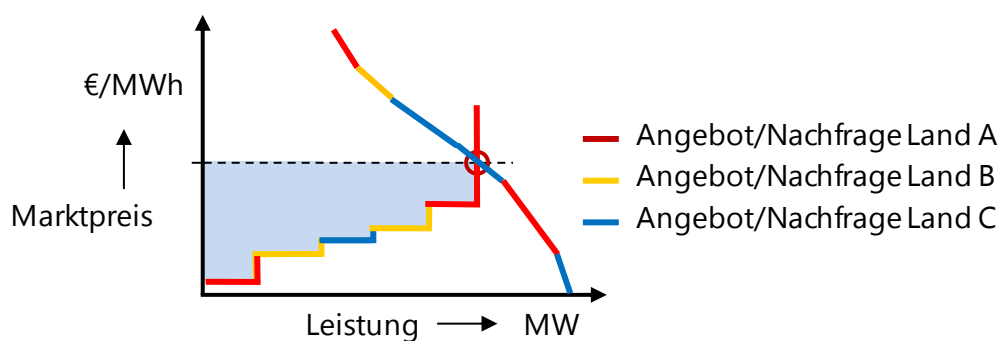


Bild 2.4: Vereinfachte, beispielhafte Marktsituation an einem Energy-only Markt mit preiselastischer Nachfrage bei marktgebietsübergreifender Betrachtung

⁸ Bei vollständig preiselastischer Nachfrage wäre auch auf diese Weise zu jedem Zeitpunkt gewährleistet, dass die jeweilige nationale Nachfrage ausschließlich durch inländische Kapazitäten gedeckt werden kann. Um damit den Anforderungen an die Versorgungssicherheit zu genügen, ist vorauszusetzen, dass der Begriff der Versorgungssicherheit derart interpretiert wird, dass nicht ein statisch formulierter Starklastfall abgedeckt werden muss. Vielmehr ist zu jedem Zeitpunkt die sich in Abhängigkeit des Marktpreises und entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage ergebende Nachfrage ohne Rationierung zu decken.

2.3 Vorläufige Schlussfolgerungen

Die Beantwortung der Frage, ob zukünftig dezidierte Kapazitätsmechanismen notwendig sind, um auch weiterhin ein ausreichendes Niveau gesicherter Leistung gewährleisten zu können, hängt zunächst davon ab, ob das heutige Marktdesign in Form eines Energy-only Marktes nachhaltig ist, d. h. langfristig nicht zwangsläufig zu Marktversagen führt, sondern grundsätzlich durchaus auskömmliche Erlöse für alle benötigten Kapazitäten erlaubt. Darüber hinaus spielt allerdings auch die Frage eine Rolle, ob Versorgungssicherheit – wie bisher – im nationalen Rahmen gewährleistet werden sollte oder ob die Gewährleistung von Versorgungssicherheit – wie bereits die Organisation der Strommärkte – als supranationale Verantwortlichkeit angesehen wird.

In den vorhergehenden Abschnitten wurde gezeigt, dass Energy-only Märkte bei Vorliegen ausreichender Preiselastizität der Nachfrage langfristig grundsätzlich auskömmliche Erlöse für alle benötigten Kapazitäten zulassen, ein Bedarf ergänzender Kapazitätsmechanismen also zunächst nicht besteht. Dies gilt allerdings nur bei Kohärenz des regionalen Betrachtungsbereichs für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit einerseits wie für die Organisation des Strommarktes und daraus resultierender Preissignale andererseits.

Diesbezüglich ist heute eine Diskrepanz zu beobachten. So wird der Begriff der Versorgungssicherheit derzeit in der Regel aus einer nationalen Sichtweise interpretiert, d. h. die national verfügbare Kapazität muss zur Deckung des nationalen Starklastfalls ausreichen, während der Strommarkt europäisch organisiert ist, so dass – etwa durch die Implementierung von Market-Coupling-Mechanismen – die jeweilige nationale Nachfrage unter optimaler Ausnutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten und somit unter optimaler Nutzung ausländischer Kraftwerkskapazitäten gedeckt wird.

Ein europäisch organisierter Energy-only Markt, wie heute erfolgreich etabliert und in seiner regionalen Organisation nicht in Frage gestellt, ist prinzipbedingt nicht in der Lage, Knappheiten, die aus der vorgenannten nationalen Sichtweise entstehen, systematisch zu verhindern.

Wird also auch zukünftig die etablierte nationale Sichtweise bezüglich Fragen der Versorgungssicherheit verfolgt, so ist die Einführung dezidierter Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung ebendieser Versorgungssicherheit unumgänglich, da aus den Marktergebnissen der Energy-only Märkte keinerlei zielgerichtete Signale für die Bereitstellung der bei dieser

Sichtweise angestrebten installierten Leistung von konventionellen Erzeugungsanlagen resultieren.⁹

Neben der heute dominanten nationalen Definition der Versorgungssicherheit ist grundsätzlich auch eine europäische Sichtweise denkbar, bei der gefordert wird, dass Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene insgesamt sicherzustellen ist. Beim Übergang auf diese Sichtweise wäre die zuvor beschriebene Kohärenz hinsichtlich des regionalen Betrachtungsbereichs von Versorgungssicherheit und Strommarkt hergestellt und die Voraussetzung für die Nachhaltigkeit von Energy-only Märkten geschaffen, sofern sich zugleich eine ausreichende Preiselastizität der Nachfrage herausbildet. Langfristig besteht dann kein Bedarf für Kapazitätsmechanismen. Allerdings wäre auch in diesem Fall zu klären, ob in der notwendigerweise erforderlichen Übergangszeit für einen Wechsel von der nationalen auf die europäische Sichtweise ggf. Bedarf für Kapazitätsmechanismen besteht, um zwar nur zeitweise vorhandene, aber dennoch unerwünschte Knappheiten zu vermeiden.

Beide Sichtweisen auf die Frage der Versorgungssicherheit sind grundsätzlich zu rechtfertigen. Die grundlegende Wahl der Sichtweise ist im Wesentlichen politischer Natur und wird in diesem Gutachten daher nicht abschließend bewertet. Es bleibt aber festzuhalten, dass der Bedarf für die Einführung von Kapazitätsmechanismen entscheidend von der gewählten Sichtweise abhängt. Die Entscheidung, ob in Fragen der Versorgungssicherheit auch langfristig eine nationale Sichtweise angenommen wird oder ein Übergang zu einer europäischen Sichtweise erfolgt, ist daher zu beantworten, bevor über die Notwendigkeit und ggf. Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen entschieden werden kann.

Um unabhängig von der Entscheidung bzgl. einer nationalen bzw. europäischen Sichtweise dennoch einen Beitrag zur Diskussion über die Ausgestaltung ggf. benötigter Kapazitätsmechanismen leisten zu können, werden beide Sichtweisen im Weiteren gleichberechtigt betrachtet.

⁹ Das schließt nicht aus, dass sich aufgrund von Abwägungen der Marktteilnehmer oder aufgrund hier nicht betrachteter Rahmenbedingungen dennoch temporär Situationen ergeben können, in denen auch bei nationaler Sichtweise die relevanten Kriterien für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit erfüllt sind. So ist die historisch kontinuierlich über der Höchstlast liegende verfügbare Leistung in Deutschland auch mit bis in jüngste Zeit vorhandenen Überkapazitäten aus der Monopolzeit zu erklären.

3 Übersicht Kapazitätsmechanismen

Prinzipielles Ziel möglicher Kapazitätsmechanismen ist das dauerhafte Vermeiden oder Schließen einer auftretenden Lücke zwischen dem gesamten Bedarf an gesicherter Leistung und dem Niveau gesicherter Leistung, welches von denjenigen Kraftwerken bereitgestellt wird, deren wirtschaftlicher Betrieb auch ohne zusätzliche, dezidierte Kapazitätsanreize über die an einem Energy-only Markt erzielten Deckungsbeiträge gesichert ist. Ist – wie derzeit in Deutschland – eine Kapazitätslücke noch nicht entstanden, sondern wird Auftreten erst für die Zukunft befürchtet, ergeben sich verschiedene Lösungsansätze. Wie in Bild 3.1 dargestellt, kann die Kapazitätslücke grundsätzlich durch den Bau neuer Kraftwerke und ggf. alternativ bzw. zusätzlich durch das Verhindern von Kraftwerksstilllegungen geschlossen werden. Basierend hierauf lassen sich die verschiedenen, aktuell diskutierten Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen danach unterscheiden, auf welche Kategorien von Kapazitäten – d. h. alle Kapazitäten, neu zu errichtende Kapazitäten und bzw. oder von Stilllegung bedrohte Kapazitäten – diese abzielen.

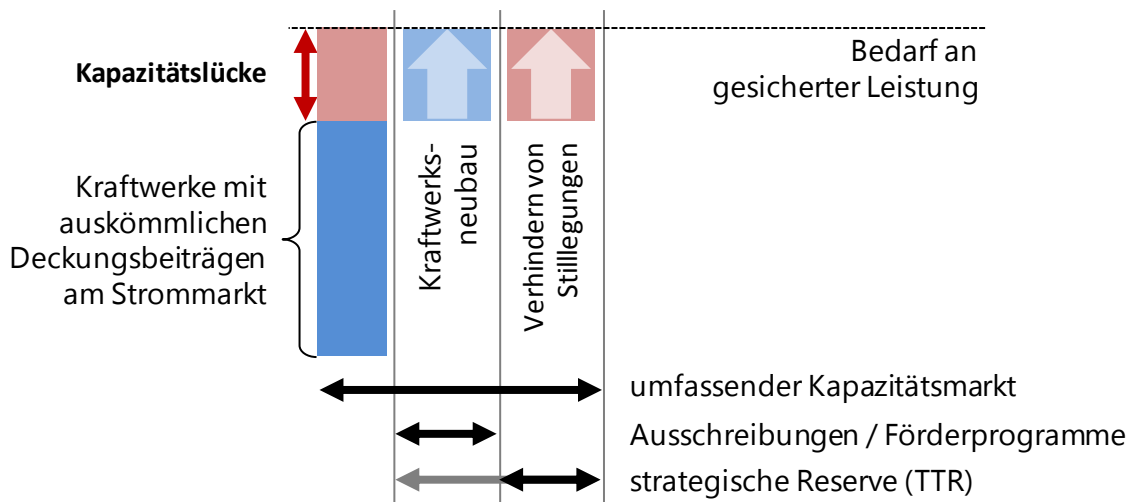


Bild 3.1: Aktuell diskutierte Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen unterschieden nach Zielgruppe

Die verschiedenen aktuell diskutierten Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen werden dieser Unterscheidung folgend im Weiteren vorgestellt. Grundsätzliche Möglichkeiten zur Berücksichtigung eines Kapazitätskredits für verbrauchsseitige Maßnahmen werden ebenfalls vorgestellt. Als weiterer Aspekt der Ausgestaltung wird abschließend noch die Frage nach der Notwendigkeit einer regionalen Differenzierung von Kapazitätsmechanismen diskutiert.

Umfassender Kapazitätsmarkt

Umfassende Kapazitätsmärkte zielen grundsätzlich auf alle im Markt befindlichen Kapazitäten ab, d. h. sie statten nicht selektiv nur bestimmte Kapazitäten, z. B. Neubaukraftwerke, sondern vielmehr alle Kapazitäten mit Zahlungen aus.

Die Nachfrage in einem solchen Markt ergibt sich aus dem gewünschten Kapazitätsniveau und wird häufig durch die Verpflichtung der Verbraucher geschaffen, für ihren Anteil an der Spitzenlast entsprechende eigene Kapazitäten nachzuweisen oder über den Kapazitätsmarkt zu beschaffen. Angebote können von allen bereits und auch zukünftig in Betrieb befindlichen bzw. bis zu einem bestimmten Zeitpunkt neu errichteten Kapazitäten abgegeben werden. Es ist denkbar, dass in einem solchen Markt eine rein finanzielle Erfüllung vereinbart wird. Dies würde Marktakteuren erlauben, als Anbieter an einem solchen Markt aufzutreten, ohne physisch selbst die entsprechende Kapazität zu besitzen. Sie müssten lediglich sicherstellen, dass zum Zeitpunkt der tatsächlichen Erfüllung entsprechende Kapazität vorgehalten wird. Diese kann sich dann teil- und/oder zeitweise aus bereits bestehenden Kapazitäten einerseits und neu zu errichtenden Kapazitäten andererseits bestehen.

Auch die Einbeziehung verbrauchsseitiger Ressourcen ist grundsätzlich denkbar (s. entsprechender Abschnitt unten).

Konkrete Ausgestaltungsvorschläge für ein derartiges Modell werden etwa in [6], [7] – bei letzteren mit spezieller Würdigung der deutschen Situation – vorgestellt. Praktische Erfahrung mit der Anwendung solcher Modelle liegt bspw. in Nordamerika (z. B. NewYork-ISO im Osten der USA) und in Südamerika (Kolumbien) vor.

Im Gegensatz zu allen anderen Ansätzen erlauben umfassende Kapazitätsmärkte aus einer theoretischen Perspektive als einzige Form das *effiziente* Erreichen eines gewünschten Kapazitätsniveaus, da ihr umfassender Ansatz nicht prinzipbedingt eine bestimmte Lösung zur Erreichung des gewünschten Ziels ausschließt, wie dies bei anderen Ansätzen durch das ausschließliche Abzielen auf einzelne Kategorien von Kraftwerken der Fall ist. Die effiziente Lösung zur Erreichung eines bestimmten Kapazitätsniveaus, d. h. die volkswirtschaftlich optimale Zusammensetzung eines zukünftigen Kraftwerksparks, stellt sich gewöhnlich als eine Kombination bestehender und neuer Kraftwerke dar. Die Beschränkung eines Kapazitätsmechanismus auf eine Kategorie von Kapazitäten führt damit prinzipbedingt zu einer systematischen Schlechterstellung der nicht adressierten Kapazitätskategorien und somit in

der Regel zu einer ineffizienten Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Allerdings sind Effizienz und Effektivität dieses Lösungsansatzes durch zahlreiche Parametrierungsrisiken gefährdet. Beispiele hierfür sind das vorzugebende, gewünschte Kapazitätsniveau, die vereinbarten Vertragslaufzeiten oder der Umgang mit Fragen potentieller Ausübung von Marktmacht.

Bei einer konkreten Implementierung eines solchen umfassenden Kapazitätsmarktes ist daher eine ausreichende Zeit zur sorgfältigen Klärung von Design- und Parametrierungsfragen vorzusehen. Um mit einem solchen Mechanismus auch tatsächlich neue Kapazitäten geeignet anzusprechen, muss zudem ein ausreichender Zeitraum zwischen Auktion und entsprechender Erfüllung berücksichtigt werden. Insgesamt erscheint eine Vorlaufzeit von rund zehn Jahren von der grundsätzlichen Entscheidung über die Einführung eines solchen komplexen, voll entwickelten Mechanismus bis zum Eintreten der Wirksamkeit realistisch.

Ausschreibungsmodell

Im Gegensatz zu umfassenden Kapazitätsmärkten zielen Ausschreibungsmodelle ausschließlich auf eine bestimmte Kategorie von Kraftwerken, im Regelfall die Incentivierung von Kraftwerksneubauten, ab. Hierzu schreibt eine zentrale Planungsinstanz eine zu beanreizende Menge neuer Kraftwerksleistung aus, um die sich dann potentielle Investoren bzw. Kraftwerksbetreiber i. d. R. im Rahmen einer Auktion bewerben können. Den Zuschlag erhalten die günstigsten Angebote. Konkrete Ausgestaltungsvorschläge für die Anwendung eines solchen Modells in Deutschland finden sich bspw. in [8].

Solche Mechanismen sind prinzipbedingt nicht in der Lage, ein gewünschtes Kapazitätsniveau auf lange Sicht in effizienter Art und Weise zu erreichen. Grund dafür ist, dass Ausschreibungsmodelle nicht die Gesamtheit möglicher Lösungen adressieren, sondern durch die einseitige Ausrichtung auf einzelne Kategorien von Kapazitäten (im Regelfall vor allem deren Neuerrichtung) nur Teile des Lösungsraums betrachten und damit im Regelfall effiziente Lösungsmöglichkeiten ausschließen.

Insbesondere besteht durch das Schaffen einseitiger Anreize für den Markteintritt neuer Kraftwerke die Gefahr, die wirtschaftliche Situation von Bestandskraftwerken am Strommarkt weiter zu verschlechtern, da die neuen, durch Kapazitätszahlungen unterstützten Kraftwerke elektrische Energie typischerweise *kurzfristig, d. h. auf Basis variabler Kosten*, günstiger erzeugen können. Dadurch kann es ggf. zu einer Verdrängung von Bestandskraftwerken kom-

men, die Marktanteile an die geförderten Neuanlagen verlieren. Eine solche Verdrängung ist in all den Fällen ineffizient und somit gesamtwirtschaftlich nicht wünschenswert, in denen trotz niedrigerer variabler Kosten die (zumindest teilweise über den Kapazitätsmechanismus getragenen) Vollkosten der Neukraftwerke über den (ausschließlich am Energy-only-Markt zu erwirtschaftenden) Vollkosten der Bestandskraftwerke liegen. Wenn es auf diese Weise zu weiteren Stilllegungen von Bestandskraftwerken kommt, vergrößert sich gleichzeitig die zu schließende Kapazitätslücke und muss wiederum mit neuen Ausschreibungen geschlossen werden.

Ähnlich wie bei umfassenden Kapazitätsmärkten sind bei der Implementierung von Ausschreibungsmodellen ebenfalls zahlreiche Parametrierungsrisiken zu berücksichtigen. Zusätzlich zur Frage nach dem gewünschten Kapazitätsniveau hat ein zentraler Planer bei einem Ausschreibungsmodell auch Annahmen bezüglich der zu erwartenden Kraftwerksstilllegungen zu treffen, um aus einer entsprechenden Differenzbetrachtung den anzureizenden Neubaubedarf zu ermitteln.

Als Vorteil von Ausschreibungsmodellen wird häufig genannt, dass sich solche Mechanismen gut mit weiteren Anforderungen kombinieren lassen, etwa regionalen Kriterien oder dem Wunsch nach der Förderung spezieller Technologien. Die Formulierung multikriterieller Zielsetzungen erhöht aber zugleich die Anzahl potentieller Parametrierungsrisiken und birgt somit eine steigende Gefahr, dass das angestrebte Niveau gesicherter Leistung nur auf einem ökonomisch ineffizienten Weg erreicht werden kann. Gleichzeitig kann die zunehmende Spezifizierung der ausgeschriebenen Neubauleistung zu einer Einschränkung des potentiellen Anbieterkreises führen und daher mögliche Probleme durch die Ausübung von Marktmacht verschärfen. Beispiele für existierende Ausschreibungsmodelle bspw. in Frankreich (vgl. [9]) belegen die Anwendung insbesondere in Fällen, in denen eine detaillierte, multikriterielle und kleinräumige Steuerung erwünscht ist. Hingegen gibt es nach unserer Kenntnis keine relevanten Beispiele, in denen Ausschreibungsmodelle für eine effiziente Steuerung des Versorgungssicherheitsniveaus auf nationaler oder supranationaler Ebene erfolgreich eingesetzt worden sind.

Im Vergleich mit einem umfassenden Kapazitätsmarkt erfordert auch die Einführung eines Ausschreibungsmodells eine ausreichende Vorlaufzeit zur Klärung von Design- und Parametrierungsfragen sowie für das Erreichen der Wirksamkeit, die aus unserer Sicht zwar

unter der für einen umfassenden Kapazitätsmarkt benötigten Vorlaufzeit, die wir mit rund zehn Jahren abschätzen, liegen wird, aber dennoch sehr erheblich sein kann.

Kraftwerksförderprogramme

Anreize aus Kraftwerksförderprogrammen zielen wie Ausschreibungsmodelle auf die Neuerichtung von Kraftwerkskapazitäten ab, werden allerdings i. d. R. in Form pauschaler Beihilfen zu den Investitionskosten gewährt. In ihrer Ausgestaltung sind Kraftwerksförderprogramme insofern einfacher als Ausschreibungsmodelle, was Vorlaufzeiten für die Einführung reduzieren könnte. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass pauschal gewährte Förderungen, anders als die anderen hier vorgestellten Kapazitätsmechanismen, kein Element der Mengensteuerung beinhalten. Vielmehr ergeben sich Zubauten hier bei einem bestimmten Förderniveau in einer nicht oder zumindest nur sehr ungenau vorhersehbaren Menge. Insofern sind Förderprogramme generell für die Erreichung eines vorgegebenen Ziels gesichert zur Verfügung stehender Kraftwerksleistung nur begrenzt einsetzbar. Dies belegen auch internationale Anwendungserfahrungen, z. B. aus Spanien (vgl. bspw. [10]). Andere Effekte, insbesondere die möglicherweise ineffiziente Verdrängung bestehender Kraftwerke, erscheinen aber vergleichbar mit Ausschreibungsverfahren.

Strategische Reserve (TTR-Modell)

Das Konzept der strategischen Reserve, auch Tender for Targeted Resources (TTR) genannt, beabsichtigt die Ausstattung solcher Kapazitäten mit Zahlungen, die vom Kapazitätshalter, d. h. der ausschreibenden Stelle, lediglich in Knappheitssituationen eingesetzt werden und ansonsten dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen.

Das zugrundeliegende Konzept wird in Bild 3.2 veranschaulicht. Eine Knappheitssituation liegt dann vor, wenn eine Markträumung ohne Rationierung der Nachfrage nicht möglich ist. In diesem Fall wird über das TTR-Modell kontrahierte Leistung im Rahmen eines weiteren

Versuchs zur Markträumung durch eine zweite Spotmarktaktion in den Markt geboten, um auf diese Weise eine Markträumung herbeizuführen¹⁰.

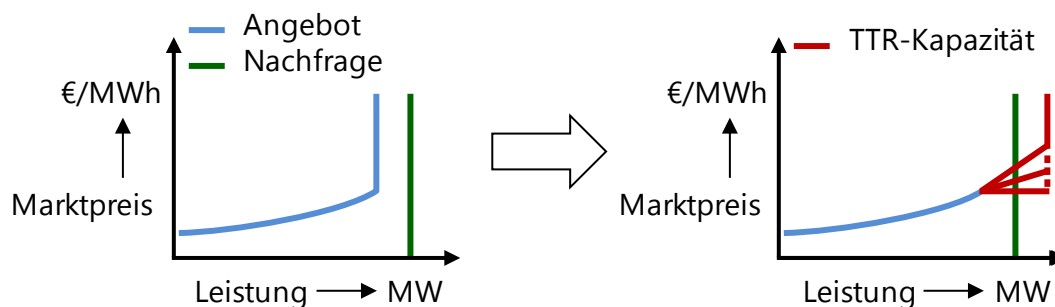


Bild 3.2: Einsatzprinzip von TTR-Kapazität in Knappheitssituationen

Die Rückwirkungen eines solchen Modells auf den eigentlichen Energy-only Markt sind vergleichsweise gering, da sich an der Ausschreibung von TTR-Kapazitäten nur solche Kapazitäten beteiligen werden, die ohne entsprechende Kapazitätszahlung vollständig vom Markt verschwinden bzw. in diesen überhaupt nicht eintreten würden. Da als TTR-Kapazität kontrahierte Kraftwerke allerdings nur in Knappheitssituationen eingesetzt werden, haben sie auf die Ergebnisse am Strommarkt außerhalb der Knappheitssituationen keine direkten Auswirkungen.

Insofern zielt ein TTR-Modell zwar nicht explizit, aber dennoch implizit auf von Stilllegung bedrohte Bestandskraftwerke ab. Prinzipiell ist eine Beteiligung von neu zu errichtenden Kraftwerkskapazitäten an einer Ausschreibung von TTR-Kapazität möglich, es scheint allerdings aus Investorensicht lediglich die Errichtung von Spitzenlastkraftwerken mit den spezifisch geringsten Investitionskosten, also i. d. R. Gasturbinenkraftwerken, aufgrund des ausschließlichen Einsatzes in seltenen Knappheitssituationen wenigstens potenziell für eine Vermarktung über TTR interessant. Die Errichtung anderer Kraftwerke ausschließlich zu Reservezwecken wäre hingegen ineffizient. Um derartige Ineffizienzen nicht entstehen zu lassen, kann es daher zweckmäßig sein, die aus einem TTR-Modell entstehenden Kapazitätszahlungen in Anlehnung an die Vollkosten eines Gasturbinenkraftwerks zu begrenzen.

¹⁰ Hinsichtlich des Gebotspreises, mit dem diese Kapazität in den Markt geboten wird, gibt es verschiedene Ansätze, vgl. hierzu Kapitel 5.

Parametrierungsrisiken existieren im TTR-Modell vor allem hinsichtlich der Frage der auszu-schreibenden Menge an Reservekapazität. Dabei sind grundsätzlich zwei Effekte denkbar.

- Bei einer Überdimensionierung der ausgeschriebenen Menge werden nicht benötigte Kraftwerkskapazitäten am Leben erhalten. Die entsprechend überhöhten Kosten für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit sind von der Allgemeinheit zu tragen.
- Bei einer Unterdimensionierung der Reservekapazität kann allerdings die Wirksamkeit des gesamten Modells nachhaltig gefährdet werden. Denn die Zielgruppe eines TTR-Systems sind insbesondere Bestandskraftwerke an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Die Alternative zu einer Kontrahierung als Reservekraftwerk über ein TTR-System bedeutet für diese Kraftwerke vielfach eine endgültige Stilllegung. Wenn aber aufgrund einer Unterdimensionierung des TTR zu viele Bestandskraftwerke stillgelegt werden, kann es zu einer Unterschreitung des angestrebten Niveaus gesicherter Leistung kommen, die – ohne Kraftwerksneubauten– irreversibel ist. Insbesondere kann eine einmal erfolgte Stilllegung nicht durch eine spätere Erhöhung der über TTR kontrahierten Reservekapazität ausgeglichen werden.¹¹.

Im Vergleich zu den bereits diskutierten Mechanismen sind Einführung und Wirksamkeit eines TTR-Modells vergleichsweise schnell herbeizuführen. Daher und vor dem Hintergrund, dass mittels eines TTR-Modells primär ineffiziente Stilllegungen von Kraftwerken aufgeschoben, diese aber nicht langfristig verhindert werden können, erscheint ein solcher Mechanismus insbesondere als Brückenlösung bis zur Einführung eines dauerhaften Mechanismus interessant.

Praktische Beispiele für die Anwendung eines solchen Modells gibt es in Schweden und Finnland. Hier konnte im Rahmen von Auktionen die jeweils benötigte, ausgeschriebene TTR-Kapazität erfolgreich kontrahiert werden. Details der Parametrierung / des Designs eines solchen Modells werden – auch in Abgrenzung zu der in Schweden und Finnland implementierten Variante – in Kapitel 5 diskutiert.

¹¹ In Grenzen kann eine Reaktivierung von Kraftwerken in der Kaltreserve möglich sein. Hier sind aber diverse organisatorische wie genehmigungsrechtliche Hindernisse zu beachten.

Einbindung verbrauchsseitiger Ressourcen

Als Mittel zur Sicherstellung eines bestimmten Niveaus gesicherter Leistung wurde bislang auf Kraftwerkskapazitäten fokussiert. Grundsätzlich ist aber ebenfalls denkbar, durch eine bedarfsgerechte Verbrauchsreduktion einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Hierbei sind prinzipiell verschiedene Konzepte denkbar, die im Folgenden kurz umrissen werden.

So kann ein Verbraucher zusichern, seine Last im Bedarfsfall *auf* ein bestimmtes Niveau zu reduzieren. Der daraus resultierende Kapazitätskredit ergibt sich dann bspw. aus der Differenz zwischen dem (i. d. R. historischen) Anteil des Verbrauchers an der insgesamt abzudeckenden Spitzenlast und dem verbrauchsseitig zugesicherten Niveau. Während die Überprüfung, ob der Verbraucher die eingegangene Verpflichtung einhält, bei leistungsgemessenen Verbrauchern unproblematisch ist, ist ggf. die Orientierung des zugestandenen Kapazitätskredits an einer historischen Last problematisch, da nicht überprüfbar ist, ob sich die jeweilige Verbraucherlast auch tatsächlich im Erbringungszeitraum auf dem historischen Niveau eingestellt hätte. Auf diese Weise können ggf. Mitnahmeeffekte – etwa bei Stilllegung von Verbrauchsstandorten – entstehen, die geeignet zu adressieren sind.

Eine weitere Möglichkeit ist die Zusicherung eines Verbrauchers, im Bedarfsfall auf Abruf seine abgenommene Leistung *um* ein bestimmtes Niveau zu reduzieren. Hierbei stellt sich allerdings unmittelbar das Problem der Überprüfbarkeit, da lediglich die tatsächliche abgenommene Leistung nicht aber die ursprünglich beabsichtigte Abnahme messbar ist. In Abhängigkeit von der konkreten Umsetzung ist aber bspw. ein Abgleich mit gemeldeten Fahrplänen denkbar¹².

Die Einbindung auch kleinerer Verbraucher, bspw. Haushaltskunden, ist durch eine Bündelung mittels eines Aggregators denkbar. Ein solcher kontrahiert Verbraucher mit geeigneten technischen Einrichtungen zur Verbrauchssteuerung und erbringt hierüber einen entsprechenden Nachweis. Die Ermittlung des zugestandenen Kapazitätskredits kann – bei hinreichend

¹² Im nordamerikanischen PJM ist ein solches Konzept unter dem Namen „Guaranteed Load Drop“ implementiert. Hierbei wird als Referenzlast, d. h. die unterstellte ursprünglich beabsichtigte Abnahme, auf historische Lastgänge (vergleichbar mit Ansätzen eines Vergleichstagverfahrens) oder auf Regressionsmodelle zur Schätzung der Referenzlast zurückgegriffen.

großer Anzahl an kontrahierten Kunden – auf Basis statistischer Modelle erfolgen, mit denen abgeschätzt wird, welches Lastreduktionspotential die kontrahierten Verbraucher tatsächlich im Falle des Abrufs liefern können.

Regionale Differenzierung

In der aktuellen Debatte über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen wird als ein weiteres Ausgestaltungsmerkmale eine regionale Differenzierung der zu beanreizenden Kapazitäten über die Ebene der im Strommarkt etablierten Marktgebiete hinaus diskutiert (vgl. auch Erläuterung zum Ausschreibungsmodell). Hierbei wird insbesondere argumentiert, dass räumlich differenzierte Anreize aus netztechnischer Sicht notwendig oder zumindest hilfreich und daher wünschenswert sein könnten.

Auslöser dieser Debatte ist nicht zuletzt die angespannte Netzsituation in Deutschland als Folge der kurzfristig beschlossenen Stilllegung von rd. 8,5 GW Kernkraftwerksleistung im Frühjahr 2011. Insbesondere für die Winter 2011/12 und 2012/13 werden kritische Netzsituation aufgrund von Leitungsüberlastungen und Problemen hinsichtlich der Spannungshaltung für möglich gehalten [11].

Die Bundesnetzagentur hat hierzu vorübergehend Maßnahmen ergriffen, um zuvor stillgelegte Kraftwerke im Süden Deutschlands zu reaktivieren und auf diese Weise den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) weitere Mittel zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zur Verfügung zu stellen¹³. Es wird erwartet, dass von den ÜNB eingeleitete Maßnahmen, wie etwa der Ausbau von Leitungen im Übertragungsnetz oder die Installation von Kompensationselementen zur verbesserten Spannungshaltung, sowie die Inbetriebnahme der bereits heute in Bau befindlichen Kraftwerke mittelfristig, d. h. über den Winter 2012/13 hinaus, die Probleme, die zur aktuell angespannten Netzsituation geführt haben, lösen.

Dies zeigt, dass eine räumliche Vergleichmäßigung der installierten Erzeugungskapazitäten, wie sie etwa durch eine regionale Differenzierung eines Kapazitätsmechanismus erreicht

¹³ Diese Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bezieht sich explizit nicht auf den bisher in diesem Gutachten betrachteten und von Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen adressierten Aspekt der Versorgungssicherheit, nämlich generell unzureichender Erzeugungskapazität.

werden könnte, grundsätzlich hilfreich bei der Linderung netztechnischer Probleme sein kann. Gleichzeitig können aber auch andere Maßnahmen, bspw. die zuvor genannten Leitungsausbauten oder Inbetriebnahmen von Kompensationselementen, Abhilfe schaffen. Es ist daher stets abzuwägen, auf welche Weise volkswirtschaftlich der größte Nutzen bzw. die geringsten Kosten entstehen. Grundsätzlich ist aber davon auszugehen, dass lokale netzbezogene Maßnahmen zunächst die günstigere, flexiblere sowie effektivere und damit zu bevorzugende Möglichkeit zur Behebung netztechnischer Probleme sind.

Sollen dennoch auch kapazitätsbezogene Maßnahmen zur Anwendung kommen, so stellt ein regional differenzierter Kapazitätsmechanismus aber nicht die einzige Möglichkeit zur räumlichen Steuerung von Kraftwerksneubauentscheidungen dar. Entsprechende Allokationssignale können bspw. auch von regional differenzierten Netzentgelten für Erzeuger (sog. „G-Komponente“) ausgehen, die z. B. Standortnachteile von Erzeugungseinheiten im Süden Deutschland aufgrund höherer Transportkosten für Brennstoffe ausgleichen. Vor dem Hintergrund, dass die Regionalisierung von Kapazitätsmechanismen stets zu einer Zersplitterung des durch den Mechanismus geschaffenen Marktes führt – einhergehend mit der Gefahr dort abnehmender Liquidität und damit steigendem Risiko für die Ausübung von Marktmacht – ist eine vom jeweiligen Kapazitätsmechanismus unabhängige Schaffung von Allokationssignalen für Erzeugungskapazitäten zu bevorzugen.

4 Notwendigkeit für Kapazitätsmechanismen in Deutschland

Die bisherigen Ausführungen zum Bedarf für Kapazitätsmechanismen und ihrer möglichen Ausgestaltung waren eher grundsätzlicher Natur und sollen im Folgenden vor dem Hintergrund der konkreten Situation in Deutschland diskutiert werden. Hierbei werden die beiden in Abschnitt 2.1 eingeführten Sichtweise hinsichtlich der Definition der Versorgungssicherheit, die nationale wie die europäische, gleichwertig betrachtet.

4.1 Nationale Sichtweise

Wie in Abschnitt 2.1 dargelegt, entspricht die nationale Sichtweise den heutigen energiepolitischen Vorgaben in Fragen der Versorgungssicherheit in Deutschland. In Abschnitt 2.2 wurde ausführlich diskutiert, dass ein europäisch organisierter Energy-only Markt die aus einer nationalen Sichtweise formulierten Ziele bzgl. der Versorgungssicherheit wenn überhaupt nur zufällig erfüllen kann. Bei Beibehaltung der nationalen Sichtweise werden langfristig also dauerhaft dezidierte Kapazitätsmechanismen notwendig sein, um das zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendige Kapazitätsniveau sicherstellen zu können.

Nach Experteneinschätzung ist die derzeitige Kapazitätssituation – auch unter Berücksichtigung der Stilllegung derjenigen Kernkraftwerke, die initial in Folge des im Juni 2011 beschlossenen deutschen Kernenergieausstiegs vom Netz genommen wurden – gerade ausreichend, um die Versorgungssicherheit hinreichend zu gewährleisten¹⁴. Gleichzeitig ist bekannt, dass in Deutschland laut Erhebung der Bundesnetzagentur (siehe [1]) bis Ende 2014 über 12 GW zusätzliche, bereits in Bau befindliche Kraftwerksleistung zur Verfügung steht und in etwa gleichem Umfang bis zum Jahr 2022 Kernkraftwerksleistung durch den vollständigen Kernenergieausstieg stillgelegt wird.

¹⁴ Wie in Kapitel 3 erläutert sind die derzeitigen Maßnahmen der Bundesnetzagentur, insbesondere die Kontrahierung von Reservekraftwerken, zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit i. W. temporärer Natur und auf die nicht vorhersehbare, kurzfristige Stilllegung von Kernkraftwerken in Folge der Ereignisse in Fukushima nicht aber auf ein grundsätzlich zu niedriges Niveau gesicherter Leistung zurückzuführen.

4.1.1 Abzudeckender Kapazitätsbedarf

Vor dem Hintergrund der zuvor genannten Entwicklung im deutschen Kraftwerkspark in den kommenden Jahren stellt sich die Frage, welcher Kapazitätsbedarf in einem absehbaren Zeitraum von etwa zehn Jahren von einem möglichen Kapazitätsmechanismus abzudecken wäre, d. h. nach Umsetzung der zuvor genannten, heute bereits sicher bekannten Veränderungen im Kraftwerkspark. In Kapitel 3 wurde ausgeführt, dass zumindest die langfristig wirksamen Kapazitätsmechanismen (umfassender Kapazitätsmarkt, Ausschreibungsmodell, Kraftwerksförderprogramm) bis zur vollständigen Entfaltung ihrer Wirkung eine Vorlaufzeit benötigen, die in etwa der Größenordnung von zehn Jahren liegt. Eine Abschätzung des im Zeitraum der nächsten rund zehn Jahre entstehenden Kapazitätsbedarfs dient also auch dazu, die Dringlichkeit der Debatte über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen und ihrer Ausgestaltung zu bewerten.

Die Abschätzung des potentiell abzudeckenden Kapazitätsbedarfs erfolgt auf Basis einer Einsatzsimulation des hydrothermischen Kraftwerksparks. Grundlage hierfür ist die Ermittlung eines Kraftwerkseinsatzes zur kostenminimalen Deckung der Residuallast. Dabei wird für die disponible thermische Erzeugung in Deutschland und seinen Nachbarländern eine stündliche Merit-Order unter Berücksichtigung der vorhandenen Übertragungsbeschränkungen zugrunde gelegt. Der Einsatz vorhandener Speicherkraftwerke wird mittels eines heuristischen Modells bestimmt, das in Abhängigkeit von Schwellwerten der Residuallast die Ein- und Ausspeicherung steuert. Die Wirkung des Modells wird dabei durch iterative Justierung der Schwellwerte parametrisiert und plausibilisiert.

Aus dem ermittelten Kraftwerkseinsatz lassen sich dann Deckungsbeiträge für die einzelnen Kraftwerke bestimmen, wenn als Marktpreise die kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten der jeweils teuersten erzeugenden Einheit zugrunde gelegt, diese mit dem stundenscharfen Kraftwerkseinsatz gewichtet und schließlich mit den Fixkosten der Kraftwerke verglichen werden. Es wird dann unterstellt, dass solche Bestandskraftwerke, die keine ausreichenden Erlöse zur Deckung ihrer Fixkosten erwirtschaften können, stillgelegt werden. Auf diese Weise kann ein Gleichgewicht ermittelt werden, in dem alle verbleibenden Kraftwerke ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Die dieser Untersuchung zugrundeliegenden Annahmen bezüglich der Randbedingungen der Einsatzsimulation sind in Anhang A.1 beschrieben.

Da jede Stilllegung eines Bestandskraftwerks tendenziell die wirtschaftliche Situation der verbleibenden Kraftwerke verbessert, wurde ein iteratives Vorgehen gewählt, bei dem zu-

nächst die Kraftwerke mit den spezifisch niedrigsten Deckungsbeiträgen stillgelegt werden und die wirtschaftliche Situation der verbleibenden Kraftwerke durch eine weitere Einsatzsimulation erneut bewertet wird.

Dieses Vorgehen illustriert Bild 4.1 vereinfachend. In einer ersten Einsatzsimulation basierend auf dem vorhandenen Kraftwerkspark ohne jegliche wirtschaftlich bedingte Stilllegungen, ergeben sich wie dargestellt für eine Reihe von Kraftwerken negative Deckungsbeiträge als Differenz aus den Erlöse am Energy-only Markt und ihren jährlichen Fixkosten. Nun erfolgt eine neuerliche Situation (Iteration 2) bei der nun – unter ansonsten gleichen Randbedingungen – unterstellt wird, dass das Kraftwerk mit den spezifisch niedrigsten Deckungsbeiträgen (hier *Kraftwerk Z*) stillgelegt wird. Dies führt zu einer Angebotsverknappung und damit zu tendenziell höheren Preisen am Energy-only Markt und einem höheren Einsatz der verbleibenden Kraftwerke. Dementsprechend erhöhen sich auch die spezifischen Deckungsbeiträge dieser Kraftwerke, wie das mittlere Diagramm in Bild 4.1 zeigt. Insbesondere kann *Kraftwerk W* nun positive Deckungsbeiträge erwirtschaften. Dennoch verbleiben Kraftwerke mit unzureichenden Deckungsbeiträgen, so dass es weiterhin zu Kraftwerksstilllegungen kommt. In einem dritten Schritt (Iteration 3) – mit unterstellter Stilllegung der Kraftwerke *Y* und *Z* – erfolgen erneut Einsatzsimulation und Erlösbewertung. Nun ergibt sich, dass alle dann noch verbleibenden Kraftwerke ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können¹⁵.

¹⁵ Im Gegensatz zur vereinfachenden Darstellung aus Bild 4.1 kann sich die mit Iteration 3 beschriebene Situation bei den hier durchgeführten Einsatzsimulationen nicht einstellen, da stets zumindest ein Kraftwerk lediglich seine kurzfristigen Erzeugungskosten und damit nach Abzug der Fixkosten zwangsläufig einen negativen Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich Marktpreise im gewählten Ansatz gerade aus den kurzfristigen Erzeugungskosten des teuersten in Betrieb befindlichen Kraftwerks ergeben. In diesen Erzeugungskosten sind Fixkosten aber nicht enthalten. Ein Gleichgewichtszustand lässt sich nur dann erreichen, wenn unterstellt wird, dass ein bestimmtes Niveau *simulativ ermittelter* negativer Deckungsbeiträge akzeptabel ist, ohne dass es zu weiteren Stilllegungen kommt. Wir ermitteln dieses Niveau hier aus der Simulation des heutigen Systems, bei der sich auch bereits negative Deckungsbeiträge für einige Kraftwerke ergeben. Gleichzeitig ist derzeit aber nicht zu beobachten, dass es zu umfangreichen, wirtschaftlich bedingten Kraftwerksstilllegungen kommt, obschon Kraftwerksbetreiber die Wirtschaftlichkeit einzelner Kraftwerke gefährdet sehen.

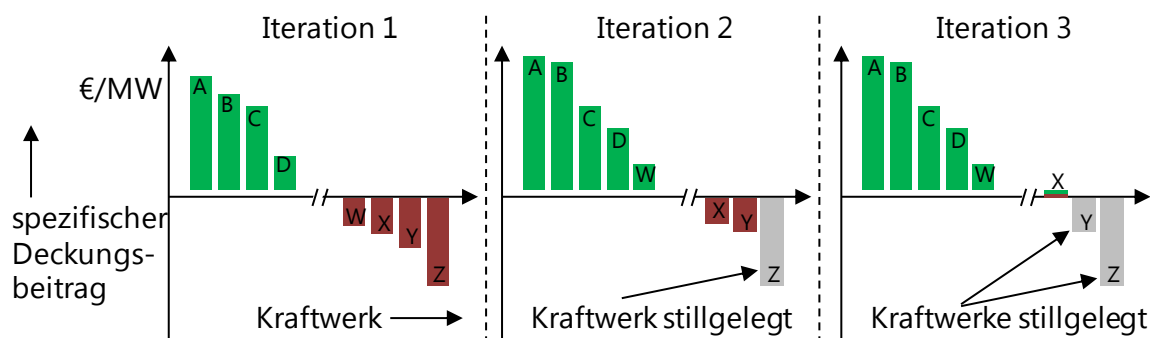


Bild 4.1: *Methodisches Vorgehen zur iterativen Ermittlung wirtschaftlich bedingter Kraftwerksstilllegungen*

Um hieraus den von einem möglichen Kapazitätsmechanismus abzudeckenden Bedarf zu ermitteln, ist nun eine Leistungsbilanz aufzustellen, die das als notwendig erachtete Kapazitätsniveau dem Niveau gegenüberstellt, welches sich ohne Kapazitätsmechanismus ergibt. Für das erforderliche Niveau gesicherter Leistung wird angenommen, dass das heute vorhandene Niveau auch zukünftig ausreichend ist¹⁶. Das sich ohne Einführung eines Kapazitätsmechanismus einstellende Niveau gesicherter Leistung ergibt sich, wie in Bild 4.2 dargestellt, ausgehend vom heutigen Kapazitätsniveau durch Berücksichtigung der bereits in Bau befindlichen Kraftwerke und eines Leistungskredits, der sich aus einem Zuwachs an Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen ergibt. Hiervon abziehen sind die in Folge des deutschen Kernenergieausstiegs stillgelegten Kraftwerke sowie Stilllegungen, die sich aus den zuvor dargelegten Wirtschaftlichkeitserwägungen ergeben¹⁷.

¹⁶ Grundlage hierfür sind die Beobachtungen, dass einerseits das heute vorhandene Kapazitätsniveau für die derzeitige Situation als „gerade ausreichend“ betrachtet wird und dass andererseits mittelfristig von einer Stagnation der deutschen Last ausgegangen wird. Veränderung des Lastniveaus wären ansonsten Treiber für eine Veränderung des erforderlichen Kapazitätsniveaus.

¹⁷ Hierbei bleibt zunächst unberücksichtigt, dass es auch zu weiteren Kraftwerksstilllegungen unabhängig von wirtschaftlichen Überlegungen kommen kann, bspw. aufgrund immissionsschutzrechtlicher Auflagen. Die aktuelle Diskussion, etwa um die ausnahmsweise Verlängerung der Betriebsgenehmigung der Kraftwerksblöcke Datteln 1 bis 3, zeigt aber, dass derartige Genehmigungsfragen nicht zwangsläufig zu sicheren Stilllegungen zu einem bestimmten Zeitpunkt führen. Gleichwohl sind hierdurch entstehende Stilllegungen grundsätzlich in der Diskussion zu berücksichtigen.

Bild 4.2 zeigt, dass trotz des vollständigen Kernenergieausstiegs zunächst eine Marge auf das heutige Niveau gesicherter Leistung von rd. 2,5 GW besteht, so dass Kraftwerksstilllegungen aus wirtschaftlichen Erwägungen zunächst nicht zwangsläufig einen Kapazitätsbedarf erzeugen.

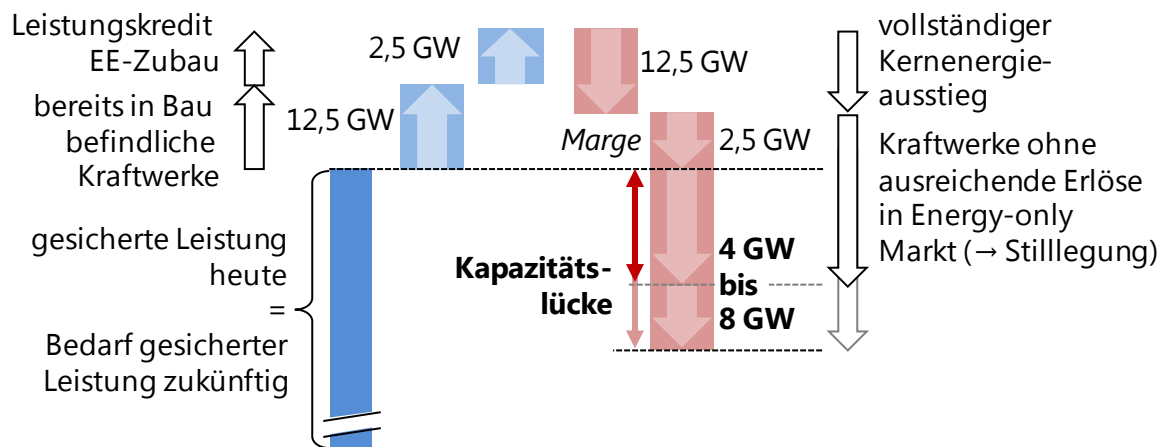


Bild 4.2: Leistungsbilanz zur Ermittlung des abzudeckenden Kapazitätsbedarfs bei „nationaler Sichtweise“

Die durchgeführten Modellrechnungen zeigen aber, dass es zu wirtschaftlich bedingten Kraftwerksstilllegungen über das aus der nationalen Sichtweise akzeptable Maß von 2,5 GW hinaus kommt. Tatsächlich sind alleine aus wirtschaftlichen Gründen in einem Zeithorizont von etwa zehn Jahren weitere Kraftwerksstilllegungen in einer Größenordnung von 6,5 GW bis 10,5 GW¹⁸ zu erwarten, so dass nach Abzug der aus Sicht der Versorgungssicherheit unkritischen Stilllegung von rd. 2,5 GW eine Kapazitätslücke von 4 GW bis 8 GW entsteht¹⁹.

¹⁸ In dem vereinfachten Beispiel aus Bild 4.1 entspräche dies dem Beitrag der Kraftwerke Y und Z zur gesicherten Leistung.

¹⁹ Die genannte Bandbreite ergibt sich, wenn man das in Fußnote 15 beschriebene akzeptable Niveau simulativ ermittelter negativer Deckungsbeiträge variiert. Die obere Grenze der Kapazitätslücke entsteht, wenn nur die Hälfte der für das heutige System ermittelten Deckungsbeiträge auch zukünftig als akzeptabel erachtet wird. Diese Variation erscheint sinnvoll, wenn man bedenkt, dass – wie Branchendiskussionen zeigen – bereits heute einige Kraftwerke kaum mehr wirtschaftlich betrieben werden können.

4.1.2 Bewertung der Eignung verschiedener Kapazitätsmechanismen

Die ermittelte Kapazitätslücke lässt sich – zumindest bei weiterhin unterstellter preisunelastischer Nachfrage und Beibehaltung einer nationalen Sichtweise bzgl. der Versorgungssicherheit – nicht durch Preisanreize aus einem Energy-only Markt schließen, sondern ergibt sich gerade aufgrund der dort langfristig fehlenden Anreize. Dieser Lücke ist daher bei der in diesem Abschnitt gewählten nationalen Sichtweise durch einen geeigneten Kapazitätsmechanismus zu begegnen. Es wurde bereits ausführlich dargelegt, dass unter den genannten Randbedingungen ein solcher Kapazitätsmechanismus langfristig erforderlich ist. Dabei besteht die Gefahr, dass mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus ein selbstverstärkender Effekt eintritt. Dieser beruht darauf, dass die Angebotsausweitung infolge des Kapazitätsmechanismus am Strommarkt zu einem tendenziell niedrigeren Preisniveau und für die bestehenden Kraftwerke zusätzlich zu einer niedrigeren Auslastung führt. Daher ist zum einen zu erwarten, dass die durch den Kapazitätsmechanismus angereizten Kraftwerke auch langfristig auf Zahlungen aus einem solchen Mechanismus angewiesen sind und nicht aufgrund von Erlösen aus dem Strommarkt alleine wirtschaftlich betrieben werden können. Zum anderen verschlechtert sich auch die wirtschaftliche Situation der Bestandskraftwerke, so dass auf lange Sicht zunehmend mehr der benötigten Kraftwerkskapazitäten auf einen Kapazitätsmechanismus angewiesen sein werden. Der Effekt, dass mit Einführung eines Mechanismus, der Kraftwerke mit Zahlungen zusätzlich zu den Erlösen aus dem Energy-only Markt ausstattet, Kraftwerke in zunehmenden Maße von diesen zusätzlichen Zahlungen abhängig werden, wird auch als „Slippery-Slope-Effekt“ bezeichnet.

Vor dem Hintergrund, dass in der „nationalen Sichtweise“ im Zeitraum der kommenden zehn Jahre bereits ein nicht vernachlässigbarer Anteil der benötigten gesicherten Leistung auf Zahlungen aus einem Kapazitätsmechanismus angewiesen ist und dieser Anteil langfristig weiter zunimmt, ist bei der Auswahl eines geeigneten Kapazitätsmechanismus in jedem Fall ein solcher Mechanismus zu wählen, der die effiziente Gewährleistung des benötigten Niveaus gesicherter Leistung erlaubt. In Kapitel 3 wurde ausführlich dargelegt, dass lediglich das Konzept eines umfassenden Kapazitätsmarkts grundsätzlich das Erreichen einer effizienten Lösung ermöglicht. Ein solches Konzept wäre also langfristig anzustreben und eine Einführung erscheint in dem bisher betrachteten Zeithorizont von etwa zehn Jahren realistisch. Eine tatsächliche Wirksamkeit ist jedoch nicht vor Ende dieser Periode zu erwarten.

Aus dem Blickwinkel der nationalen Sichtweise stellt sich damit die Frage, mit welchem Mechanismus eine in der Phase bis zur Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts entstehende Kapazitätslücke adressiert werden könnte. Hierfür kommen grundsätzlich TTR-Modelle und Ausschreibungsmodelle in Betracht. Die Frage danach, welcher Mechanismus zu bevorzugen ist, soll im Folgenden anhand einer Abschätzung diskutiert werden, welche Kosten in den beiden Modellansätzen jeweils zur Schließung der zuvor ermittelten Kapazitätslücke entstehen.

In einem TTR-Modell ist die Kapazitätslücke zu schließen, indem eine damit beauftragte zentrale Instanz die von Stilllegung bedrohten Kraftwerke als TTR-Kapazität kontrahiert. In dem Beispiel aus Bild 4.1 wären also – wenn man unterstellt, dass sämtliche Kraftwerke A bis Z zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt werden – die Kraftwerke Y und Z als TTR-Kapazität zu kontrahieren. Aus Sicht der im Energy-only Markt verbleibenden Kraftwerke wirkt die Einführung eines TTR-Modells kaum anders als eine tatsächliche Stilllegung der als TTR-Kapazität kontrahierten Kraftwerke. Insbesondere entsteht auf diese Weise kein „Slippery-Slope-Effekt“, da sich die wirtschaftliche Situation der Kraftwerke am Energy-only Markt durch die Einführung des TTR-Mechanismus nicht verschlechtert. Aus Sicht der Versorgungssicherheit stehen die TTR-Kapazitäten in Situationen tatsächlicher Knappheit aber zur Verfügung und können der gesicherten Leistung zugerechnet werden. Als fairer Preis wären den Betreibern dieser Kapazitäten die durch das Bereithalten entstehenden Fixkosten zu ersetzen. Tatsächlich sind zusätzlich die Kosten eines möglichen Einsatzes der TTR-Kapazitäten zu erstatten. Da allerdings von einer, wenn überhaupt, nur sehr geringen Einsatzzeit auszugehen ist, sind die Kosten über die hier betrachteten Abschätzungen vernachlässigbar. Es sind insbesondere deshalb niedrige Einsatzzeiten für die TTR-Kapazitäten zu erwarten, da zwar – in der nationalen Sichtweise begründet – nationale Autarkie gefordert wird und zu deren Einhaltung gerade TTR-Kapazität kontrahiert wird. Faktisch existiert aber ein europäischer Markt, in dem selbst dann, wenn in einzelnen Mitgliedsländern die dortige Last nicht durch nationale Kapazitäten abgedeckt werden kann, nicht zwangsläufig eine Knappheitssituation auftritt, wenn die entstehende Lücke durch Importe gedeckt werden kann. Erst wenn dies nicht mehr möglich ist, kämen TTR-Kapazitäten zum Einsatz.

Für das Schließen einer Kapazitätslücke von rd. 4 GW wären im konkreten Fall ansonsten stillgelegte Kapazitäten im gleichen Umfang in ein TTR-Modell zu überführen. In den durchgeführten Modellrechnungen sind von Stilllegungen insbesondere ältere Steinkohlekraftwer-

ke²⁰ betroffen. Unterstellt man Fixkosten von 35.000 €/MW·a so ergeben sich durch den TTR-Mechanismus Kosten von 140 Mio. €/a.

Wird zum Schließen der Kapazitätslücke hingegen ein Ausschreibungsmodell eingeführt, so ist zunächst der durch Ausschreibungen notwendigerweise zu beanreizende Kraftwerksneubau im Umfang nicht bekannt, denn die Angebotsausweitung am Strommarkt durch den Markteintritt neuer Kraftwerke führt zu einer weiteren Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation der Bestandskraftwerke.

Dies bestätigen weitere durchgeführte Einsatzsimulationen. Wird versucht, die aufgrund von Kraftwerksstilllegungen entstehende Kapazitätslücke von 4 GW durch entsprechende neue Kraftwerkskapazität in Gas- und Dampfturbinentechnologie (GuD)²¹ zu schließen, so sind weitere Stilllegungen der Bestandskraftwerke zu erwarten. Ein Gleichgewichtszustand, in dem einerseits sämtliche verbleibende Kapazitäten ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können und andererseits das notwendige Niveau gesicherter Leistung verfügbar ist, stellt sich erst nach Stilllegung weiterer rd. 6,5 GW an Bestandskraftwerken und Errichtung weiterer GuD-Kraftwerke in diesem Umfang ein. Grund hierfür ist insbesondere, dass die neu errichteten Kraftwerke einerseits die Auslastung einiger Bestandskraftwerke senken, da die neu errichteten Kraftwerke aufgrund ihres höheren Wirkungsgrades ggf. eine kostengünstigere Stromerzeugung ermöglichen. Andererseits führt dies auch dazu, dass die neu errichteten Kraftwerke eine preissenkende Wirkung auf dem Spotmarkt haben und somit zusätzlich die Wirtschaftlichkeit der Bestandskraftwerke verschlechtern.

²⁰ Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass in der Realität zunächst nicht ausschließlich ältere Steinkohlekraftwerke von Stilllegung betroffen sind. In den Modellrechnungen können bestimmte, schwer zu quantifizierende Effekte nicht berücksichtigt werden. Hierzu zählt bspw. die deutlich höhere Personalbindung in Steinkohlekraftwerken etwa im Vergleich zu Gasturbinenkraftwerken. Dies kann dazu führen, dass – trotz prinzipiell niedrigerer spezifischer jährlicher Fixkosten – die Stilllegung eines Gasturbinenkraftwerks einfacher umsetzbar ist. In der Realität ist als davon auszugehen, dass insbesondere auch solche Kraftwerke für ein TTR-Modell in Frage kommen.

²¹ Ein Ausschreibungsmodell beanreizt – je nach konkreter Ausgestaltung – nicht zwangsläufig nur GuD-Kraftwerke. Vereinfachend wurde für die hier durchgeführten Untersuchungen allerdings unterstellt, dass tatsächlich neu errichtete Kraftwerke in GuD-Technologie ausgeführt sind. Dies deckt sich zudem mit zahlreichen Untersuchungen basierend auf detaillierteren Modellen, die Kraftwerksneubauten in den nächsten Jahrzehnten i. W. in GuD-Technologie erwarten.

Eine Abschätzung der Kosten einer Ausschreibung von etwa 10,5 GW GuD-Kraftwerken ergeben sich aus der Differenz zwischen den Vollkosten²² dieser Kraftwerke und den Deckungsbeiträgen, die diese Kraftwerke am Strommarkt erwirtschaften können. Letztere können wiederum durch eine entsprechende Einsatzsimulation ermittelt werden. Auf diese Weise ergeben sich Kosten für ein Ausschreibungsmodell von etwa 775 Mio. €/a.

Die Kosten für ein Ausschreibungsmodell liegen in der hier betrachteten Übergangsphase somit um ein Vielfaches höher als bei einem TTR-Modell. Für einen umfassenden Vergleich von TTR- und Ausschreibungsmodell ist zu berücksichtigen, dass die im Rahmen einer Ausschreibung beanreizten Kraftwerksneubauten langfristig zur Lastdeckung zur Verfügung stehen und sich somit aus volkswirtschaftlicher Sicht ggf. bislang nicht quantifizierter Zusatznutzen ergeben könnte. Die beiden Modelle sind allerdings als Übergangslösungen bis zur Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts zu vergleichen. Daher lässt sich aus dem durchgeführten Kostenvergleich der Schluss ziehen, dass in der Übergangsphase bis zur Umsetzung der langfristig angestrebten Lösung die Kosten in einem TTR-Modell deutlich niedriger zu erwarten sind. Daher ist ein TTR-Modell als vermutlich günstigere Übergangslösung zu bevorzugen. Zugleich bietet das TTR-Modell gegenüber dem Ausschreibungsmodell grundsätzlich die Möglichkeit auf recht einfache Weise abgeschafft zu werden, da bislang im TTR-Modell kontrahierte Kraftwerke schlicht stillgelegt werden können. Über das Ausschreibungsmodell incentivierte Neubauten sind hingegen auch weiterhin und langfristig auf Zahlungen aus einem Kapazitätsmechanismus angewiesen.

4.2 Europäische Sichtweise

In Abschnitt 2.3 wurde dargelegt, dass bei Übergang von einer nationalen auf eine europäische Sichtweise in Fragen der Versorgungssicherheit die Einführung von Kapazitätsmechanismen nicht zwangsläufig notwendig ist, da von einem Energy-only Markt ausreichende Anreize für Betreiber bestehender und potentieller neuer Kraftwerke ausgehen können, um das notwendige Niveau gesicherter Leistung zu gewährleisten. Dies gilt dann, wenn eine ausreichende Preiselastizität der Nachfrage vorliegt.

²² Diese umfassen die annualisierten Investitionskosten sowie die sonstigen jährlichen Fixkosten.

Im Folgenden wird erläutert, auf welche Weise der Übergang auf die europäische Sichtweise und die Schaffung der notwendigen nachfrageseitigen Preiselastizität erreicht werden kann. Zudem widmet sich dieser Abschnitt der Frage, wie einer Kapazitätslücke begegnet werden kann, die ggf. in einer Übergangsphase entstehen könnte. Diese Übergangsphase ergibt sich aus dem Zeitraum, der notwendig ist, um alle Voraussetzungen für eine nachhaltige und effiziente europaweite Gewährleistung von Versorgungssicherheit über einen Energy-only Markt zu erfüllen.

In Abschnitt 2.1.1 wurden wesentliche Argumente für die derzeit nicht nur in Deutschland angenommene nationale Sichtweise auf Versorgungssicherheitsfragen analysiert. Relevant erschien uns insbesondere die – zumindest theoretische – Möglichkeit, in Fragen der Versorgungssicherheit unabhängig von energiepolitischen Entwicklungen außerhalb des eigenen Landes zu sein und diese innerhalb eines klar definierten Rechtsrahmens gewährleisten zu können. Die nationale Sichtweise führt deshalb zu klaren Verantwortlichkeiten. Ein Abrücken von dieser Sichtweise ist vermutlich nur dann akzeptabel, wenn es zu einer europaweiten Koordination der nationalen Energiepolitiken kommt, so dass keine Gefährdung der Versorgungssicherheit einzelner Länder aufgrund energiepolitischer Entscheidungen in anderen Ländern entsteht. Hierzu wären geeignete Koordinierungsinstanzen bzw. -prozesse zu institutionalisieren und Verantwortlichkeiten neu zu definieren. Notwendige Rechtssicherheit wäre ggf. durch vertragliche Regelungen bzw. Beschlüsse auf EU-Ebene zu schaffen²³. Für die notwendige Anpassung des Rechtsrahmens, die Einrichtung ggf. erforderlicher Koordinierungsinstanzen sowie insbesondere das Schaffen von Vertrauen darauf, dass die Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie auf europäischer Ebene grundsätzlich ebenso gut gesichert werden kann wie durch die Forderung nach nationaler Autarkie, ist ein ausreichender zeitlicher Vorlauf notwendig.

Zweite wesentliche Voraussetzung für einen nachhaltig funktionierenden Energy-only Markt ist die Existenz ausreichender Nachfrageelastizität. Hier ist zunächst zwischen dem bestehenden Potenzial und der heute beobachteten Nachfrageelastizität zu unterscheiden. Insbesondere sind wir mit Blick auf die Situation in Deutschland überzeugt, dass die derzeit z. B. im deut-

²³ Im Detail wären vermutlich verschiedene energiepolitische Instrumente europaweit zu harmonisieren, wie etwa die Förderung der Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen.

schen Spotmarkt beobachtete, relativ geringe Preiselastizität der Nachfrage kein Indiz für ein fehlendes Elastizitätspotenzial ist. Vielmehr interpretieren wir die aktuelle Situation so, dass die niedrige beobachtete Elastizität Ergebnis der aktuellen Strom-Großhandelspreise ist, die wiederum den preisbedingten Verzicht auf Stromverbrauch unattraktiv machen. Weitergehende Überlegungen führen aber dazu, dass Potenzial für eine erheblich höhere Preiselastizität grundsätzlich vorhanden ist. Wir gehen weiterhin davon aus, dass als Ergebnis deutlich höherer Marktpreise im Vergleich zu heute, wie sie sich in einer Knappheitssituation einstellen müssten, Stromverbraucher diese Elastizität vermutlich vergleichsweise kurzfristig aktivieren könnten und würden.

In grober Näherung kann unterstellt werden, dass derzeit schätzungsweise wenigstens 30 GW der deutschen Nachfrage leistungsgemessen sind und somit eine wesentliche Voraussetzung für ein preiselastisches Verhalten aufweisen²⁴. Es ist davon auszugehen, dass diese Verbraucher aufgrund ihres Gewohnheitsverhaltens oder der Ausgestaltung ihrer Bezugsverträge derzeit keine Preiselastizität durch entsprechende Gebote zum Ausdruck bringen. Vermutlich stellt das derzeitige Marktpreisniveau für solche Verbraucher bzw. deren Versorger keine ausreichenden Anreize zur Anpassung des Verbrauchsverhaltens bzw. der Bezugsverträge dar. Entstehen aber etwa durch vereinzelt hohe Spotmarktpreise entsprechende Anreize, so kann damit gerechnet werden, dass Nachfrager, die durch ihren leistungsgemessenen Verbrauch grundsätzlich die Möglichkeit zu einer Reaktion auf Preissignale haben, von dieser Möglichkeit auch zunehmend Gebrauch machen. Im Vergleich zu einer Ausweitung des Angebots durch den Neubau von Kraftwerken sind solche Maßnahmen kurzfristig, für viele dieser Verbraucher vermutlich innerhalb weniger Wochen umsetzbar.

Es ist darüber hinaus wünschenswert, weiteres Potential für eine Steigerung der nachfrageseitigen Preiselastizität zu erschließen. Speziell für die Einbindung kleinerer Verbraucher erscheinen die derzeit unter dem Schlagwort „Smart Grids“ diskutierten und geförderten Technologien zur detaillierteren Verbrauchsmessung und -steuerung vielversprechend, um auch für dieses Nachfragesegment Preiselastizität zu schaffen. Auch eine Ausweitung der Elektrizität

²⁴ Diese Schätzung beruht auf der Beobachtung, dass gemäß [12] der Strombedarf leistungsgemessener Verbraucher in 2009 in Deutschland bei rd. 285 TWh lag. Die gemachte untere Abschätzung der zugehörigen installierten Verbrauchsleistung ergibt sich durch Ermittlung der Verbrauchsleistung, die bei konstanter Leistungsaufnahme zu dieser Energiemenge führt.

tätsnutzung in bestimmten Sektoren, etwa durch eine zunehmende Bedeutung der Elektromobilität, ist für eine Ausweitung der nachfrageseitigen Preiselastizität förderlich.

Bezüglich der Schaffung ausreichender Nachfrageelastizität ist daher festzuhalten, dass bereits heute nennenswertes Potential vorhanden ist und bei entsprechenden Preissignalen aus dem Energy-only Markt vermutlich auch vergleichsweise kurzfristig aktiviert werden könnte. Zusätzliches Potential kann durch Maßnahmen im Rahmen von „Smart Grid“-Initiativen bzw. durch die partielle Ausweitung der Elektrizitätsnutzung in bestimmten Sektoren erschlossen werden. Dabei ist nicht ex ante vorhersehbar, welches Preisniveau für die Aktivierung der preiselastischen Nachfrage notwendig ist. Dies ist aber für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit auch unerheblich, da hierfür nur sicherzustellen ist, dass sich bei einem sich aus den Marktmechanismen ergebenden Niveau ein Gleichgewichtspreis einstellt. Abhängig vom Verlauf der Preiselastizität der Nachfrage wird sich – auf lange Sicht – dann ein dazu passendes Erzeugungsangebot einstellen. Dies zeigt noch einmal auf, dass in einem nachhaltig funktionierenden Energy-only-Markt das für Versorgungssicherheit notwendige Niveau gesicherter Leistung nicht als Prämisse, sondern als Marktergebnis anzusehen ist.

Der Übergang zu dieser europäischen Sichtweise erfordert bewusste energiepolitische Grundsatzentscheidungen. Von dieser Entscheidung hängt die Notwendigkeit zur Einführung langfristiger Kapazitätsmechanismen nicht nur in Deutschland, sondern möglicherweise auch in anderen europäischen Ländern ab. Derzeit wird bereits verschiedentlich auch außerhalb von Deutschland intensiv die Einführung nationaler Instrumente diskutiert. Die zu fällende Grundsatzentscheidung bzgl. der nationalen bzw. europäischen Sichtweise auf die Versorgungssicherheit ist aber eine wesentliche Randbedingung für den Ausgang dieser Diskussion über Kapazitätsmechanismen. Daher sollte diese Entscheidung zügig diskutiert und getroffen werden, um zu vermeiden, dass einzelne nationale Entscheidungen über die Einführung von Kapazitätsmechanismen die *bewusste* Diskussion dieser Grundsatzfrage möglicherweise erübrigen. Zumindest würden nationale Alleingänge bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen Potential für zusätzliche Ineffizienzen bieten.

Für die Schaffung der in diesem Abschnitt diskutierten Randbedingungen, die der Fortbestand eines funktionierenden Energy-only Marktes voraussetzt, ist ein Anpassungsprozess erforderlich, der zeitlich vermutlich in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie die für die nationale Sichtweise vorgeschlagene Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes. Es ist nicht auszuschließen, dass in diesem Übergangsprozess Phasen auftreten, in denen eine nationale

Absicherung eines als notwendig erachteten Niveaus gesicherter Leistung noch notwendig erscheint, dieses Niveau sich aus dem Marktgeschehen am Energy-only Markt jedoch nicht sicher ergibt.

Für diesen Fall wäre ein solches Niveau durch die vorübergehende Anwendung eines Kapazitätsmechanismus sicherzustellen. Hierfür erscheint im Bedarfsfall die Einführung eines TTR-Modells am geeignetsten. Einerseits ist dieses Modell prinzipbedingt nur eine Übergangslösung und kann daher mit den im Vergleich zu den anderen diskutierten Mechanismen geringsten Marktrückführungen wieder eingestellt werden, wenn die volle Funktionsfähigkeit des Energy-only Marktes hergestellt ist. Andererseits zeigen die quantitativen Untersuchungen aus Abschnitt 4.1, dass ein TTR-Modell als Übergangslösung bis zur Etablierung einer langfristig nachhaltigen Lösung volkswirtschaftlich die geringsten Kosten verursacht und daher zu bevorzugen ist.

5 Mögliche Ausgestaltung eines TTR-Modells

Die Ausführungen in den vorhergehenden Kapiteln haben gezeigt, dass die grundsätzliche, langfristige Notwendigkeit für die Einführung von Kapazitätsmechanismen wesentlich davon abhängt, ob in Fragen der Versorgungssicherheit zukünftig weiterhin eine nationale oder stattdessen eine europäische Sichtweise eingenommen wird. Unabhängig von der gewählten Sichtweise kann es aber u. U. in einer Übergangsphase, die sich auf einen Zeitraum der nächsten zehn Jahre erstrecken könnte, zu einem Bedarf für einen Kapazitätsmechanismus kommen, der Kapazitätslücken bis zur Schaffung nachhaltig wirkender Maßnahmen schließt. Hierfür scheint ein TTR-Modell am besten geeignet und insbesondere mit den geringsten Kosten verbunden.

Im Folgenden soll daher ein konkreter Ausgestaltungsvorschlag für ein TTR-Modell gemacht werden. Ziel des Ausgestaltungsvorschlags ist es, die potentiellen Design- und Parametrierungsrisiken sowie die entstehenden Kosten so gering wie möglich zu halten, ohne dabei die Effektivität des Mechanismus zu gefährden.

Das grundlegende Prinzip eines TTR-Modells beruht, wie in Kapitel 3 detaillierter erläutert, darauf, dass eine zentrale Instanz²⁵ Kapazitäten kontrahiert, die lediglich im Falle akuter Knappheit – also i. d. R. bei einer nicht erfolgreichen Markträumung am Spotmarkt – durch diesen Kapazitätshalter eingesetzt werden. Auf diese Weise wird – bei geeigneter Dimensionierung der kontrahierten TTR-Kapazität – stets eine Markträumung ermöglicht und Versorgungssicherheit gewährleistet. Ziel des TTR-Modells ist es, nur solche Kapazitäten zu kontrahieren, die ohne diesen Mechanismus am Energy-only Markt nicht wirtschaftlich betrieben werden könnten. Damit trägt dieser Mechanismus zwar durch dezidierte Kapazitätsanreize zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei, die Rückwirkung auf den Energy-only Markt können aber auf ein Minimum reduziert werden.

Zentrale Fragen bei der Ausgestaltung eines solchen Mechanismus sind:

- Welche Kapazitäten umfasst der potentielle Bieterkreis?

²⁵ Als solche Instanz könnte bspw. eine staatliche Stelle, die entweder bereits besteht und diese Aufgabe zusätzlich erhält oder zu diesem Zwecke neu geschaffen wird. Auch wäre es denkbar, dass regulierten ÜNB diese Aufgabe übertragen wird.

- Welchen Regeln (Auktionsdesign) folgt die Kontrahierung von TTR-Kapazitäten?
- Nach welchen Regeln wird TTR-Kapazität in Knappheitssituationen eingesetzt?
- In welcher Höhe sollte Leistung ausgeschrieben werden?
- Wann sollte ein TTR-Modell eingeführt werden?

Diese Fragen werden im Folgenden durch einen konkreten Ausgestaltungsvorschlag beantwortet.

Welche Kapazitäten umfasst der potentielle Bieterkreis?

Der Einsatz von TTR-Kapazität beabsichtigt die Auflösung von Knappheitssituation, in denen am Spotmarkt kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich ist. Hierzu sind grundsätzlich sowohl der Einsatz von Erzeugungseinheiten wie auch von Verbrauchern durch entsprechende Verbrauchsreduktion denkbar. Daher ist der potentielle Bieterkreis diesbezüglich nicht einzuschränken.

Der Einsatz von Erzeugungseinheiten ist einfach möglich und technisch umsetzbar. Ähnlich wie auf den heutigen Regelenenergiemärkten steht auch einer Bündelung von kleineren Erzeugungseinheiten (z. B. Notstromaggregaten) zu Pools nichts entgegen.

Die Einbindung von Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion ist grundsätzlich komplexer (vgl. entsprechenden Abschnitt in Kapitel 3), da unterschiedliche Ansätze zu unterschiedlichen Konsequenzen für Attraktivität auf Anbieterseite einerseits und Sicherstellung des erwünschten Effekts auf Nachfragerseite andererseits führen. Wir halten es dabei für notwendig, dass es im Abruffall tatsächlich zu einer Veränderung der Angebots- und Nachfragesituation am Spotmarkt in der gewünschten Höhe kommt, und würden deswegen bei der Einbeziehung von Verbrauchern ein Modell vorschlagen, dass eine garantierte und nachzuweisende Reaktion, z. B. durch Reduktion der am Spotmarkt eingestellten Nachfrage ermöglicht.

Um die Beteiligung der Nachfrageseite an einem TTR-Modell zu erhöhen, wird eine zugesicherte Beschränkung des maximal möglichen Einsatzes der TTR-Kapazität durch eine maximale Aktivierungsdauer (bspw. höchstens sechs Stunden in Folge) und eine maximale jährli-

che Einsatzzeit (bspw. höchstens zehn Abrufe pro Jahr) empfohlen²⁶. Es ist zu erwarten, dass solche Maßnahmen zur Einbindung der Nachfrageseite die ohnehin wünschenswerte Aktivierung verbrauchsseitiger Ressourcen unterstützt.

Welchen Regeln (Auktionsdesign) folgt die Kontrahierung von TTR-Kapazitäten?

Es ist zu erwarten, dass der Bieterkreis in einem TTR-Modell im Vergleich zur Situation am Energy-only Markt, aber auch an Regelenergiemärkten geringer ist. Insofern sollte das gewählte Design potentielle Risiken aufgrund der Ausübung von Marktmacht reduzieren.

Um der Gefahr der Ausübung von Marktmacht entgegen zu wirken, sollte die Kontrahierung von TTR-Kapazität daher in Form einer Auktion und basierend auf einem Einheitspreisverfahren erfolgen. Hierdurch wird eine Liquiditätsbündelung erreicht und mögliche Ineffizienzen eines Gebotspreisverfahrens vermieden (vgl. [5]).

In der Fachliteratur wird für die Durchführung von Auktionen, bei denen aufgrund einer beschränkten Bieterzahl Marktmachtprobleme nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden können, die Form einer sog. Descending Clock Auction empfohlen, zu der daher auch hier geraten wird²⁷.

Die Auswirkungen der Ausübung von Marktmacht können zudem durch eine geeignete Preisobergrenze beschränkt werden. In Kapitel 3 wurde bereits erläutert, dass eine Preisobergrenze orientiert an den Vollkosten eines Gasturbinenkraftwerks denkbar wäre und insbesondere

²⁶ Der konkrete zahlenmäßige Ausgestaltungsvorschlag lehnt sich an die im nordamerikanischen PJM Kapazitätsmarkt gewählten Regelungen für verbrauchsseitige Ressource an.

²⁷ In einer „Descending Clock Auction“ ruft der Auktionator zunächst einen ausreichend hohen Preis auf, zu dem die Bieter dann benennen, welche Kapazität sie zu diesem Preis bereit sind zu bieten. In der Folge wird das sich hieraus ergebende Überangebot bestimmt und den Marktteilnehmern kundgetan. Der Auktionator ruft dann einen niedrigeren Preis auf und die Bieter reduzieren ggf. ihre gebotene Kapazität. Die Auktion verläuft auf diese Weise in mehreren diskreten Runden, bis die tatsächlich vom Auktionator gewünschte Menge erreicht wird. Eine detaillierte Beschreibung enthält bspw. [7].

nicht marktverzerrend wirken würde, da Preise oberhalb der Vollkosten eines Gasturbinenkraftwerks ohnehin ineffiziente Anreize setzen würden²⁸.

Aus Gründen der Planungssicherheit ist der Zeitraum zwischen Vertragsabschluss, d. h. Durchführung der Auktion, und der Erfüllungsperiode grundsätzlich so klein wie möglich zu halten. Um allerdings das vorhandene Potential möglichst umfassend auszuschöpfen, verbrauchsseitigen Ressourcen oder auch zu reaktivierenden Kraftwerken in Kaltreserve im Zuschlagsfalle ausreichend Zeit zur vollständigen Umsetzung erforderlicher technischer Maßnahmen zu geben, darf dieser Zeitraum auch nicht zu kurz gewählt werden. Aus unserer Sicht erscheint ein Zeitraum von sechs bis neun Monaten zwischen Auktion und Erfüllung angemessen.

Die Vertragslaufzeit, die sich im Falle eines Zuschlags im Rahmen der Auktion ergibt, ist ebenfalls ausreichend kurz zu wählen, um für den Nachfrager nach strategischer Reserve möglichst große Freiheitsgrade zur Anpassung der zu kontrahierenden Leistung zu geben. Andererseits ist die Vertragslaufzeit ausreichend lang zu wählen, um ggf. auch Erhaltungsinvestitionen bei Bestandskraftwerken (z. B. Retrofit-Maßnahmen) beanreizen zu können. Eine Vertragslaufzeit von drei bis sieben Jahren erscheint daher zweckmäßig.

Für die praktische Umsetzbarkeit eines TTR-Modells wird es erforderlich sein, eine Mindestgebotshöhe für die Teilnahme an diesem Modell und damit an den Auktionen festzulegen. Wir schlagen hierzu – in Anlehnung an die heutige Ausgestaltung des deutschen Minutenreservemarkts – eine Mindestgebotshöhe von 5 MW vor. Dies gewährleistet auf der einen Seite die operative Handhabbarkeit des Mechanismus, erlaubt auf der anderen Seite aber auch kleineren Anbietern – unter Hinzuziehung der Möglichkeit zur Poolung – die Teilnahme am TTR Modell.

Nach welchen Regeln wird TTR-Kapazität in Knappheitssituationen eingesetzt?

Ziel des TTR-Modells ist es, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beizutragen und dabei die Rückwirkungen auf den Energy-only Markt so gering wie möglich zu halten. Dies

²⁸ In Kapitel 3 wurde aufgezeigt, dass Gasturbinenkraftwerke als Benchmark für nur in seltenen Knappheitssituationen eingesetzte Bestandskraftwerke dienen können.

erlaubt bspw. eine vergleichsweise einfache Rückkehr zu einem „reinen“ Energy-only Markt. Um sicherzustellen, dass die durch das TTR-Modell erzeugten Verzerrungen am Energy-only Markt tatsächlich möglichst gering bleiben, sollte ein Einsatz der TTR-Kapazität daher ausschließlich in Knappheitssituationen erfolgen.

Wie erläutert, wird die kontrahierte TTR-Kapazität bei einer nicht erfolgreichen Markträumung im Zuge einer zweiten Spotmarktauktion als zusätzliches Angebot in diese Auktion geboten, um dadurch eine Markträumung über einen Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve zu ermöglichen. Dabei ist wünschenswert, dass das in solchen Situationen entstehende Preissignal, welches durch den Gebotspreis der zusätzlich eingebrachten TTR-Kapazität bestimmt wird, die vorliegende Knappheit auch abbildet. Daher sollte die TTR-Kapazität mit einem Gebotspreis deutlich oberhalb der in der ersten Spotmarktauktion abgegebenen kommerziellen Gebote liegen, bspw. bei 3.000 €/MWh. Damit wird das in Abschnitt 2.2 mit Bild 2.2 beschriebene Problem behoben, dass in Energy-only Märkten bei unzureichender Preiselastizität der Nachfrage trotz tatsächlicher Knappheit kein entsprechendes Knappheitssignal vom Marktpreis ausgeht. Die Erlöse, die sich aus dem Einsatz der TTR-Kapazität und der Vermarktung am Spotmarkt ergeben und die aufgrund des hohen Gebotspreises vergleichsweise hoch sein dürften, stehen dann nicht dem eigentlichen Eigentümer der TTR-Kapazität zu – dieser erhält lediglich die Kapazitätszahlung aus TTR-Modell an sich und eine Erstattung der Einsatzkosten – sondern sollten zur Finanzierung des TTR-Modells, also insbesondere der Kapazitätszahlungen, verwendet werden.

Diese Wahl eines Gebotspreises für TTR-Kapazitäten stellt einen Unterschied zu der in Schweden verwendeten Ausgestaltungsvariante eines TTR-Modells dar, wo TTR-Kapazität mit einem Gebotspreis marginal über dem teuersten kommerziellen Gebot in die Spotmarktauktion geboten wird. Dies halten wir für fragwürdig, da für den Markt kein Knappheitssignal entsteht und dieses somit nicht mit geeigneten Maßnahmen selbst auf diese bzw. zukünftige Knappheitssituationen reagieren kann.

Das bei geeigneter Wahl des Gebotspreises durch den Einsatz der TTR-Kapazität entstehende Knappheitssignal erzeugt nämlich Anreize für den Eintritt zusätzlicher, d. h. neuer Kapazität in den Energy-only Markt. Somit kommt es zu einem selbstbegrenzenden Effekt bezüglich des Einsatzes der TTR-Kapazität. In dem Maße, wie der Einsatz von TTR-Kapazität aufgrund entstehender Knappheit zunimmt, gehen vermehrt Knappheitssignale vom Energy-only Markt

aus. Daraus resultierende Markteintritte wirken dann einer Ausweitung des Einsatzes von TTR-Kapazität entgegen.

Insofern ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Abruf von TTR-Kapazität gering ist (vgl. hierzu auch Abschnitt 4.1.2 zur geringen Einsatzzeit von TTR-Kapazitäten) und die hieraus entstehenden Kosten daher im Vergleich zu den Kapazitätsszahlungen für die Kontrahierung der Kapazität vernachlässigbar sind²⁹. Detaillierte Konzepte, welche die Einsatzreihenfolge der kontrahierten TTR-Kapazität untereinander regeln, erscheinen somit nicht erforderlich. Die Einsatzplanung der TTR-Kapazität könnte im Bedarfsfall durch den Kapazitätshalter erfolgen.

Es ist denkbar, dass beim Einsatz der TTR-Kapazität eine Diskrepanz zwischen den technischen Eigenschaften der kontrahierten Kapazitäten und den notwendigen Abrufmuster entsteht. So könnten die technisch bedingten Mindestbetriebszeiten der kontrahierten TTR-Kraftwerke größer als die notwendige Aktivierungsdauer sein. Ein Ausgleich solcher Effekte ist durch das Ausführen entsprechender Gegengeschäfte am Strommarkt seitens des Kapazitätshalters möglich. Hierdurch möglicherweise entstehende Ineffizienzen sind aufgrund der erwarteten sehr geringen Einsatzhäufigkeit der TTR-Kapazität vernachlässigbar.

Ebenso sind gelegentlich vorgetragene ökologische Bedenken, es würden durch ein TTR-Modell insbesondere alte und damit ineffiziente Kraftwerke mit entsprechend hohen Emissionen eingesetzt aus unserer Sicht von untergeordneter Bedeutung. Zwar ist richtig, dass durch ein TTR-Modell vermutlich insbesondere ältere Kraftwerke angesprochen werden, da gerade diese bspw. aufgrund niedriger Wirkungsgrade aus wirtschaftlichen Gründen von einer Stilllegung bedroht sind. Der Einfluss auf die tatsächlich entstehenden CO₂-Emissionen ist aber vor dem Hintergrund sehr niedriger Einsatzzeiten vernachlässigbar.

In welcher Höhe sollte Leistung ausgeschrieben werden?

Eine essentielle Frage bei der Parametrierung eines TTR-Modells ist die nach der Höhe der auszuschreibenden Leistung. Optimalerweise entspricht die Summe aus kontrahierter TTR-

²⁹ Die Einsatzkosten, i. W. bestehend aus Kosten für Brennstoffe und Emissionszertifikate, sind den Eigentümern der TTR-Kapazität entsprechend der tatsächlich entstehenden Kosten zu ersetzen.

Kapazität und der im Energy-only Markt verbleibenden Kraftwerkskapazität dem gewünschten Niveau gesicherter Leistung.

Zur Veranschaulichung zeigt Bild 5.1 verschiedene Konstellationen, in denen ein gesamter Kapazitätsbedarf von hier beispielhaft 80 GW durch die Ausschreibung von TTR-Kapazität in unterschiedlicher Höhe gedeckt werden kann. In allen drei dargestellten Fällen ist hierfür zu betrachten, welche Kapazitäten ausgehend vom derzeit verfügbaren Niveau gesicherter Leistung (im linken Beispiel in Bild 5.1 also 90 GW) und nach Stilllegung der potentiell von Stilllegung bedrohten Kraftwerke (im linken Beispiel 15 GW) noch verfügbar wären (im linken Beispiel sind dies 90 GW abzüglich 15 GW, also 75 GW). Vergleicht man diesen Wert mit dem Zielwert für die gesicherte Leistung, so ergibt sich der auszuschreibende Kapazitätsbedarf (im linken Beispiel also 5 GW). Eine optimale Dimensionierung der zu kontrahierenden TTR-Kapazität setzt also insbesondere die Kenntnis darüber voraus, welche Kraftwerkskapazität ohne einen solchen Kapazitätsmechanismus stillgelegt würde.

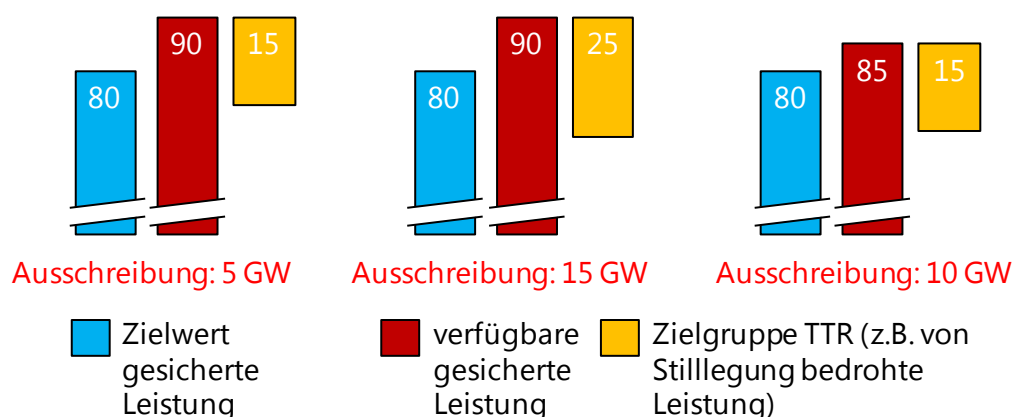


Bild 5.1: Ermittlung der Höhe auszuschreibender TTR-Kapazität

In der Praxis ist die exakte Ermittlung der von Stilllegung bedrohten Leistung kaum möglich. Für eine Empfehlung hinsichtlich der auszuschreibenden Leistung ausgehend von einer Schätzung bezüglich der von Stilllegung bedrohten Leistung sind daher die Konsequenzen einer möglichen Unter- bzw. Überdimensionierung zu bedenken.

Kommt es in Folge einer Unterdimensionierung der zu kontrahierenden TTR-Kapazität zu einer endgültigen, unwiderruflichen Stilllegung nicht kontrahierter, für die Sicherstellung des gewünschten Niveaus gesicherter Leistung aber eigentlich benötigter Kraftwerksleistung, so verliert der TTR-Mechanismus möglicherweise dauerhaft seine Wirksamkeit. Eine spätere Ausweitung der Höhe der ausgeschriebenen TTR-Kapazität, nachdem die Unterdimensionierung erkannt wurde, könnte dann ggf. nicht mehr den gewünschten Effekt erzielen. Dies gilt

insbesondere, falls aufgrund zwischenzeitlich erfolgter Stilllegungen der erweiterten Nachfrage nach TTR-Kapazität kein ausreichendes Angebot mehr gegenübersteht.

Die Folge einer alternativen Überdimensionierung von TTR-Kapazität führt hingegen vor allem zu unnötig hohen Kapazitätzahlungen aus einem solchen Mechanismus. Dieser Effekt ist zwar ebenfalls nicht wünschenswert. Im Vergleich zur Unwirksamkeit des gesamten Mechanismus als Konsequenz einer Unterdimensionierung erscheint er aber eher akzeptabel. In der Praxis ist also vor dem Hintergrund der Unsicherheit bei der Schätzung der von Stilllegung bedrohten Leistung tendenziell eine leichte Überdimensionierung der auszusprechenden TTR-Kapazität zu bevorzugen.

Das Risiko zu hoher Kapazitätzahlungen im Falle einer Überdimensionierung wird zudem durch die vorgeschlagene Einführung einer Preisobergrenze begrenzt. Diese stellt sicher, dass keine ineffiziente Verlagerung von Kapazitäten aus dem Energy-only Markt in das TTR-System stattfindet.

Einer solchen Gefahr kann aus unserer Sicht auch dadurch begegnet werden, dass ein temporärer Wechsel in das TTR-System only für Bestandskraftwerke nicht zulässig ist. Die Einführung einer solchen sog. „No-Way-Back“-Regelung bedeutet für Bestandskraftwerke, dass diesen, wenn sie einmal als TTR-Kapazität kontrahiert wurden, dauerhaft der Zugang zum Energy-only Markt verwehrt wird. Somit werden tatsächlich nur solche Kapazitäten von einem TTR-Modell angesprochen, die ohne einen solchen Mechanismus dauerhaft aus dem Markt verschwinden würden. Dies verhindert, dass Kraftwerksbetreiber einen TTR-Mechanismus ausnutzen, um vorübergehende Niedrigpreisphasen zu überbrücken oder durch einen Wechsel in den TTR-Mechanismus vorübergehend durch Angebotsverknappung am Energy-only Markt den dortigen Preis für weitere Kraftwerke im eigenen Portfolio zu verbessern.

Wann sollte ein TTR-Modell eingeführt werden?

Bei der Festlegung eines Zeitpunkts zur Einführung eines TTR-Modells ist zunächst zu berücksichtigen, dass für die detaillierte Abstimmung von Design- und Parametrierungsfragen sowie die Klärung rechtlicher und regulatorischer Aspekte eine nennenswerte Vorlaufzeit erforderlich ist. Diese ist zwar kürzer als bei anderen Kapazitätsmechanismen, aber dennoch nicht vernachlässigbar. Ein Zeitraum von rund zwei Jahren erscheint hierfür realistisch und

stellt somit eine begrenzende Randbedingung bezüglich des frühestmöglichen Einführungszeitpunktes dar.

Zudem sollten Wettbewerbserwägungen in die Festlegung eines Einführungszeitpunktes einfließen. So ist wünschenswert, dass zum Zeitpunkt der Einführung tatsächlicher Wettbewerb um die ausgeschriebene TTR-Kapazität entstehen kann, um bspw. Risiken aufgrund der Ausübung von Marktmacht gering zu halten.

Bild 5.2 zeigt zwei unterschiedliche Konstellationen, die hinsichtlich des Verhältnisses von ausgeschriebener zu prinzipiell in Frage kommender TTR-Kapazität entstehen können. Im linken Fall in Bild 5.2 ist eine Situation dargestellt, in der kein Wettbewerb um die ausgeschriebene TTR-Kapazität entstehen kann, da ausgeschriebene Menge und der Umfang der Zielgruppe potentieller TTR-Kapazitäten gleich sind. Im rechten dargestellten Fall ist letzterer Wert größer, und es entsteht somit die gewünschte Wettbewerbssituation. Dieser Fall ist notwendigerweise nur dann gegeben, wenn die gesicherte Leistung in Betrieb befindlicher Kraftwerke größer als der Zielwert der gesicherten Leistung ist.

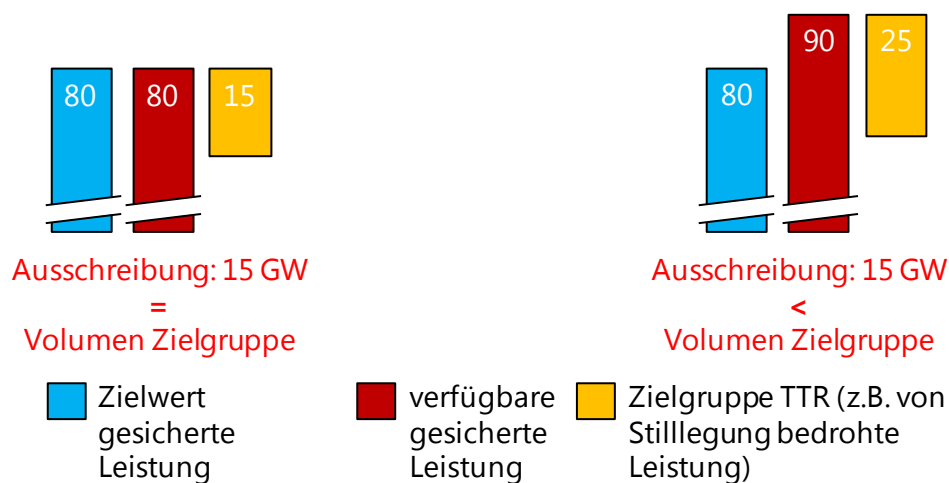


Bild 5.2: Voraussetzungen zur Schaffung einer Wettbewerbssituation bzgl. der ausgeschriebenen TTR-Kapazität

Diese Voraussetzung für die Schaffung einer Wettbewerbssituation in Deutschland ist in Deutschland nach unserer Einschätzung heute eher nicht, nach erfolgter Inbetriebnahme der derzeit in Bau befindlichen Kraftwerke jedoch zumindest temporär grundsätzlich gegeben.

Obschon also die Voraussetzungen für die Einführung eines TTR-Modells in Deutschland zumindest zukünftig erfüllt sind, sollte die Einführung eines solchen Mechanismus keineswegs übereilt, sondern stets in Abhängigkeit von der tatsächlichen Kapazitätsentwicklung

getroffen werden. Insbesondere empfehlen wir, einen TTR Mechanismus nicht zwangsläufig, sondern nur dann einzuführen, wenn ein entsprechender Bedarf tatsächlich erkannt wird. Dies würde u. a. das wahrscheinliche Eintreten einer Unterschreitung des angestrebten Niveaus gesicherter Leistung aufgrund drohender wirtschaftlich motivierter Stilllegungen von Bestandskraftwerken erfordern.

Diese Empfehlung gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass Parametrierungsrisiken und die Gefahr von Verzerrungen im Energy-only Markt in einem TTR-Modell im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen zwar erheblich geringer erscheinen, nicht aber grundsätzlich zu eliminieren sind.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Derzeit ist eine intensive und kontroverse energiepolitische Debatte darüber zu beobachten, ob das heutige Strommarktdesign, dessen Grundlage die Konkurrenz hydrothermischer Kraftwerksportfolien um die günstigste Möglichkeit zur Deckung der Nachfrage ist, grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es ggf. ergänzt werden müsste. In diesem Marktdesign – auch als Energy-only Markt bezeichnet – werden Kraftwerksbetreiber ausschließlich für die in ihren Kraftwerken erzeugte Energie vergütet. Konkret geht es um die Frage, ob ein solcher Energy-only Markt für potentielle Investoren in neue Kraftwerkskapazitäten und für Betreiber bestehender Kraftwerke langfristig angemessene Anreize bietet, um stets ein insgesamt ausreichendes Niveau an konventioneller Kraftwerkskapazität gewährleisten zu können.

In der aktuellen Diskussion wird zuweilen argumentiert, dass eine rückläufige Erzeugung konventioneller Kraftwerke, die aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auch zu erwarten ist, deren Wirtschaftlichkeit gefährdet. Es steht aber außer Frage, dass auch langfristig konventionelle Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt werden. Verschlechtert sich nun die wirtschaftliche Situation der konventionellen Kraftwerke im Energy-only Markt und kommt es daher zu Stilllegungen bzw. bleiben notwendige Kraftwerksneubauten aus, könnte die Versorgungssicherheit mittel- bis langfristig gefährdet sein. Folgt man dieser Argumentation, so ergibt sich hieraus ein Bedarf, den heutigen Energy-only Markt durch sogenannte Kapazitätsmechanismen zu ergänzen oder zu substituieren. Solche Mechanismen meinen Marktdesigns, in denen die Anbieter konventioneller Kraftwerke Zahlungen bereits für die Leistungsvorhaltung und damit unabhängig von der Energieeinspeisung ihrer Anlagen erhalten. In diesem Zusammenhang werden Mechanismen vorgeschlagen, die entweder Kapazitätzahlungen für alle Kraftwerke oder nur für einzelne Kapazitätskategorien, z. B. Kraftwerksneubauten, vorsehen.

Andere Teilnehmer der Diskussion sehen keinen Bedarf für solche ergänzenden Mechanismen. Sie deuten wirtschaftlich bedingte Kraftwerksstilllegungen eher als Zeichen von Überkapazitäten denn als Indizien für ein Marktversagen des Energy-only Marktes und argumentieren, dass im Falle tatsächlicher Knappheit notwendige Knappheitsrenten auch im Energy-only Markt erzielt werden können. Alle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigten konventionellen Kraftwerke können so ausreichende Erlöse erwirtschaften, um auch die Deckung ihrer Fixkosten sicherzustellen.

Diese Kontroverse ist im Wesentlichen auf unterschiedliche Prämissen als Grundlage der jeweiligen Argumentation zurückzuführen. Eine zielführende Beantwortung der Frage, wie zukünftig ein ausreichendes Niveau gesicherter Leistung gewährleistet werden kann, erfordert daher zunächst eine Offenlegung und Klärung dieser Prämissen.

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

- **Nationale Sichtweise:** Bei einer nationalen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit wird gefordert, dass der zu erwartende nationale Starklastfall durch im eigenen Land gesichert verfügbare Leistung gedeckt werden kann („nationale Autarkie“). Diese Sichtweise entspricht weitgehend den heutigen energiepolitischen Vorgaben hinsichtlich Fragen der Versorgungssicherheit in Deutschland.
- **Europäische Sichtweise:** Aus dieser Sichtweise ist die Versorgungssicherheit in einem mehrere Staaten umfassenden Gebiet unter wechselseitiger Nutzung vorhandener Ressourcen sicherzustellen. Allgemein ergibt sich hieraus eine supranationale Sichtweise, für Deutschland relevant ist angesichts der starken technischen Vernetzung und der engen wirtschaftlichen und politischen Zusammenarbeit insbesondere eine europäische Sichtweise. Hieraus folgt eine gemeinsame Verantwortung der europäischen Staaten für eine europaweit angemessene Versorgungssicherheit und ihre effiziente Ausgestaltung. Diese Sichtweise folgt im Gegensatz zur nationalen Sichtweise eher der Organisation der europäischen Märkte für elektrische Energie, die – bspw. durch die verschiedenen Market-Coupling Projekte – auf eine grenzüberschreitend optimale Nutzung der Ressourcen unter Nutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten abzielt.

Offensichtlich beeinflusst die Wahl einer dieser beiden Sichtweisen erheblich das jeweils vorzuhaltende Niveau gesicherter Leistung. Während sich in der nationalen Sichtweise das benötigte Kapazitätsniveau in jedem Fall aus dem jeweiligen nationalen Starklastfall ergibt, resultiert die notwendige gesicherte Leistung in der europäischen Sichtweise aus der europaweiten Nachfrage nach elektrischer Energie unter Berücksichtigung grenzüberschreitender

Austauschkapazitäten sowie der Tatsache, dass im Ausland vorhandene Kapazität zeitgleich auch zur dortigen Lastdeckung benötigt wird.

Für beide dieser Sichtweisen gibt es gute Gründe. Die grundlegende Frage einer nationalen oder internationalen Verantwortung für Versorgungssicherheitsfragen ist im Wesentlichen politischer Natur und entzieht sich der Bewertung dieses Gutachtens. Es zeigt sich jedoch, dass die Frage, ob langfristig Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind, nicht unabhängig von der zukünftigen Verantwortlichkeit für Versorgungssicherheitsfragen zu treffen ist. Hier ist eine bewusste energiepolitische Grundsatzentscheidung notwendig.

Neben der Frage der notwendigen gesicherten Leistung ist zu klären, ob und unter welchen Bedingungen es für die benötigten Kapazitäten überhaupt denkbar ist, an einem Energy-only Markt wirtschaftlich betrieben zu werden. Ist dies möglich, wäre ein ergänzender Mechanismus nicht notwendig.

Eine in der Literatur häufig formulierte Sichtweise beinhaltet, dass ein Energy-only Markt prinzipbedingt auf lange Sicht zu Marktversagen führt, ausreichende Erlöse also nicht sicherstellen kann. Dieser Argumentation liegt die Annahme zugrunde, dass – ohne unerwünschte Ausübung von Marktmacht – stets die kurzfristigen Erzeugungskosten der teuersten im Einsatz befindlichen Einheit den Marktpreis setzen. Diese kann daher selbst dann keine Beiträge zu Fixkostendeckung erwirtschaften, wenn eine tatsächliche Knappheitssituation vorliegt. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist dann nicht möglich. Grund für diesen Effekt ist die Annahme, dass die Nachfrage weitgehend preisunelastisch ist, was sich i. W. mit der Beobachtung der heute typischen Gebotskurven am Spotmarkt deckt. Dann wären zusätzliche Kapazitätsanreize notwendig, um langfristig ein ausreichendes Kapazitätsniveau gewährleisten zu können.

Unterstellt man allerdings, dass zukünftig in nennenswertem Umfang ein preiselastisches Verhalten der Nachfrage herbeigeführt werden kann, so kann gezeigt werden, dass am Energy-only Markt auch Situationen entstehen, in denen nicht die Grenzkosten der Erzeugung, sondern der Grenznutzen der Nachfrage preissetzend wirkt. Dies ermöglicht das Entstehen von Knappheitsrenten. Es kann sich dann ein Marktgleichgewicht mit einer vollständigen Deckung der zum Marktpreis entstehenden Nachfrage sowie auskömmlichen Erlöse für alle zur Deckung dieser Nachfrage benötigten Kapazitäten einstellen. Ein Bedarf für ergänzende Kapazitätsmechanismen bestünde nicht.

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

Auch hier sind jedoch die unterschiedlichen Sichtweisen auf die Frage der Versorgungssicherheit zu beachten. Ein funktionierender Energy-only Markt, der dezidierte Kapazitätsanreize überflüssig machen würde, setzt neben einer genügenden Preiselastizität zusätzlich auch noch eine Kohärenz des regionalen Betrachtungsbereichs für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit (nationale vs. europäische Sichtweise) einerseits wie für die Organisation des Strommarktes und daraus resultierender Preissignale andererseits voraus. Anders ausgedrückt: Ein europäisch organisierter Energy-only Markt kann selbst bei Vorliegen ausreichend preiselastischer Nachfrage einen aus nationaler Sichtweise formulierten Bedarf an gesicherter Leistung vermutlich nicht gewährleisten, da in einem europäisch organisierten Markt keine Informationen über nationale Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage vorliegen.

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

Fällt diese Entscheidung zugunsten der nationalen Sichtweise aus, so erscheint langfristig die Einführung eines ergänzenden Kapazitätsmechanismus unausweichlich. Quantitative Untersuchungen zeigen, dass im Zeitraum der nächsten rund zehn Jahre in Deutschland ohne Einführung eines solchen Mechanismus eine Kapazitätslücke in der Größenordnung von 4 bis 8 GW entstehen könnte.

Dieser Lücke kann mit einem geeigneten Kapazitätsmechanismus bspw. für Neuanlagen begegnet werden. Es ist aber zu erwarten, dass mit dessen Einführung ein selbstverstärkender Effekt eintritt. Zum einen werden die auf diese Weise angereizten Kraftwerke auch langfristig auf Zahlungen aus einem solchen Mechanismus angewiesen sein. Zum anderen kann sich durch den Kapazitätsanreiz die wirtschaftliche Situation der Bestandskraftwerke so verschlechtern, dass auf lange Sicht zunehmend mehr der benötigten Kraftwerkskapazitäten auf einen Kapazitätsmechanismus angewiesen sein werden.

Da bei Beibehaltung der nationalen Sichtweise im Zeitraum der kommenden zehn Jahre bereits ein nicht vernachlässigbarer Anteil und danach weiter zunehmender Teil der benötigten gesicherten Leistung auf einen Kapazitätsmechanismus angewiesen ist, sollte ein solcher Mechanismus gewählt werden, der die *effiziente* Gewährleistung des benötigten Niveaus gesicherter Leistung erlaubt. Hierfür kommt aus unserer Sicht lediglich ein umfassender Kapazitätsmarkt in Frage, da dieser aus einer theoretischen Perspektive als einzige Form das effiziente Erreichen eines gewünschten Kapazitätsniveaus ermöglicht. Gleichzeitig ist ein umfassender Kapazitätsmarkt aber mit zahlreichen Design- und Parametrierungsfragen verbunden, die – bei fehlerhafter Beantwortung – ein erhebliches Risiko der Gefährdung von Effizienz und Effektivität des Mechanismus beinhalten. Zur Klärung dieser Fragen ist eine ausreichende Vorlaufzeit erforderlich. Für die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts und die Entfaltung seiner tatsächlichen Wirksamkeit sehen wir einen Zeitbedarf von etwa zehn Jahren als realistisch an.

In der Phase bis zur Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts entstehende Kapazitätslücken sind dann durch einen geeigneten Übergangsmechanismus zu adressieren. Hierfür kommen grundsätzlich sog. TTR-Modelle – auch als strategische Reserve bezeichnet – und Ausschreibungsmodelle in Betracht. Quantitative Untersuchungen zeigen, dass die Kosten für ein Ausschreibungsmodell in einer solchen Übergangsphase um ein Vielfaches höher sind als bei einem TTR-Modell. Zudem sind – ähnlich wie beim umfassenden Kapazitätsmarkt – beide Mechanismen ebenfalls mit Design- und Parametrierungsrisiken verbunden. Insbesondere die kostenmäßigen Auswirkungen einer Fehlparametrierung können im TTR-Modell allerdings durch entsprechende Maßnahmen, bspw. eine geeignete Preisobergrenze, limitiert werden. Gleichzeitig ließe sich das Modell vergleichsweise einfach implementieren und die Rückwirkungen auf das restliche Marktgeschehen sind in einem TTR-Modell am geringsten. Daher wäre ein solches Modell auch ohne wesentliche Wechselwirkungen mit dem ggf. einzuführenden umfassenden Kapazitätsmarkt wieder abschaffen. Insgesamt ist also in einer Übergangsphase ein TTR-Modell der geeignete Mechanismus, um Kapazitätslücken zu vermeiden. Wir empfehlen aber, einen TTR-Mechanismus nicht zwangsläufig, sondern nur dann einzuführen, wenn ein entsprechender Bedarf tatsächlich erkannt wird.

Entscheidet man sich hingegen dafür, langfristig von der nationalen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit zur europäischen Sichtweise überzugehen, so ist zumindest langfristig kein Kapazitätsmechanismus notwendig.

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

Für diesen Prozess ist ein ausreichender zeitlicher Vorlauf notwendig, der vermutlich in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie der etwa zehnjährige Vorlauf für die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts. In dieser Übergangsphase können Situationen auftreten, in denen die nationale Absicherung eines als notwendig erachteten Niveaus gesicherter Leistung noch notwendig erscheint. Aus den genannten Gründen ergibt sich dieses Niveau nicht sicher aus dem Marktgeschehen am Energy-only Markt. Auch in diesem Fall kann die vorübergehende Einführung eines TTR-Modells einen geordneten Übergang ermöglichen. Insbesondere kann ein solcher Mechanismus vergleichsweise schnell eingeführt, mit geringen Risiken parametrisiert und mit den geringsten Marktrückwirkungen wieder eingestellt werden und wird daher für den Bedarfsfall empfohlen.

7 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand 6.10.2011)
<http://www.bundesnetzagentur.de>
- [2] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)
System Adequacy Forecast 2010-2025
<http://www.entsoe.eu>
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität.
<http://www.bmwi.de>
- [4] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Strukturforchung mbH
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (Projekt Nr. 12/10) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
<http://www.bmu.de>
- [5] Ockenfels, A.; Grimm, V.; Zoetl, G.
Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismen im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX
<http://www.eex.de>

[6] Cramton, P.; Stoft, S.

The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity

<http://stoft.com>

[7] Cramton, P.; Ockenfels, A.

Economics and design of capacity markets for the power sector

<http://ockenfels.uni-koeln.de>

[8] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung - Studie im Auftrag des Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne)

<http://ww.neue-energieanbieter.de>

[9] Enerzine.com

Bretagne: appel d'offres pour la centrale à gaz

<http://www.energzone.com>

[10] Frontier Economics Ltd.

Practical Considerations of Capacity Mechanisms - German Situation and International Experience

<http://www.frontier-economics.com>

[11] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes

<http://www.bundesnetzagentur.de>

[12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Monitoringbericht 2010 - Entwicklung des Strom- und Gasmarktes

<http://www.bundesnetzagentur.de>

[13] European Comission Directorate-General for Energy

EU energy trends to 2030 — UPDATE 2009

<http://ec.europa.eu>

[14] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global („Leitstudie 2010“)

<http://www.bmu.de>

Anhang

A Anhang

A.1 Quantitative Untersuchungen - Randbedingungen

Grundlage der quantitativen Untersuchungen in Abschnitt 4.1 sind Einsatzsimulationen für den Kraftwerkspark Deutschlands und seiner Anrainer¹. Der Kraftwerkseinsatz wird auf Basis eines linearen, kontinuierlichen Optimierungsproblems ermittelt. Zielfunktion ist die Minimierung der kurzfristigen Kosten zur Deckung der Residuallast, also der Nachfrage abzüglich der Erzeugung aus nicht disponiblen Einheiten (i. W. Wind- und Photovoltaikanlagen, Laufwasserkraftwerke sowie wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen).

Die Deckung der Residuallast erfolgt mittels eines fest vorgegeben Parks disponibler thermischer Kraftwerke. Der unterstellte Kraftwerkspark für das heutige bzw. zukünftige System einschließlich der Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energie ist in Bild 7.1 dargestellt.

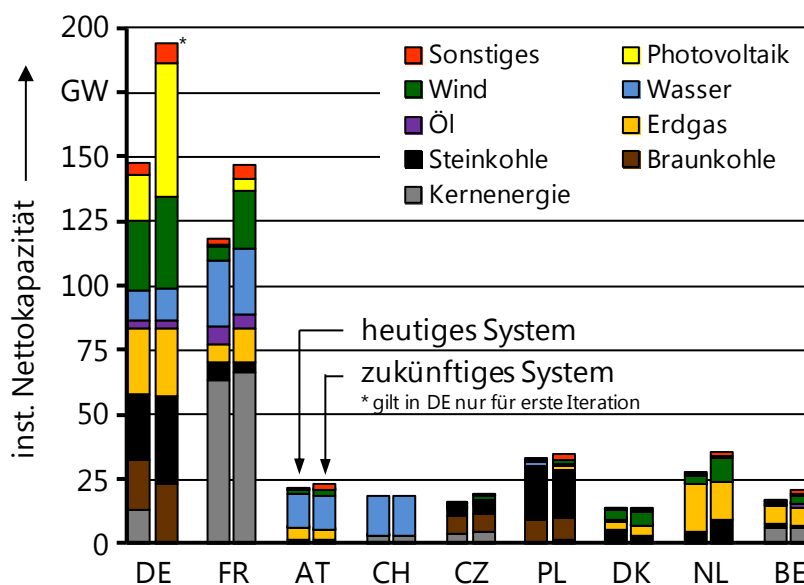


Bild 7.1 Annahmen zur Kraftwerksparkentwicklung (installierte Nettokapazitäten inkl. KWK-Kraftwerke, basierend auf eigenen Recherchen sowie [1], EU Reference Scenario[13] und BMU-Leitstudie 2010 Szenario A [14])

¹ D. AT (Österreich), BE (Belgien), CH (Schweiz), CZ (Tschechien), DK (Dänemark), FR (Frankreich), NL (Niederlande), PL (Polen)

Der Einsatz vorhandener Speicherkraftwerke wird mittels eines heuristischen Modells bestimmt, das in Abhängigkeit von Schwellwerten der Residuallast die Ein- und Ausspeicherung steuert. Die Wirkung des Modells wird dabei durch iterative Justierung der Schwellwerte parametrisiert und plausibilisiert.

Die Kosten zur Deckung der Residuallast ergeben sich aus den Primärenergiekosten der thermischen Kraftwerke – unter Berücksichtigung der technologie- und altersspezifischen Kraftwerkswirkungsgrade und von Transportkostenzuschlägen – sowie der Kosten für Emissionszertifikate. Dem Ziel der Kostenminimierung folgend kommen also die Kraftwerke zum Einsatz, die die kurzfristig² niedrigsten Erzeugungskosten besitzen. Optimierungszeitraum ist jeweils ein Jahr in einem stündlichen Zeitraster. Die Annahmen zur Entwicklung der Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate zeigt Tabelle 1.

	Heutiges System	Zukünftiges System
Uran [€/GJ]	1,0	1,0
Braunkohle [€/GJ]	1,0	1,0
Steinkohle [€/GJ]	3,7	3,5
Erdgas [€/GJ]	6,5	6,8
Öl [€/GJ]	10,7	13,5
Emissionszertifikate [€/t]	14,8	23,5

Tabelle 1 Annahmen zur Entwicklung der Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate (Preisbasis 2010, basierend auf [4], [14])

Die Optimierung erfolgt systemweit, d. h. die Kosten zur Residuallastdeckung sind nicht in jedem betrachteten Land einzeln zu minimieren, sondern in Summe über alle Länder. Hierzu können in der Optimierung die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten genutzt werden. Der Austausch zwischen den betrachteten Ländern ist somit nicht vorgegeben, sondern Ergebnis der Optimierung. Der Austausch mit den Ländern außerhalb der geo-

² Kurzfristig bedeutet in diesem Zusammenhang insbesondere, dass für die Ermittlung des Kraftwerkseinsatzes keine Fixkostenanteile berücksichtigt werden, da diese die Einsatzentscheidung nicht beeinflussen.

graphischen Systemgrenze, bspw. von Frankreich mit der iberischen Halbinsel, wird hingegen auf Basis historischer Austauschmuster vorgegeben.

Weiteres Eingangsdatum für die durchgeführten Einsatzsimulationen ist die zu deckende Nachfrage. Die zugrundeliegenden Annahmen zeigt Bild 7.2.

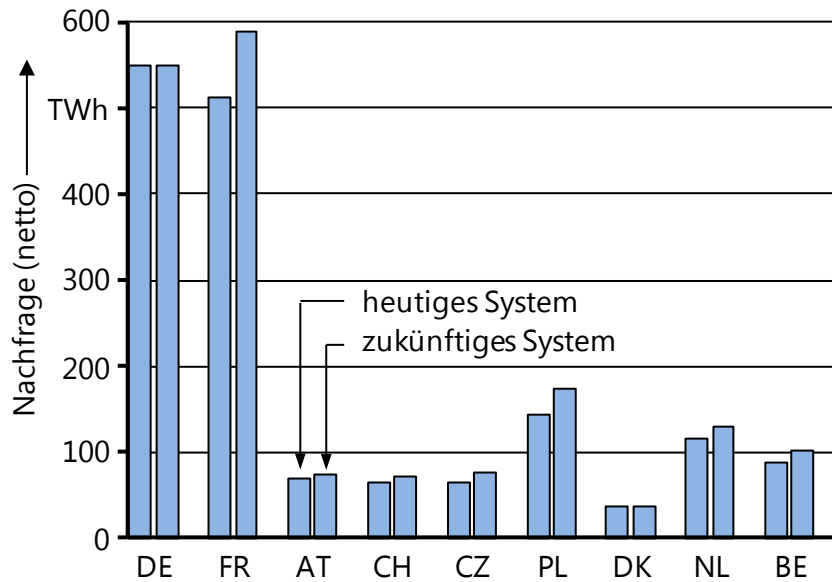


Bild 7.2 Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage (basierend auf eigenen Recherchen sowie EU Reference Scenario[13])