

Christian Growitsch
Felix Christian Matthes
Hans-Joachim Ziesing (Moderation)

Clearing-Studie

Kapazitätsmärkte

im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
(BMWi)

Berlin/Köln, Mai 2013

PD Dr. Christian Growitsch
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321
D-50827 Köln
Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Dr. Felix Chr. Matthes
Öko-Institut – Institut für Angewandte Ökologie
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49 (0)30 405085-0
Fax: +49 (0)30 405085-388
www.oeko.de

Dr. Hans-Joachim Ziesing
Fasanenstraße 62
D-10719 Berlin
Tel.: +49 (0) 1752466107

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Einleitung und Auftrag | 5 |
| 2 | Legitimation von Kapazitätsmarkt-Vorschlägen | 7 |
| 2.1 | Ausgangssituation und Einordnung | 7 |
| 2.2 | Grenzen des heutigen Strommarktdesigns | 10 |
| 3 | Ausgestaltung der Kapazitätsmarkt-Vorschläge | 14 |
| 3.1 | Einleitung und Überblick | 14 |
| 3.2 | Nachfrage und Angebot | 16 |
| 3.3 | Produkte des Kapazitätsmarktes | 19 |
| 3.4 | Auktionsverfahren | 23 |
| 3.5 | Erfüllung und Compliance-Regime | 26 |
| 3.6 | Teilnahme an anderen Strommarktsegmenten | 27 |
| 3.7 | Refinanzierung des Systems | 28 |
| 3.8 | Institutionelle Ausgestaltung | 29 |
| 3.9 | Europäische Einbettung | 31 |
| 3.10 | Zwischenfazit: Funktionale Gemeinsamkeiten und Unterschiede | 33 |
| 4 | Bewertung der Kapazitätsmarkt-Vorschläge | 36 |
| 4.1 | Bewertungskriterien | 36 |
| 4.2 | Bewertung der übereinstimmenden Ausgestaltungsmerkmale | 38 |
| 4.3 | Bewertung der unterschiedlichen Ausgestaltungsmerkmale | 41 |
| 4.4 | Schlussfolgerungen | 46 |
| 5 | Der Weg nach vorn | 48 |
| 5.1 | No-regret-Maßnahmen | 48 |
| 5.1.1 | Versorgungssicherheitsbericht | 48 |
| 5.1.2 | Einbettung in das europäische Umfeld | 49 |
| 5.1.3 | Kapazitätsregister | 49 |
| 5.1.4 | Netzausbau (Übertragungsnetz) | 50 |
| 5.1.5 | Anpassung Redispatchmaßnahmen | 50 |
| 5.1.6 | EnWG-Novelle / Wettbewerb unter Kaltreserve | 51 |
| 5.2 | Klärungs- und Entscheidungsbedarf | 52 |
| 6 | Forschungsbedarf | 54 |
| 6.1 | Market Failure Analysis | 54 |
| 6.2 | Bedeutung und Quantifizierung der Parametrisierung | 54 |
| 6.3 | Umsetzungsfragen des Kapazitätsmarktes | 55 |
| 6.4 | (Nord-West-)Europäische Harmonisierung | 55 |
| 7 | Literatur | 56 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-------------|--|----|
| Abbildung 1 | Generische Gründe für Kapazitätsmechanismen..... | 11 |
| Abbildung 2 | Ausgestaltung des Konzepts eines Fokussierten Kapazitätsmarktes | 15 |
| Abbildung 3 | Ausgestaltung des Konzepts der Versorgungssicherheitsverträge | 15 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-----------|--|---|
| Tabelle 1 | Entwicklung der Versorgungssicherheits-Indikatoren zum Referenzzeitpunkt Januar für ausgewählte europäische Staaten..... | 8 |
|-----------|--|---|

1 Einleitung und Auftrag

Die stromwirtschaftliche Diskussion in Deutschland befasst sich seit einiger Zeit mehr und mehr mit der Frage nach den künftigen Rahmenbedingungen für den Strommarkt. Zunehmend stellt sich die Frage, ob das gegenwärtige Marktdesign in der Lage sein kann, die für Wirtschaft und Gesellschaft notwendige Versorgungssicherheit auf hohem Niveau zu gewährleisten, wobei sich diese Frage mit Blick auf den anstehenden Erneuerungszyklus des deutschen und europäischen Kraftwerksparks, aber auch und besonders im Kontext der mit dem deutschen Energiekonzept 2010/2011 eingeleiteten, grundlegenden Umgestaltung des Energiesystems stellt (BMW/BMU 2010, BMU 2011, BMW/BMU 2012, Löschel et al. 2012). Diese Herausforderung ist einerseits, auch wegen der grenzüberschreitenden Integration des Strommarktes, keine exklusive Problematik des deutschen Strommarkts, sondern betrifft viele europäische Staaten, war und ist jedoch andererseits auch in vielen anderen Staaten außerhalb Europas relevant. Die deutsche Energiewende beschleunigt jedoch die Herausforderungen und erfordert eine besonders intensive Beschäftigung mit der Problemanalyse und den ggf. erforderlich werden Handlungsstrategien.

Gerade die gegenwärtig zu beobachtenden Trends auf dem deutschen Strommarkt verstärken die Dynamik der Herausforderung: Einerseits bestehen aufgrund sinkender Börsenpreise für Strom (bzw. der damit einhergehend sinkenden Deckungsbeiträge für alle im Wettbewerbsmarkt agierenden Stromerzeugungsoptionen) praktisch kaum noch Anreize für Neuinvestitionen im Kraftwerkspark, die aber andererseits angesichts der absehbaren altersbedingten Stilllegung konventioneller Kraftwerkskapazitäten und des Wegfalls der Kernkraftwerksleistung zur Vermeidung von Kapazitätsdefiziten notwendig werden könnten.

In diesem Zusammenhang wird daher auch die Frage gestellt, ob die bisherige Rolle der sich an der Börse herausbildenden Preise für die elektrische Arbeit, also der „Energy only Markt“, nicht durch ein System ergänzt werden müsste, das in der Lage ist, beispielsweise über Kapazitätzahlungen Anreize für leistungsbezogene Investitionsentscheidungen bzw. den Kapazitätserhalt zu setzen. Konkret geht es um die Frage nach der etwaigen Notwendigkeit der Etablierung entsprechender Kapazitätsmechanismen und deren Ausgestaltung.

Parallel zu einigen mit der jüngsten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes umgesetzten, temporär angelegten Kurzfristmaßnahmen sind in den vergangenen Monaten in Deutschland zahlreiche Studien mit Beiträgen zur Klärung der zu beachtenden Probleme sowie mit mittel- bis langfristig angelegten Lösungsvorschlägen zur Diskussion gestellt worden. Diese Studien kommen zu teilweise divergierenden Einschätzungen zur Lage des Strommarktes, vor allem aber präsentieren sie unterschiedliche Ansätze zur Schaffung von Kapazitätsmechanismen.

Hier stehen neben Vorschlägen etwa zur Bildung von strategischen Reserven andere Vorschläge, die auf zentrale oder eher dezentral organisierte Kapazitätsmärkte abstellen. Dazu gehören prominent auch die Kapazitätsmarktmodelle, die vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (EWI) mit dem Modell der Versorgungssicherheitsverträge (EWI 2012) sowie als Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes vom Konsortium Öko-Institut/LBD Beratungsgesellschaft/Raue LLP (2012) vorgelegt worden sind.

Vor dem Hintergrund der Überlegung, dass gerade diese beiden Studien neben etlichen Unterschieden auch einige grundlegende Gemeinsamkeiten aufweisen, erteilte das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) an diese beiden Institu-

te sowie an einen Moderator den Auftrag, die „Möglichkeiten der Zusammenführung der Kapazitätsmarktmodelle des EWI und des Öko-Instituts“ zu prüfen.

Dabei sollte es ausdrücklich nicht darum gehen, die Fülle anderer Studien zur Notwendigkeit oder Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten zu analysieren und zu bewerten. Vielmehr sollten sich die Analysen und Überlegungen ausschließlich auf die Modelle dieser beiden Institute beschränken. Wenn auch das Ziel darin bestand, die Gemeinsamkeiten der jeweiligen Vorstellungen auszuloten, so sollte gleichzeitig aber auch herausgearbeitet werden, an welchen Punkten sich eine Verzweigung in Bezug auf divergierende Ausgestaltungsmerkmale zeigt. Dabei stand nicht nur die Beschreibung der Divergenzen im Vordergrund, sondern vor allem die Frage, aus welchen Gründen die beiden Modelle, gerade im Lichte der übereinstimmenden Ausgangspunkte und Ausgestaltungsmerkmale zu den unterschiedlichen Ansätzen gekommen sind.

Mit diesem Ansatz sollten also nicht nur die Divergenzen der beiden Modelle nicht verschüttet, sondern klar benannt und hinsichtlich der jeweils zugrunde liegenden Motive, Einschätzungen und Priorisierungen transparent gemacht werden, um damit letztlich eine fundierte Information politischer Entscheidungsprozesse zu ermöglichen.

Vor dem Hintergrund dieses methodischen Ansatzes einer Clearing-Studie gliedert sich dieser Bericht wie folgt.

Das Kapitel 2 umfasst eine Darstellung des Hintergrunds der beiden Vorschläge für die Schaffung eines Kapazitätsmarktes, die einerseits eine Kurzdarstellung der aktuellen Lage im nordwesteuropäischen Strommarkt beinhaltet (Abschnitt 2.1) und andererseits einen Kurzaufriß zu den Grenzen des heutigen Strommarktdesigns bietet (Abschnitt 2.2), insgesamt also die Legitimationsfrage eines Kapazitätsmarktes behandelt.

Im Kapitel 3 erfolgt eine detaillierte Dar- und Gegenüberstellung der beiden Kapazitätsmarktorschläge, ohne dass diese einer Bewertung unterzogen werden.

Das Kapitel 4 enthält dann diese Bewertung, die auf Grundlage eines einheitlichen Satzes von Bewertungskriterien vorgenommen wurde (Abschnitt 4.1), getrennt für die übereinstimmenden sowie die unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen erfolgt und in einigen Schlussfolgerungen endet.

Im Kapitel 5 werden Vorschläge präsentiert, wie die nächsten Schritte auf dem Weg zur Schaffung eines Kapazitätsmarktes aussehen könnten und welcher Bedarf sich für (Richtungs-) Entscheidungen ergibt.

Abgeschlossen werden die Analysen mit der Darstellungen des sich in verschiedener Hinsicht ergebenden Forschungsbedarfs (Kapitel 6).

2 Legitimation von Kapazitätsmarkt-Vorschlägen

2.1 Ausgangssituation und Einordnung

Das Stromversorgungssystem und der Strommarkt in Deutschland wie in den meisten mittel- und westeuropäischen EU-Staaten stehen vor Herausforderungen, die sich vor allem aus der Überlagerung von vier Prozessen ergeben:

- In den ab Mitte der 1990er Jahre schrittweise liberalisierten Strommärkte sind die aus Monopolzeiten übernommenen Überkapazitäten weitgehend abgebaut, die Altersstruktur der Kraftwerksflotte wie auch der zumindest in einigen Staaten weiter steigende Spitzenlastbedarf machen – früher oder später – Erneuerungsinvestitionen (oder entsprechende Maßnahmen auf der Nachfrageseite) notwendig.
- Durch politische Entscheidungen sehr unterschiedlicher Art werden in den nächsten Jahren erhebliche Kraftwerkskapazitäten mit festen Enddaten vom Netz gehen müssen. Die betrifft den Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland, Belgien und der Schweiz sowie Kraftwerksstilllegungen wegen Nichteinhaltung von Luftreinhaltstandards (oder der Inanspruchnahme entsprechender Übergangsregelungen) im Kontext der Industrial Emissions Directive, vor allem in Frankreich und Polen (sowie in Großbritannien).
- Aktuell und absehbar ergibt sich ein extrem schwieriges energiewirtschaftliches Umfeld für Kraftwerksinvestitionen sowie teilweise auch für den Kraftwerksbetrieb (jeweils vor allem im konventionellen Bereich). Dies betrifft – im Kontext des Anlagenparks in Mittel- und Westeuropa – sowohl die Brennstoffpreise (vergleichsweise hohe Erdgaspreise, niedrige Kohlepreise), sehr niedrige CO₂-Preise als auch massiv gestiegene Anlagenkosten. Zudem ist mit dem (sinnvollen) Wegfall der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems ab 2013 ein erhebliches Zusatzeinkommen für viele Kraftwerksbetreiber und -investoren weggefallen.
- Mit dem massiven Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien der EU-Ziele (bis 2020) bzw. im Rahmen der Energiewende in Deutschland (für die kurz-, mittel- und langfristige Perspektive) werden erhebliche Stromerzeugungskapazitäten in das Stromerzeugungssystem integriert, die zum größten Teil sowohl durch sehr niedrige kurzfristige Grenzkosten als auch Dargebotsabhängigkeit (Wind und Solarstrahlung) charakterisiert sind.

Die aktuellen Herausforderungen für den Strommarkt erheben sich damit einerseits im Kontext von Entwicklungen, die sich im internationalen Raum an anderer Stelle vergleichbar oder ähnlich ergeben haben; dies betrifft vor allem die Investitionsnotwendigkeiten im liberalisierten Strommarkt sowie die schwierigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Andererseits resultieren sie aber auch aus zusätzlichen und überlagernden Entwicklungen, für die es zumindest in der aktuellen Ausprägung keine oder nur extrem wenige Präzedenzfälle gibt; hier sind vor allem die politisch motivierten Entscheidungen zur Außerbetriebnahme erheblicher konventioneller Kraftwerkskapazitäten und die ambitionierte Markteinführung erneuerbarer Energien zu nennen.

Alle vier Prozesse vollziehen sich im Grundsatz weitgehend unbestreitbar, ihre Auswirkungen sind bezüglich des zeitlichen Wirkungsraums durchaus unterschiedlich, die politisch determinierten Außerbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke und der Aus-

bau erneuerbarer Energien haben einen vergleichsweise klaren zeitlichen Rahmen, während sich hinsichtlich der Investitionsnotwendigkeiten und der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen durchaus Flexibilitäten bzw. Unsicherheiten verbleiben. Hingewiesen sei diesbezüglich aber explizit auf die Tatsache, dass sich diese Unsicherheiten nicht richtungssicher sind, also sowohl problemverschärfend als auch problemverschärfend wirken können.

Zur exemplarischen Illustration der quantitativen Dimension der anstehenden Herausforderungen soll hier auf den jüngsten *Scenario Outlook and Scenario Forecast 2013-2030* des europäischen Verbandes der Strom-Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Entso-E) verwiesen werden (Entso-E 2013). Diese Analyse enthält unter anderem zwei Szenarien, die auf bottom-up ermittelten Daten beruhen:

- Das Szenario A (Conservative Scenario) enthält nur diejenigen Kraftwerks-Neubauprojekte, die derzeit als sicher umgesetzt angesehen werden.
- Das Szenario B (Best Estimate Scenario) enthält die zur Erhaltung eines hohen Versorgungssicherheitsniveaus erforderlichen Investitionen unter der Voraussetzung, dass die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen diese ermöglichen („provided that market signals give adequate incentives for investments“).

Einschneidende Maßnahmen zum Lastmanagement aber auch ökonomisch getriebene, frühzeitige Kraftwerksstilllegungen werden in beiden Szenarien nicht betrachtet. Diese Randbedingungen wie auch einzelne Annahmen für die verschiedenen Länder bzw. die beiden Szenarien sind unbestritten diskussionswürdig, insgesamt ergibt die Analyse jedoch einen in der Tendenz zutreffenden Gesamteindruck der anstehenden Entwicklungen und Herausforderungen.

Tabelle 1 *Entwicklung der Versorgungssicherheits-Indikatoren zum Referenzzeitpunkt Januar für ausgewählte europäische Staaten*

| | Ist-Situation | Szenario A | | Szenario B | |
|----------------|---------------|------------|------|------------|------|
| | 2013 | 2015 | 2020 | 2015 | 2020 |
| | GW | | | | |
| Deutschland | -3,8 | -3,2 | -6,7 | -1,5 | -5,4 |
| Belgien | -2,7 | -1,1 | -2,1 | -1,1 | 0,1 |
| Niederlande | 7,4 | 8,7 | 5,6 | 9,0 | 6,4 |
| Frankreich | 7,0 | 3,3 | -3,5 | 3,9 | 0,7 |
| Luxemburg | 0,5 | 0,7 | 1,2 | 0,7 | 0,6 |
| Schweiz | -0,7 | -1,0 | -1,4 | -1,0 | -1,4 |
| Österreich | 5,6 | 5,7 | 4,6 | 6,2 | 10,1 |
| Polen | -0,1 | -0,9 | -5,0 | -0,9 | -2,0 |
| Slowakei | -0,1 | 0,9 | 0,2 | 0,9 | 0,7 |
| Tschechien | 0,5 | 0,5 | -0,4 | 0,7 | 0,2 |
| Dänemark | -0,9 | -1,1 | -1,7 | -0,8 | -0,8 |
| Schweden | 1,1 | 0,9 | 0,8 | 1,5 | 0,9 |
| Norwegen | 2,2 | 3,0 | 5,4 | 3,0 | 5,4 |
| Großbritannien | 5,7 | 2,4 | -4,4 | 2,4 | 3,5 |

Quelle: *Entso-E, Berechnungen des Öko-Instituts*

In der Tabelle 1 sind die Versorgungssicherheits-Indikatoren für den Referenzzeitpunkt im Januar (3. Mittwoch im Januar, 18 bis 19 Uhr MEZ) für ausgewählte Länder zusammengestellt.¹ Dieser Indikator errechnet sich aus der Differenz der nach Deckung der jeweiligen Höchstlast verbleibenden, gesichert verfügbaren Netto-Leistung (Remaining capacity – RC) und der Versorgungssicherheitsmarge (Adequacy Reference Margin – ARM), die über die zur Höchstlastdeckung notwendige Kraftwerkskapazität hinaus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für besonders kritische (Ausnahme-) Situationen (Lastspitzen oder Betriebsmittelausfälle) vorgehalten werden sollte. Ist dieser Indikator positiv, können auch Ausnahmesituationen im Bereich der Versorgungssicherheit mit den inländischen Kraftwerken beherrscht werden, fällt dieser Indikator negativ aus, wären solche Situationen nur mit Rückgriff auf Kraftwerkskapazitäten in den Nachbarstaaten ohne Lastabschaltungen beherrschbar.

Unter Berücksichtigung nur der aktuell als sicher umgesetzt betrachtbaren Kraftwerks-Neuinvestitionen (dazu gehören auch die einlastbaren Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien) im Szenario A ergibt sich für fast alle großen Staaten im nordwesteuropäischen wie auch im zentraleuropäischen Regionalmarkt und besonders deutlich in Großbritannien eine deutliche Verschärfung der Versorgungssicherheitssituation. Erhebliche Reserven verbleiben hier nur noch für Österreich und die Niederlande, wenn auch hier mit im Zeitverlauf abnehmender Tendenz. Eine deutliche Verschärfung der Lage ergibt sich insbesondere dann, wenn die für 2021 und 2022 gesetzlich vorgeschriebene Abschaltung von insgesamt 8 GW Kernkraftwerkskapazitäten in Deutschland mit berücksichtigt wird. Für den skandinavischen Regionalmarkt zeichnet sich dagegen eine vergleichsweise stabile Situation ab. Sowohl mit Blick auf Deutschland und die anderen Staaten im nordwesteuropäischen Regionalmarkt, aber auch für die Gesamtheit dieser Staaten zeichnen sich auf Grundlage dieser Daten in erheblichem Umfang Handlungsnotwendigkeiten im Bereich von Neubaukraftwerken, Bestandsanlagensicherung bzw. aktivem Lastmanagement ab. Versorgungssicherheit erweist sich spätestens für den Zeithorizont 2020/2025, mit einiger Wahrscheinlichkeit aber durchaus auch bevor, als eine nicht mehr regional oder national begrenzte Herausforderung.

Die kompakte Übersichtsdarstellung zeigt aber auch, dass es sich bei der Versorgungssicherheitsbewertung nicht um eine einer verengten nationalen Perspektive geschuldeten, sondern sich um eine auch außerhalb Deutschlands – und dort teilweise noch viel stärker auftretende – Herausforderung handelt.

Angesichts dieser allenfalls hinsichtlich der zeitlichen Dimension diskutierbaren Gesamtsituation gewinnt die Frage, ob die Strommärkte im heutigen Design noch eine adäquate ökonomische Basis für die genannten Herausforderungen bilden können, an erheblicher praktischer Relevanz.

Im Lichte der spezifischen Herausforderungen in einem durch einen spezifischen Kapitalstock gekennzeichneten (Regional-) Markt und im Kontext spezifischer energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen kann und muss diese Frage auf der generischen (theoretischen) Ebene adressiert werden, aber eben auch mit Blick auf die konkret vorfindliche und absehbare Situation.

¹ Mit der Bezugnahme auf einen Referenzzeitpunkt können Gleichzeitigkeitseffekte zwischen den einzelnen Ländern sinnvoll berücksichtigt werden.

2.2 Grenzen des heutigen Strommarktdesigns

Die Frage nach der Leistungsfähigkeit des heute in der Europäischen Union vorfindlichen Strommarktdesigns ist im Grundsatz nicht neu. Viele andere liberalisierte Strommärkte sind mit der Herausforderung, zumindest aber mit der (begründeten) Sorge konfrontiert worden, dass mittel- oder langfristig zu wenig konventionelle (einlastbare) Kraftwerke vorhanden sein könnten, um das gewünschte (hohe) Niveau von Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Wenn der Strommarkt (mit allen seinen Teilmärkten) privaten Investoren nur unzureichende Anreize für Investitionen in Kraftwerkskapazitäten bieten würde, kommt es zu einem ineffizient niedrigen Niveau an Versorgungssicherheit – oder ein gegebenensfalls politisch gewünschtes, hohes Niveau würde verfehlt.

Letztlich beruht die Annahme, dass der Strommarkt in seinem heutigen Design zwar hoch effizient (und unersetzlich) für die Koordination des Anlagenbetriebs und die Bereitstellung der nachgefragten Strommengen ist, aber ggf. das geforderte Niveau der Versorgungssicherheit nicht sichern kann, auf vier Herausforderungen, die den heutigen Strommarkt kennzeichnen:

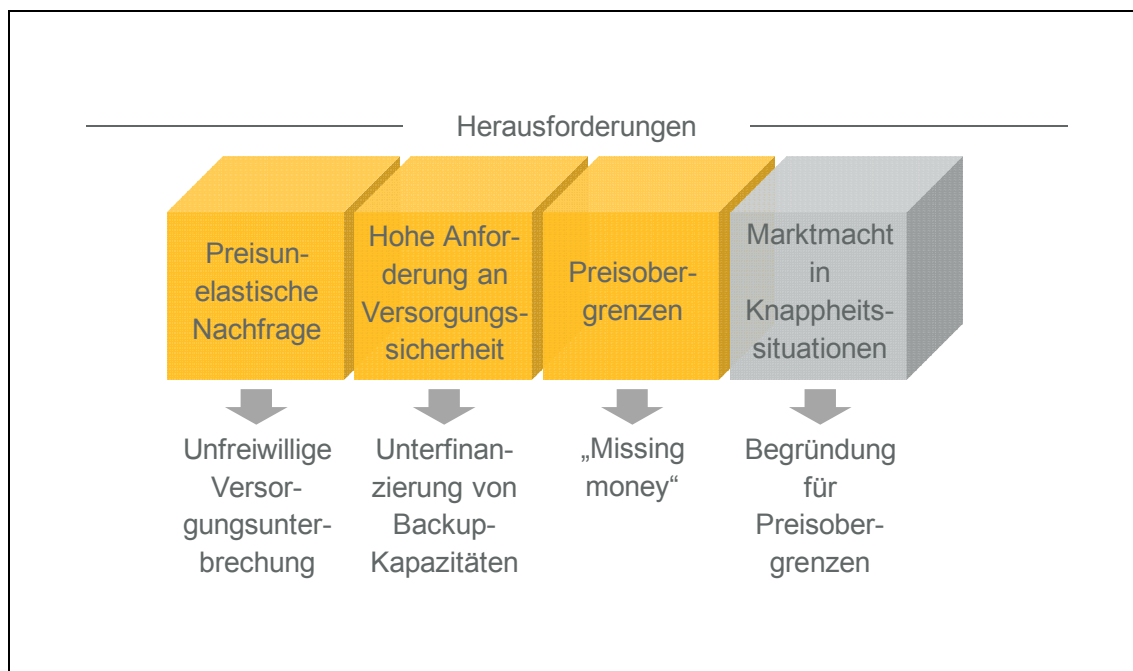
Das Kernproblem aus ökonomischer Sicht ist erstens, dass in Strommärkten die Nachfrage häufig unzureichend auf Preissignale reagiert (unelastische Stromnachfrage). Dies gilt zunächst für alle nicht-zeitgemessenen Stromkunden, denn diese zahlen einen Durchschnittspreis, also einen Tarif, der nicht die kurzfristige Knappheit des Stroms in Situationen ausgelasteter Erzeugungskapazitäten wiedergeben kann. Solche Stromkunden haben daher keinen Anreiz, auf Knappheiten durch Nachfragerückgang zu reagieren, selbst wenn dies technisch möglich wäre (z.B. durch „Smart Meter“). Selbst wenn in einem idealtypischen Strommengen – (Energy-Only-) Markt, also einem Markt ohne Kapazitätsmechanismen und ohne Preisobergrenzen, der Preis für einzelne Stunden sehr hoch sein würde (z.B. 10.000 €/MWh), und so eine extreme Knappheit signalisiert, würden diese Kunden weiter unverändert Strom aus dem Netz beziehen und so die Gefahr (kontrollierter) Blackouts hervorrufen. Darüber hinaus zeigt der empirische Befund, dass die Präferenzen vieler Stromverbraucher offensichtlich zugunsten einer längerfristigen Berechenbarkeit der Strombezugskosten ausfallen, dass also länger laufenden Verträge mit festen Preisen höher bewertet werden als in der Gesamtsumme möglicherweise niedrigere, aber durch höhere Volatilität gekennzeichnete Spotmarktbezüge oder vergleichbare Produkte. Zumindest scheint ein signifikantes Segment (größerer) Stromverbraucher willens zu sein, erhebliche Prämien für eine geringere Preisvolatilität zu zahlen bzw. scheinen die Transaktionskosten zur Spotmarkt-orientierten Beschaffung deren Vorteile nicht aufzuwiegen. Ob sich diese Situation bzw. diese Präferenzen bei zunehmenden Spotmarkt-Volatilitäten in signifikantem Umfang ändern ist zumindest (sehr) fraglich.

Neben der geringen Preiselastizität der Stromnachfrage kann es zweitens sein, dass aus anderen Gründen ein höheres Niveau an Versorgungssicherheit (politisch) erwünscht ist, als jenes, das sich am Energy-Only-Markt einstellt, sich also aus einer Nachfrage ergibt, die maximal bis zur Höchstlast reicht. Auch für diesen Fall kann offensichtlich über den Markt in seinem heutigen Design dieses Niveau nicht erreichen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit über das Niveau der Höchstlast hinausgehenden Kraftwerkskapazitäten (vgl. hierzu Kapitel 2.1) müssen hier durch einen entsprechenden Ergänzungsmechanismen zur Verfügung gestellt werden.

Ein idealtypischer Energy-Only-Markt kann drittens nur funktionieren, wenn Knappheiten durch temporär (ggf. sehr) hohe Preise widerspiegelt werden. Dies erst erlaubt den Grenzkraftwerken, die nur in Zeiten von Knappheiten benötigt werden, ihre Fixkosten zu erwirtschaften. Knappheitssituationen sind dabei solche Marktsituationen, in denen der gesamte Kraftwerkspark zur Deckung der Nachfrage benötigt wird und im Einsatz ist. In solchen Situationen besteht die Gefahr, dass Anbieter Marktmacht ausüben, indem sie durch Mengenzurückhaltung den Preis noch weiter in die Höhe treiben.

Diese Situation führt viertens dazu, dass in vielen Märkten eine Preisobergrenze (Price Cap) für Strom eingeführt wird. Ist diese Preisobergrenze zu niedrig, sind die Knappheitspreise nicht ausreichend, um für Grenzkraftwerke hinreichende Deckungsbeiträge in ihren wenigen Betriebsstunden zu erzielen („Missing-Money Problem“). In der Folge unterbleiben die Investitionen in Grenzkraftwerke und es kommt zu einem ineffizient ausgelegten (zu kleinen) Kraftwerkspark und damit zu unzureichender Versorgungssicherheit.

Abbildung 1 Generische Gründe für Kapazitätsmechanismen



Quelle: EWI

Neben diesen vier genannten, grundsätzlichen Herausforderungen, die den Einsatz von Kapazitätsmechanismen rechtfertigen könnten (und die in Abb. 1 im Überblick dargestellt sind), ist die Risikoeinschätzung aus Investorensicht zu berücksichtigen:

- Kraftwerksinvestitionen sind im Regelfall Investitionen mit längeren Vorlauf- und Realisierungszeiträumen. Diese Zeiträume gehen (deutlich) über die Zeiträume hinaus, für die Strom-, Brennstoff- und CO₂-Märkte liquide sind und belastbare Einschätzungen für die erzielbaren Deckungsbeiträge erlauben (können);
- Kraftwerksinvestitionen sind sehr langfristige Investitionen und gerade solche in Grenzkraftwerke sind wirtschaftlich nur darstellbar, wenn der Investor erwarten darf, dass es zu einer hinreichenden Zahl von Marktsituationen kommt, in denen ausreichend hohe Preise erzielt werden können;

- je größer die Unsicherheiten bezüglich der vorgenannten Aspekte sind (und gerade die konkreten Erfahrungen der jüngsten Kohorte von Kraftwerksinvestitionen hat diese Unsicherheiten eindrücklich bestätigt), je größer aber auch die Unsicherheiten hinsichtlich regulatorischer Eingriffe (z.B. hinsichtlich möglicher Einführungen von Preisobergrenzen) sind, desto höher muss die Renditeerwartung ausfallen, und desto weniger Kraftwerksprojekte werden realisiert werden.

In diesem Kontext muss auch darauf hingewiesen werden, dass die hier skizzierten Risiken für Kraftwerksinvestoren auch für Maßnahmen im Bereich der Lastflexibilisierung relevant sind. Zumindest für diejenigen nachfrageseitigen Maßnahmen, für die signifikante Investitionen, dazu meist noch außerhalb des Kerngeschäfts, erforderlich sind, dürfen Zweifel bestehen, ob die Knappheitssignale des Energy only-Marktes zu einer realweltlichen Erschließung des unbestreitbar vorhandenen (wenn auch begrenzten) Potenzials auf der Nachfrageseite in größerem Umfang beitragen können.

Alle genannten Aspekte sind charakteristisch für liberalisierte Strommärkte im Energy-Only-Design. Sie sind damit zunächst unabhängig von der spezifischen Konstellation, dass

- das Stromversorgungssystem hin zu einem hohen Anteil erneuerbarer Energie ausgebaut werden soll,
- größere Kraftwerkskapazitäten aus politischen Gründen in genau spezifizierten Zeiträumen aus dem Markt genommen werden oder
- dass der Kapitalstock, auf dessen Basis die Strommarktliberalisierung vollzogen wurde, durch spezifische Eigenschaften gekennzeichnet ist (sehr hohe Anteile mit vergleichsweise niedrigen kurzfristigen Grenzkosten).

Sie wären damit auch ohne diese Deutschland und den mittel- und nordwesteuropäischen Regionalmarkt kennzeichnenden Besonderheiten relevant. Gleichwohl vergrößern diese Sonderfaktoren zumindest in einer Übergangsphase die generischen Probleme eines Energy-Only Marktes. Erneuerbare Energien können – zumindest kurzfristig – die Erlöse von konventionellen Kraftwerken reduzieren (sog. Merit Order Effekt). Und selbst wenn erneuerbare Energien in der langen Frist den Durchschnittspreis für Strom nicht verändern, bedeuten die geringeren Auslastungen für konventionelle Grenzkraftwerke, dass die notwendigen Knappheitspreise in den verbleibenden Betriebsstunden höher sein müssen. Im Umkehrschluss erfordert dies, höhere Spitzenpreise zu akzeptieren, was wiederum das Bekämpfen von Marktmacht erschwert (so müssten etwaige Preisobergrenzen höher ausfallen). Gleichzeitig vergrößern große Stromerzeugungsanteile dargebotsabhängiger regenerativer Energien wie Solar- oder Windenergie die Unsicherheiten bezüglich der potenziellen Knappheitssituationen erheblich (anstelle der vergleichsweise robust abschätzbaren Lastdeckung tritt die längerfristig deutlich weniger gut prognostizierbare Residuallastdeckung) und erhöhen nochmals das Risiko für Kraftwerksinvestitionen.

Neben diesen Aspekten sind jedoch auch spezifische (regulatorische) Rahmenbedingungen für den deutschen Strommarkt zu berücksichtigen. Im Ergebnis der Sektoruntersuchung zur Stromerzeugung und zum Stromgroßhandel in Deutschland betrachtet das Bundeskartellamt Aufschläge (Mark-ups) auf die Grenzkosten für die vier marktbeherrschenden Unternehmen als nur dann als kartellrechtlich zulässig, wenn das Unternehmen nachweisen kann, dass ohne einen entsprechenden Mark-up die gesamten Durchschnittskosten des seines gesamten Kraftwerksparks nicht decken könnte (BKar-

tA 2011, S. 193ff). Effektiv führt dies zu einem Mark up-Verbot für die vier großen Stromerzeuger EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall.

Ob die genannten Probleme eines Energy-Only Markt so gravierend sind, dass Probleme der Versorgungssicherheit sich umfangreich und langfristig materialisieren und damit die Einführung von Kapazitätsmechanismen rechtfertigen, lässt sich positivistisch solange nicht belegen, wie sich das Problem nicht (gravierend) materialisiert hat. Das liegt nicht zuletzt daran, dass die Erfahrungen mit dem liberalisierten Strommarkt in Deutschland und der EU begrenzt sind: Die deutsche Liberalisierung währt keine 15 Jahre, der Investitionszyklus für Kraftwerke ist mehr als doppelt so lang. Zu berücksichtigen sind zudem grundsätzlich auch die Reaktionszeiten auf real eintretende (gravierende) Versorgungssicherheitsprobleme. Ob mit Blick auf vergleichsweise lange Vorlauf- und Realisierungszeiten der Einführung von Kapazitätsmechanismen allein die Notwendigkeit einer politischen Risikoabwägung resultiert oder sich darüber hinaus sogar eine Umkehr der Legitimationspflicht ergeben könnte, bleibt unter den Gutachtern umstritten.

Entscheidend für Legitimationsfrage zu Kapazitätsmechanismen sind daher neben den abstrakt-theoretischen Aspekten stets auch die konkreten, empirisch belegbaren bzw. mit hinreichender Robustheit absehbaren Rahmenbedingungen bzw. das real beobachtbare Investorenverhalten für das jeweilige Marktgebietes.

In beiden hier behandelten Studien haben die entsprechenden Analysen für die spezifische Situation des deutschen Strommarktes (und des entsprechenden Regionalmarktes) eine Indikation dafür geliefert, dass ein längerfristig angelegtes, verändertes Marktdesign konkret diskutiert werden sollte und temporär angelegte Übergangslösungen keine sinnvolle Option bilden.

Auch wenn so die Frage nach der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen (im positivistischen Sinne) nicht abschließend beantwortet ist, liefern die verschiedenen Facetten der Diskussion doch genügend Anlass, sich mit möglichen Ausgestaltungen konkret und im Detail auseinanderzusetzen.

3 Ausgestaltung der Kapazitätsmarkt-Vorschläge

3.1 Einleitung und Überblick

Kapazitätsmärkte im Allgemeinen, insbesondere aber die beiden hier analysierten Vorschläge zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmarkts weisen eine Reihe von Gemeinsamkeiten, aber auch von signifikanten Unterschieden auf.

Die Unterschiede zwischen den beiden Vorschlägen beziehen sich zunächst auf die Ausgangspunkte und Ziele der Konzepte:

- im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge steht vor allem die effektive und volkswirtschaftlich effiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Fokus, Nebenziele wie Begrenzung der Kosten für die Verbraucher sowie Praktikabilitätsfragen werden zwar nicht explizit in den Vordergrund gestellt, jedoch bei der Umsetzung implizit und besonders berücksichtigt;
- das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes zielt primär auf die effektive Gewährleistung der Versorgungssicherheit, kombiniert dieses Ziel jedoch explizit mit einer Reihe von Nebenzielen wie der Beitrag zum Klimaschutz und zum Umbau des Stromversorgungssystems, der Begrenzung von Kosten für die Verbraucher sowie einer Erhöhung und Sicherung der Wettbewerbsintensität in den Strommengen- und Regelenenergiemärkten.

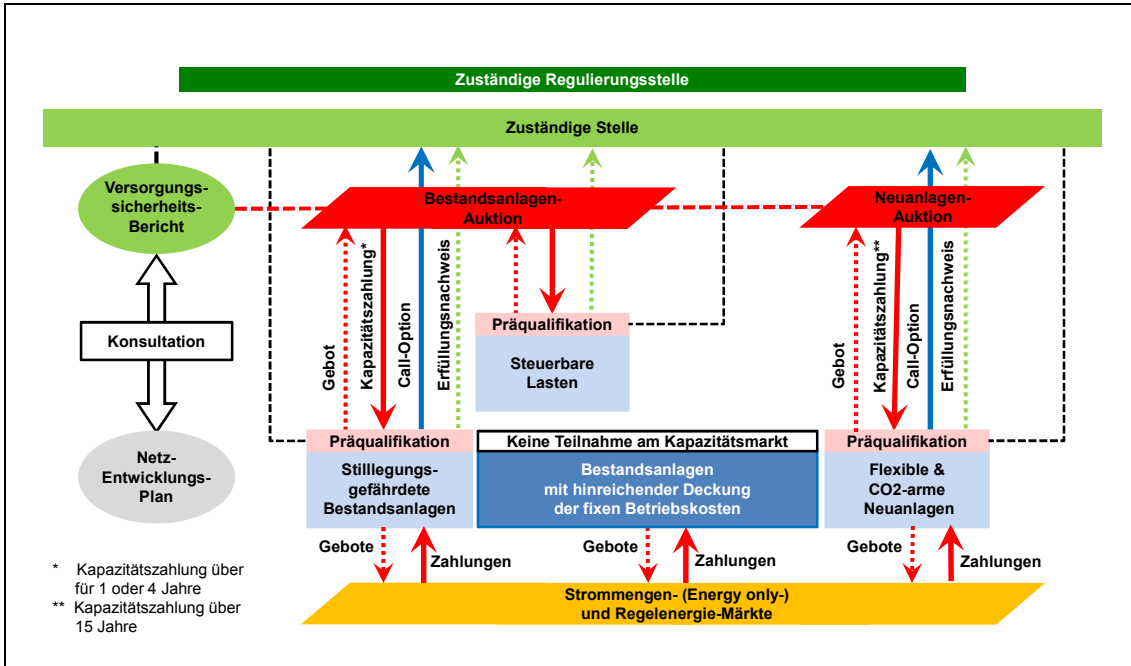
Eine Vielzahl von (unterschiedlichen) Ausgestaltungsvarianten lassen sich auf diese unterschiedlich akzentuierten Ziele zurückführen.

Die unterschiedlichen Ausgestaltungsmerkmale und Funktionalitäten der beiden Konzepte sind in Abbildung 2 sowie Abbildung 3 überblicksartig dargestellt und verdeutlichen hinsichtlich der grundsätzlichen Ausgestaltungsfragen die folgenden Aspekte:

- Beide Modelle sind in unterschiedlicher Tiefe spezifiziert. Insbesondere betrifft dies prozedurale Ausgestaltungsfragen, aber auch konzeptionelle Detailregelungen (Einbeziehung steuerbarer Lasten), die im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes teilweise detaillierter ausgearbeitet worden sind;
- Eine Reihe von Ausgestaltungsfragen bzw. Funktionalitäten sind charakteristisch für Kapazitätsmärkte und entsprechend in beiden Konzepten sehr vergleichbar umgesetzt (Teilnahme an den Strommengen- und Regelenenergiemärkten, Ermittlung der Kapazitätzahlungen über Wettbewerbsverfahren);
- Einige Ausgestaltungsfragen bzw. Funktionalitäten sind in beiden Konzepten gleich bzw. ähnlich umgesetzt worden, obwohl es hier im Rahmen eines Kapazitätsmarktes auch grundsätzlich andere Optionen gibt (Definition der Nachfrage, zentrale Auktionsplattform, Auktionsverfahren, Verbindung der Kapazitätzahlungen mit Call-Optionen);
- Andere Ausgestaltungsfragen bzw. Funktionalitäten sind in den beiden Konzepten jeweils (sehr) unterschiedlich spezifiziert worden (Segmentierung des Marktes, Präqualifikationsanforderungen).

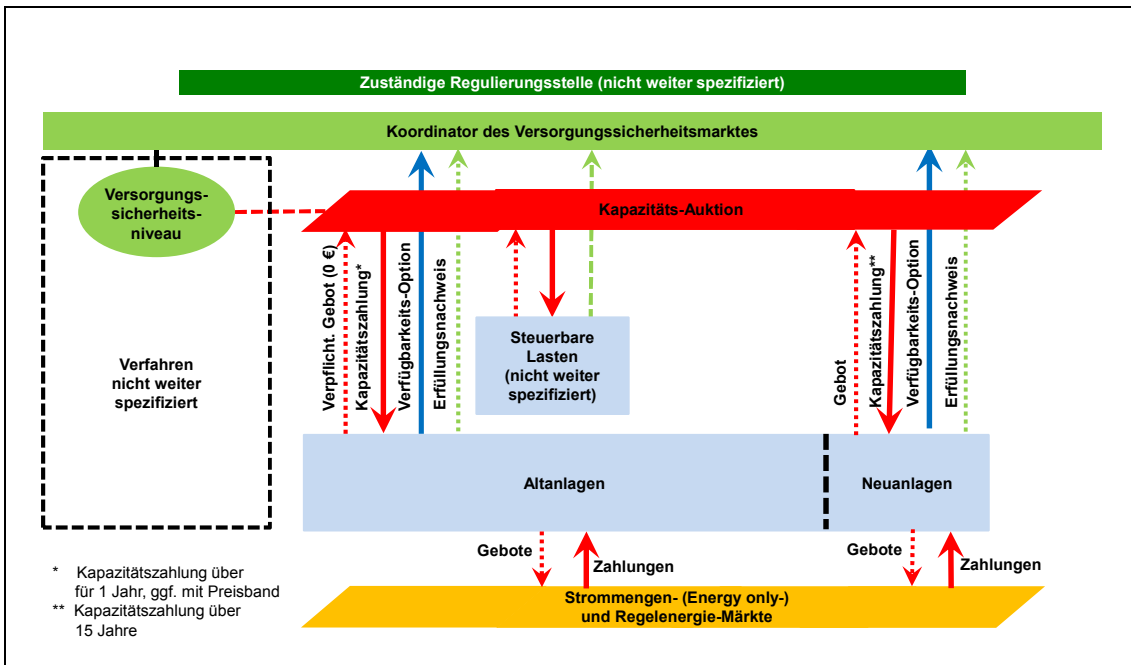
In den nachfolgenden Abschnitten werden die unterschiedlichen Aspekte hinsichtlich ihrer konkreten Umsetzung näher beschrieben und verglichen. Es kann dabei nicht die ganze Bandbreite der Ausgestaltungsfragen und Funktionalitäten berücksichtigt werden, es wird jedoch versucht, die besonders wichtigen Aspekte und die zentralen Unterschiede hinreichend ausführlich zu dokumentieren.

Abbildung 2 Ausgestaltung des Konzepts eines Fokussierten Kapazitätsmarktes



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 3 Ausgestaltung des Konzepts der Versorgungssicherheitsverträge



Quelle: Öko-Institut

3.2 Nachfrage und Angebot

Die Spezifikation von Angebot und Nachfrage bildet ein erstes zentrales Ausgestaltungsmerkmal für Kapazitätsmärkte. Dabei stehen die folgenden beiden Fragen im Vordergrund:

1. Auf welcher Ebene und wie (sowie durch wen) wird das Versorgungssicherheitsniveau (d.h. die Nachfrage nach Kraftwerkskapazitäten bzw. äquivalenten steuerbaren Lasten) spezifiziert?
2. Welche Kraftwerksoptionen bzw. welche Optionen steuerbarer Lasten werden angebotsseitig zugelassen?

Im Konzept des **Fokussierten Kapazitätsmarktes** wird das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau wie folgt spezifiziert:

- der Kapazitätsbedarf wird in einer Vorausschau auf der Makroebene, also auf nationaler Ebene (bzw. ggf. darüber hinaus) mit einem definierten Vorschauhorizont (ca. 5 Jahre) festgelegt;
- Grundlage für die Leistungsvorschau ist ein in regelmäßigen Abständen aktualisierter Versorgungssicherheitsbericht, der alle zwei Jahre im Zusammenhang mit den Netzentwicklungsplan erstellt wird, die dortigen Annahmen (inklusive entsprechender Sensitivitäten) zur Entwicklung des Stromverbrauchs und der Höchstlast sowie zum Ausbau erneuerbarer Energien und zum Infrastrukturausbau berücksichtigt und in einem ähnlichen Verfahren (umfassende Konsultation von Annahmen, Methoden und Ergebnissen, Genehmigung durch die zuständige Regulierungsbehörde) und so umfangreich abgesichert erstellt werden soll;
- in diesem Versorgungssicherheitsbericht wird der Umfang der anzustrebenden Neubaukapazitäten sowie der Umfang der stilllegungsgefährdeten Kraftwerkskapazitäten (und der entsprechenden Kriterien) festgestellt;
- auf Grundlage des Versorgungssicherheitsberichtes sowie des Kapazitätsregisters, in das sich die zugelassenen Bestandskraftwerke und Projekte für Neubaukraftwerke sowie zur Flexibilisierung steuerbarer Lasten eintragen lassen können, werden die ausgeschriebenen Kapazitätsausschreibungen spezifiziert;
- im Einzelnen wird die Nachfrage für zwei separate Segmente definiert, einerseits für Neubaukapazitäten und andererseits für abzusichernden (stilllegungsgefährdeten) Bestandskraftwerkskapazitäten bzw. der äquivalenten Projekte zur Flexibilisierung steuerbarer Lasten;
- der Umfang der Auktionssegmente, ggf. auch kombiniert mit einer Vorschau auf die kommenden zwei bis drei Jahre wird so festgelegt, dass die Größe der Auktionssegmente die Kapazitätssumme der entsprechend registrierten Anlagen, Projekte oder nachfrageseitigen Maßnahmen ausreichend unterschreitet und damit eine erfolgreiche Auktion abgehalten werden;
- für das Neuanlagensegment soll die Nachfrage (temporär) auf bestimmte Regionen mit Netzengpässen beschränkt werden können.

Für diese Nachfrage werden auf der Angebotsseite die folgenden Optionen zugelassen:

- teilnahmeberechtigt sind Kraftwerksanlagen aus dem Bereich der Bestandsanlagen, die die im Versorgungssicherheitsbericht spezifizierten Kriterien für die Stilllegungsgefährdung erfüllen, Neubauprojekte, die bestimmte rechtliche und materielle Kriterien erfüllen und entsprechende Projekte im Bereich steuerbarer Lasten, sofern sie im Kapazitätsregister registriert sind;
- für stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke wird als Präqualifikationskriterium die Unterschreitung einer bestimmten Zahl von Benutzungsstunden in einer zurückliegenden Basisperiode (z.B. 2.000 Stunden jährlich) vorgeschlagen, für Neuanlagen werden das Vorhandensein von Grundstück, Genehmigungen, Lieferoptionen einerseits sowie die Einhaltung bestimmter Emissions- und Flexibilitätsstandards als Kriterien vorgeschlagen;
- Bestandsanlagen, die die Kriterien für die Stilllegungsgefährdung nicht erfüllen, werden nicht zugelassen;
- für den Fall, dass (für die Dauer der entsprechenden Netzengpässe) eine teilweise oder vollständige Regionalisierung des Neuanlagensegments vorgenommen werden soll, tritt als Präqualifikationskriterium für Neuanlagen der entsprechende Standort hinzu.

Umgesetzt werden die genannten Schritte durch die Zuständige Stelle, wobei die grundlegenden Vorschriften durch die Zuständige Regulierungsstelle erlassen bzw. die verschiedenen Schritte durch die Zuständige Regulierungsstelle genehmigt werden müssen.

Im Modell der **Versorgungssicherheitsverträge** wird die Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes wie folgt definiert:

- der gesamte Kapazitätsbedarf wird auf der Makroebene (s.o.) anhand des politischen definierten Zielniveaus der Versorgungssicherheit mit einem Vorlauf von 5-7 Jahren festgelegt, ggf. sollen für den kurzfristigen Zeithorizont entsprechende Teilziele gesetzt werden;
- der Beitrag dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit soll auf aggregierter Ebene berücksichtigt werden, so dass dieser einbezogen wird ohne dass die entsprechenden Anlagen am Kapazitätsmarkt teilnehmen sollten²;
- die Regionalisierung der jeweiligen Gesamtnachfrage wird zwar als Option erwähnt, aber aufgrund regional hoher Anbieterkonzentration als eher problematisch eingeordnet.

Angebotsseitig werden in dieser Variante eines Kapazitätsmarktes die folgenden Optionen zugelassen:

- jeder Anlagenbetreiber eines Bestandskraftwerkes muss (verpflichtend) die seine Anlage in das Kapazitätsregister eintragen lassen und wird damit verpflichtet, an der Kapazitätsauktion teilzunehmen;

² Die entsprechenden Beiträge dezentraler Erzeugungsanlagen wird in diesem Kontext nicht näher erwähnt, es kann aber davon ausgegangen werden, dass auch der Beitrag dieser Anlagen bei der Nachfragedefinition aggregiert berücksichtigt wird.

- jeder Träger eines Neubauprojekts (herkömmliche Erzeugungskapazitäten sowie Laufzeitverlängerung oder Retrofit-Maßnahmen) kann sich in das Kapazitätsregister eintragen lassen und kann entsprechend an der Kapazitätsauktion teilnehmen;
- entsprechendes gilt für Projekte im Bereich der Nachfrageseite (DSM-Projekte), ohne dass dies näher spezifiziert ist;
- an alle Kapazitäten werden definierte Ansprüche an ihre Verlässlichkeit gestellt, in einem Präqualifikationsprozess wird geprüft, ob diese Kapazitäten diesen Ansprüchen genügen, und ob ihre Netto-Leistung gegebenenfalls nur anteilig berechnet wird;
- grundsätzlich wird strikt dem Prinzip der Technologieneutralität gefolgt, über die vorstehend genannten Kriterien hinaus werden keine weiteren Präqualifikationskriterien definiert.

Zuständig für die Definition bzw. Abgrenzung Angebot und Nachfrage ist der Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes.

Im Vergleich der beiden Konzepte ergeben sich die folgenden Gemeinsamkeiten:

1. das Niveau der Versorgungssicherheit wird auf aggregierter Ebene durch die Zuständige Stelle bzw. den Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes definiert, Überlagerungen der Lastnachfrage sowie die Beiträge erneuerbarer Energien (und ggf. dezentraler Versorgungsoptionen) werden aggregiert berücksichtigt;
2. dies wird über eine Vorausschau für einen Zeitraum von 5 bis 7 Jahren umgesetzt;
3. zugelassen werden sollen neben Bestandskraftwerken und Neubaukraftwerksprojekten auch Maßnahmen im Bereich des Nachfragemanagements bzw. der Flexibilisierung steuerbarer Lasten;

Für die Konzepte des Fokussierten Kapazitätsmarktes und das Modell der Versorgungssicherheitsverträge sind folgende (grundlegende) Unterschiede zu konstatieren:

- während das Modell der Versorgungssicherheitsverträge allein das Zielniveau der Versorgungssicherheit definiert wird, erfolgt im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes eine getrennte Spezifikation der Nachfrage für das Segment der stilllegungsbedrohte Bestandskapazitäten sowie der Neubaukraftwerke;
- nicht stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke werden im Modell der Versorgungssicherheitsverträge auf der Angebots- und Nachfrageseite voll einbezogen, im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes werden sie nachfrage- und angebotsseitig ausgeklammert³;
- während im Modell der Versorgungssicherheitsverträge jenseits prozeduraler und markttechnischer Aspekte keine spezifischen Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt gestellt werden, werden im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes zumindest für den Bereich der Neuanlagen weitergehende Präqualifikationsanforderungen (Flexibilitätsanforderungen, Emissionsstandards) definiert.

³ Die mit der Segmentierung der Nachfrage einhergehenden Unsicherheiten sollen im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes durch die regelmäßige Aktualisierung des Versorgungssicherheitsberichtes sowie entsprechende Sensitivitätsanalysen und Konsultationsverfahren aufgefangen werden.

3.3 Produkte des Kapazitätsmarktes

Für auf Mengensteuerung und wettbewerbliche Allokationsverfahren abstellende Kapazitätsmärkte müssen entsprechende Produkte definiert werden. Diese Produkte spezifizieren Leistungen (Verpflichtung zur gesicherten Bereitstellung einer definierten Kapazität und ggf. weiterer Leistungen) und Gegenleistungen (Zahlung einer Kapazitätsprämie) die im Kapazitätsmarkt über einen Prozess von Angebot und Nachfrage in ein Gleichgewicht gebracht werden. Die konkrete Abgrenzung der Produkte bildet damit ein entscheidendes Merkmal für die Spezifikation eines Kapazitätsmarkts.

Die Produkte des Kapazitätsmarktes können u.a. hinsichtlich folgender Merkmale eingeordnet werden:

1. auf der Leistungsseite betrifft dies
 - den Umfang der gesicherten Kraftwerksleistung bzw. der gesicherten Lastreduktion;
 - die Einhaltung weiterer (Qualifikations-) Anforderungen an die entsprechenden Leistungsbeträge (Flexibilität, Emissionsgrenzwerte etc.);
 - die Ausgabe von Call-Optionen;
 - den Zeitpunkt und die Laufzeit der entsprechenden Verpflichtungen;
 - regionale Aspekte;
2. auf der Gegenleistungsseite betrifft dies
 - die Zahlung von Kapazitätsprämien in einer über eine Auktion bestimmten Höhe;
 - die Zahlung von Kapazitätsprämien über einen bestimmten Zeitraum.

Im Modell des **Fokussierten Kapazitätsmarktes** werden letztlich drei Produkte des Kapazitätsmarktes wie folgt spezifiziert:

1. Neuanlagen verpflichten sich
 - zur Bereitstellung gesicherter Leistung mit einer Mindestverfügbarkeit von 90% für den Peak-Bereich
 - mit spezifischen Charakteristika (Flexibilität, Emissionsgrenzwerte)
 - sowie zur Ausgabe einer Call-Option, die die zuständige Stelle zum Barausgleich zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis berechtigt;
 - über einen Zeitraum von jeweils 15 Jahren;
 - sie erhalten dafür eine Kapazitätzahlung, die in einer Auktion für die Neuanlagen ermittelt wird
 - über einen Zeitraum von 15 Jahren ab Inbetriebnahmejahr, das spätestens im fünften Folgejahr zum Zuschlag in der Auktion liegen muss,
 - wobei eine (zeitweise) regionale Begrenzung vorgesehen werden kann.
2. Für den Bereich der (stilllegungsgefährdeten) Bestandsanlagen bzw. der steuerbaren Lasten werden zwei unterschiedliche Produkte definiert. Diese

unterscheiden sich allein in der Laufzeit von Leistung und Gegenleistung. Bestandsanlagen wie auch steuerbare Lasten verpflichten sich

- zur Bereitstellung gesicherter Leistung mit einer Mindestverfügbarkeit von 90% für den Peak-Bereich bzw. zugesicherter Lastabsenkungen in definierter Zahl und für definierte Zeiträume,
- ohne dass hier weitere Qualifikationsanforderungen (Flexibilität, Emissionsgrenzwerte) gestellt werden,
- sowie zur Ausgabe einer Call-Option, die die zuständige Stelle zum Barausgleich zwischen Spotmarkt- und Ausübungspreis berechtigt;
- jeweils über einen Zeitraum (ab dem Folgejahr zur Auktion)
 - von einem Jahr oder
 - von vier Jahren;
- sie erhalten dafür eine Kapazitätzahlung, die in einer Auktion für die Bestandsanlagen ermittelt wird
- über einen Zeitraum (ab dem Folgejahr zur Auktion)
 - über 1 Jahr oder
 - über 4 Jahre.

Im Konzept der **Versorgungssicherheitsverträge** ergeben sich zwei verschiedene Produkte des Kapazitätsmarktes

1. Neuanlagen verpflichten sich
 - zur Bereitstellung gesicherter Leistung (verlässliche Kapazität)
 - ohne weitere Qualifikationsanforderungen
 - sowie zur Ausgabe einer Verfügbarkeits-Option, die die zuständige Stelle zum Barausgleich zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis berechtigt;
 - über einen Zeitraum von jeweils 15 Jahren, wobei zwischen der Auktion und dem Lauzeitbeginn eine feste Vorlauf-Frist liegt;
 - sie erhalten dafür eine Kapazitätzahlung, die in einer Auktion für den gesamten Kraftwerkspark (Bestandsanlagen und Neuanlagen-Projekte) ermittelt wird
 - über einen Zeitraum von 15 Jahren, wobei zwischen der Auktion und dem Lauzeitbeginn eine feste Vorlauf-Frist liegt,
 - wobei regionale Differenzierungen verfolgt werden können.
2. Bestandsanlagen (d.h. der Teil des gesamten Kraftwerksbestandes, der keine Kapazitätzahlungen für Neuanlagen erhält) verpflichten sich
 - zur Bereitstellung gesicherter Leistung (verlässliche Kapazität),
 - ohne dass hier weitere Qualifikationsanforderungen (Flexibilität, Emissionsgrenzwerte) gestellt werden,

- sowie zur Ausgabe einer Call-Option, die den Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes zuständige Stelle zum Barausgleich zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis berechtigt;
- über einen Zeitraum von einem Jahr, wobei zwischen der Auktion und dem Lauzeitbeginn eine feste Vorlauf-Frist liegt;
- sie erhalten dafür eine Kapazitätzahlung, die in der Auktion für den gesamten Kraftwerkspark (Bestandsanlagen und Neuanlagen-Projekte) ermittelt wird
- über einen Zeitraum von einem Jahr, wobei zwischen der Auktion und dem Lauzeitbeginn eine feste Vorlauf-Frist liegt,
- wobei regionale Differenzierungen verfolgt werden können.

Im Vergleich der beiden Konzepte ergeben sich die folgenden Gemeinsamkeiten:

- beide Konzepte definieren unterschiedliche Produkte hinsichtlich der Laufzeiten (für Neu- und Bestandsanlagen), ein langlaufendes Produkt (15 Jahre) für Neuanlagen sowie ein kurzlaufendes Projekt für Bestandsanlagen;
- beide Konzepte stellen für den Bereich der Bestandsanlagen allein auf die Bereitstellung gesicherter Leistung ab und verzichten auf weitere Qualifikationsanforderungen⁴;
- beide Konzepte kombinieren die Verpflichtung zur physischen Bereitstellung gesicherter Leistungen mit der Ausgabe einer Call-Option (wenngleich diese unterschiedlich ausgestaltet ist);
- beide Konzepte setzen gleiche Laufzeiten für die Verpflichtungen und die Kapazitätzahlungen an;
- beide Konzepte schlagen für Neuanlagen einen Verpflichtungs- und Vergütungszeitraum von 15 Jahren für Neuanlagen und von einem Jahr für Bestandsanlagen vor, die allerdings (teilweise) unterschiedlichen Vorlaufzeiten (zwischen Auktion und Verpflichtungs- bzw. Zahlungsbeginn) unterliegen.

Folgende Unterschiede zwischen den beiden Konzepten sind zu konstatieren:

- während das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes für Neuanlagen zusätzliche Anforderungen definiert (Flexibilität, Emissionswerte) stellt das der Versorgungssicherheitsverträge ausschließlich auf die gesicherte Leistung ab;
- während im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes eine einfache Call-Optionen ausgegeben werden muss (die Anlagenbetreiber leisten einen Barausgleich zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis in voller Höhe), wird im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge eine der Last folgende Call- (Verfügbarkeits-) Option eingeführt (Barausgleich zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis in der Höhe des Verhältnisses zwischen aufgetretener Last und der insgesamt beschafften Leistung);

⁴ Im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes betrifft dies zumindest die erste Phase des Modells. Die zukünftige Einführung von zusätzlichen Präqualifikationsanforderungen wird ausdrücklich offen gehalten.

- das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarkts führt eine zusätzliche Verpflichtungs- und Vergütungszeitraum von 4 Jahren für (stilllegungsgefährdete) Bestandsanlagen ein;
- die Verpflichtungs- bzw. Zahlungszeiträume beginnen im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes für Bestandsanlagen im Folgejahr zur Auktion und für Neuanlagen spätestens im fünften Folgejahr zur Auktion, im Modell der Versorgungssicherheitsverträge beginnen die Verpflichtungs- und Zahlungszeiträume nach fest definierten Vorlaufzeiträumen der Auktion (5 bis 7 Jahre mit der Option auf ergänzende Auktionen mit kurzfristigerem Vorlauf);
- die Kapazitätzahlungen für Neu- und Bestandsanlagen werden im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes in getrennten Auktionen ermittelt und werden damit allenfalls zufällig in gleicher Höhe liegen, im Modell der Versorgungssicherheitsverträge ergeben sich identische Kapazitätzahlungen für Neubaulprojekte und Bestandsanlagen, allerdings über unterschiedliche Zeiträume.

Unterschiedlich spezifiziert sind die beiden Modelle hinsichtlich der Einbeziehung der Nachfrageseite.

- während das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes hier konkrete Regelungen enthält (jährliche Abrufzahl und –dauer der Lastabsenkung),
- wird die Einbeziehung von Demand side management-Maßnahmen im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge auf aggregierter Ebene problematisiert und nur auf die Möglichkeit bzw. Notwendigkeit, DSM-Maßnahmen über Gewichtungsfaktoren in Kapazitätsauktionen einzubeziehen, hingewiesen.

Vor dem Hintergrund dieses sehr unterschiedlichen Spezifikationsgrades können mit Blick auf die Einbeziehung der Nachfrageseite keine signifikanten Unterschiede oder Gemeinsamkeiten herausgearbeitet werden.

Gleiches gilt für die in beiden Modellen prinzipiell vorgesehene Möglichkeit zur regionalen Differenzierung (für Neuanlagen im Fokussierten Kapazitätsmarkt bzw. für eine übergreifende Regionalisierung des Kapazitätsmarkts im Modell der Versorgungssicherheitsverträge).

3.4 Auktionsverfahren

Neben der Spezifikation von Nachfrage und zugelassenen Angebotsoptionen sowie der letztlich definierten Produkte bildet das vorgesehene Auktionsverfahren ein entscheidendes Ausgestaltungsmerkmal für einen Kapazitätsmarkt. Hier sind folgende Aspekte zu unterscheiden:

- die zeitliche Spezifikation der Auktionen (Vorlauf- und Erfüllungszeiträume);
- die Spezifikation des Zuschlagverfahrens;
- ggf. die Spezifikation der Gebote
- die Spezifikation der Preisbildung;

Das Modell des **Fokussierten Kapazitätsmarktes** ist hinsichtlich der Kapazitätsauktionen wie folgt charakterisiert:

- die Auktionen erfolgen getrennt für die beiden Segmente der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen (hier einschließlich nachfrageseitiger Maßnahmen) und der Neuanlagen;
- der Erfüllungszeitraum für Bestandsanlagen beginnt im auf die Auktion folgenden Kalenderjahr (und erstreckt sich je nach Produkt über ein oder vier Jahre), die Erfüllungszeitraum für Neuanlagen ist flexibilisiert und beginnt mit dem Jahr der kommerziellen Inbetriebnahme, aber höchstens im fünften Kalenderjahr nach der Auktion;
- in der Bestandsanlagenauktion bieten die Betreiber von Anlagen, die den Präqualifikationskriterien hinsichtlich Stilllegungsgefährdung entsprechen bzw. die Projektträger im Bereich nachfrageseitiger Maßnahmen, die sich entsprechend im Kapazitätsregister eingetragen zu einem frei gewählten Preis für die entsprechende Kapazität (und in der vorgeschriebenen Stückelung), in der Neuanlagenauktion bieten die Projektträger von Neubaukraftwerken, die die Präqualifikationsanforderungen erfüllen, zu einem frei gewählten Preis für die entsprechende Kapazität;
- beide Auktionen werden als Mehrrundenverfahren nach dem Descending clock-Verfahren durchgeführt, als Startpreis sollen für die Bestandsanlagenauktion die fixen Betriebskosten stilllegungsgefährdeter Kraftwerke und für die Neuanlagenauktion die Deckungslücke für charakteristische Neubauoptionen angesetzt werden;
- alle in den jeweiligen Auktionen erfolgreichen Anlagen bzw. Projekte erhalten eine jeweils einheitliche Kapazitätzahlung und müssen sich zur physischen Bereitstellung der Kapazitäten verpflichten und die entsprechenden Call-Optionen ausgeben.

Das Auktionsverfahren im Konzept der **Versorgungssicherheitsverträge** soll wie folgt ausgestaltet werden:

- die Auktionen erfolgen für einen Erfüllungszeitraum von 5 bis 7 Jahren nach dem Zeitpunkt der Auktion;
- es wird als sinnvoll angesehen, weitere Auktionen mit einer kürzeren Frist durchzuführen, um die Nachfrage nach Kapazität anzupassen (und nur kurzfristig kontrahierbare Kapazitäten im Bereich der Bestandsanlagen ange-

messen einzubeziehen); zusätzlich ist es denkbar, die Nachfrage nach Kapazität in der ersten Auktion im Bereich der Zielmenge elastisch zu gestalten;

- in der (einheitlichen) Kapazitätsauktionen müssen die im Kapazitätsregister verpflichtend eingetragenen Bestandsanlagen zum Preis von Null bieten, Neubauprojekte bzw. nachfrageseitige Projekte können zu einem frei gewählten Preis anbieten;
- die (einheitliche) Kapazitätsauktionen wird als Mehrundenverfahren nach dem Descending clock-Verfahren durchgeführt, als Startpreis soll ein Vielfaches der Kosten des geschätzten Marktzutritts angesetzt werden;
- sofern in der Auktion Neubauprojekte oder nachfrageseitige Projekte zum Zuge kommen, erhalten alle Teilnehmer an der Auktion eine Kapazitätsszahlungen über ein Jahr (Bestandsanlagen) bzw. 15 Jahre (Neubauprojekte) in Höhe des Markträumungspreises, müssen sich zur physischen Bereitstellung der Kapazität verpflichten und die entsprechende Verfügbarkeits-Optionen ausgeben, sofern Neubauprojekte oder nachfrageseitige Optionen zur Abdeckung der Nachfrage nicht zum Zuge kommen, beträgt die Kapazitätsszahlung Null, gleichwohl sind die Betreiber der Bestandsanlagen zur physischen Bereitstellung der Kapazität verpflichtet und müssen die Verfügbarkeitsoptionen ausgeben.
- um eine Schlechterstellung von Bestandsanlagen gegenüber dem derzeitigen Status Quo die (keine Kapazitätsszahlung, aber ohne Verfügbarkeitsverpflichtung und ohne verpflichtende Ausgabe einer Verfügbarkeitsoption) zu vermeiden, wird eine Mindest-Kapazitätsszahlung für Bestandsanlagen erwogen;
- um – verteilungspolitisch ggf. nicht akzeptable – Renten für Bestandsanlagenbetreiber zu vermeiden, wird eine Obergrenze für die Kapazitätsszahlungen an Bestandsanlagen erwogen.

Im Vergleich der beiden Konzepte ergeben sich die folgenden Gemeinsamkeiten:

- beide Modelle sehen einen Vorlauf von 5 bis 7 Jahren für Neuanlagen vor (wobei der Erfüllungszeitraum hinsichtlich des Beginns unterschiedliche Flexibilität hat);
- beide Modelle sehen (wenn auch unterschiedlich ausgestaltet) kürzerfristig terminierte Auktionen für Bestandsanlagen vor;
- beide Modelle sehen als Auktionsverfahren ein Mehrundenverfahren nach dem Descending clock-Ansatz vor (wenn auch unterschiedliche Parametrisierungsansätze vorgeschlagen werden).

Folgende Unterschiede zwischen den beiden Kapazitätsmarkt-Modellen bleiben festzuhalten:

- entsprechend den Grundansätzen erfolgt im Modell der Versorgungssicherheitsverträge eine einheitliche Auktion, für den Fokussierten Kapazitätsmarkt sind für die beiden Segmente getrennte Auktionen vorgesehen;
- im Grundkonzept der Versorgungssicherheitsverträge entsteht damit ein Einheitspreis (allerdings für Kapazitätsszahlungen mit unterschiedlichen Laufzeiten) für sämtliche Kapazitäten, im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes ergeben sich für die beiden Segmente zwei unterschiedliche Kapazitätspreise;

- im Modell der Versorgungssicherheitsverträge müssen Bestandsanlage verpflichtend zum Preis von Null anbieten, im Fokussierten Kapazitätsmarkt sind die Gebote in beiden Segmenten frei;
- im Modell der Versorgungssicherheitsverträge werden Mindestzahlungen (zur Vermeidung erheblicher Volatilität der Kapazitätszahlungen für Bestandsanlagen bzw. zur Vermeidung einer Schlechterstellung der Bestandsanlagen gegenüber dem derzeitigen Status Quo) und Höchstwerte für die Kapazitätszahlungen (Vermeidung nicht akzeptabler Renten für Bestandsanlagen) erwogen, für den Fokussierten Kapazitätsmarkt nicht;

3.5 Erfüllung und Compliance-Regime

Für die in einem Kapazitätsmarkt eingegangenen Verpflichtungen muss die Erfüllung gesichert bzw. nachgewiesen und ggf. die Nicht-Erfüllung sanktioniert werden.

Im Modell des **Fokussierten Kapazitätsmarktes** sind die Regelungen zur Erfüllung bzw. zur Sanktionierung wie folgt spezifiziert:

- sowohl für das Segment der Neuanlagen als auch das der (stilllegungsgefährdeten) Bestandsanlagen muss die physische Verfügbarkeit der gesicherten Kapazität für die Erzeugungsanlagen nachgewiesen werden;
- die physische Verfügbarkeit muss durch einen Nachweis der Zeitverfügbarkeit (90% der Spitzenlastzeiten) sowie entsprechende Gebote am Strommengenmarkt belegt werden;
- steuerbare Lasten müssen für den Abruf zur Verfügung stehen;
- Neuanlagen und (stilllegungsgefährdete) Bestandskraftwerke müssen eine Call-Option ausgeben, die die zuständige Stelle zum Abruf des Barausgleichs zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis berechtigt;
- die Möglichkeit von Strafzahlungen, die über die Ausübung der Call-Option hinausgehen, wird grundsätzlich thematisiert, aber nicht weiter spezifiziert.

Im Modell der Versorgungssicherheitsverträge sind folgende Regelungen zum Bereich Erfüllungsnachweis und Sanktionierung dokumentiert:

- für alle Anlagen muss die physische Verfügbarkeit der verlässlichen Kapazität „im relevanten Zeitraum“ nachgewiesen werden;
- die genaue Form des Verfügbarkeitsnachweises wird nicht spezifiziert;
- alle Anlagen müssen eine Verfügbarkeitsoption ausgeben, die den Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes zum Abruf eines anteiligen Barausgleichs zwischen dem Spotmarkt- und dem Ausübungspreis berechtigt, wobei dieser Anteil sich aus dem Verhältnis der jeweiligen Spitzenlast und der insgesamt kontrahierten verlässlichen Kraftwerkskapazität ergibt;
- für den Fall der Nichtverfügbarkeit bei Bestands- oder Neubaukraftwerken sollen Strafzahlungen fällig werden, die sich jedoch nur auf die vorzuhaltende Kapazität beziehen sollen.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass in beiden Modellen die Funktionalitäten Verfügbarkeitsnachweis, Call-Option und Strafzahlungen thematisiert, aber nur teilweise spezifiziert, damit letztlich nur schwer vergleichbar sind, aber im Grundsatz ähnlich sein dürften. Ein klarer Unterschied ist allein mit Blick auf die Ausgestaltung der Call-Optionen festzuhalten:

- während im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes ein voller Barausgleich zwischen dem Spotmarkt- und dem vordefinierten Ausübungspreis erfolgt
- erfolgt im Modell des Versorgungssicherheitsmarktes dieser Barausgleich anteilig, d.h. als Anteil des Unterschiedes von Spotmarkt- und Ausübungspreis, der dem Verhältnis zwischen dem zum entsprechenden Zeitpunkt festgestellten Spitzenlastbedarfs und der insgesamt kontrahierten verlässlichen Kapazität entspricht.

3.6 Teilnahme an anderen Strommarktsegmenten

In beiden Kapazitätsmarktkonzepten, beim fokussierten Kapazitätsmarkt und den Versorgungssicherheitsverträgen sind Erzeugungsanlagen mit Kapazitätzahlungen legitimiert, an anderen Strommarktsegmenten teilzunehmen.

Grundlegendes Argument beider Kapazitätsmarkt-Konzepte ist, dass freier Marktzutritt und Wettbewerb zu Geboten auf dem Kapazitätsmarkt führt, die genau den fehlenden Deckungsbeiträgen der Investitionen entsprechen. Dies fördert die effiziente Allokation von Kapazitäten.

Im Modell des **Fokussierten Kapazitätsmarktes** sind zusätzlich folgende Motivationen für eine unbeschränkte Marktteilnahme angeführt:

- *Sicherung des Preisniveaus:* Der Wettbewerb von Erzeugungsanlagen im Energy-only Markt sichert das Preisniveau nach oben. Ein Teilnahmeverbot würde dahingegen eine Verknappung des Angebots bedeuten und somit zu erhöhten Preisen für Verbraucher führen.
- *Alternative Einkommensströme:* Anreize für die Kraftwerke zur Erschließung anderer Einkommensströme des Kapazitätsmarktes (z.B. durch Wärmeauskopplung o.ä. Maßnahmen) können insgesamt zu dynamischen Effizienzverbesserungen führen.
- *Schrittweise Marktintegration benötigter Neuanlagen mit geforderten Präqualifikationen:* Durch den fokussierten Kapazitätsmarkt sollen u.a. spezifische Erzeugungsanlagen (flexibel, CO₂-effizient) schrittweise in den Markt integriert werden. Dafür ist eine Marktteilnahme erforderlich, ein Teilnahmeverbot hinderlich.

Das Modell der **Versorgungssicherheitsverträge** konzentriert sich dagegen auf die Abschätzung der Auswirkungen auf Regellenergie- und Terminmarkt:

- Der Regelle Energiemarkt wird auch nach Einführen des Kapazitätsmarktes maßgeblich durch die Spotmarktpreise determiniert, da auch weiterhin mindestens die Opportunitätskosten des Spotmarktes auf dem Regelle Energiemarkt erzielt werden wollen;
- Termingeschäfte können weiterhin ergänzend durchgeführt werden, passen sich voraussichtlich in der Höhe jedoch den Ausübungspreisen an.

Sowohl die ersten beiden für den Fokussierten Kapazitätsmarkt genannten Aspekte Gründe 1 und 2 als auch die im Kontext des Konzepts der Versorgungssicherheitsverträge genannten Auswirkungen auf den Regelle Energiemarkt und den Terminmarkt lassen sich auf das jeweilige andere Konzepte übertragen.

Lediglich der dritte für das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes herangezogene Grund für eine Marktteilnahme trifft aufgrund seiner Technologiespezifizierung nur auf den fokussierten Kapazitätsmarkt zu. Demgegenüber steht eine technologieoffene Förderung bei Versorgungssicherheitsverträgen, die eine marktgetriebene Lösung anstrebt, in der Anreize für die notwendige Flexibilität allein durch die Preissignale der Spot- und Regelleistungsmärkte gesetzt werden.

3.7 Refinanzierung des Systems

Im Kapazitätsmarkt entstehen Kosten für die Kapazitätzahlungen, in den beiden hier diskutierten Ausprägungen jedoch ggf. auch Erträge aus dem Barausgleich im Rahmen der Call- bzw. Verfügbarkeitsoptionen. Die verbleibenden Nettokosten des Systems müssen refinanziert werden.

Die Refinanzierung kann grundsätzlich über verschiedene Mechanismen erfolgen:

- Umlage über die oder analog zu den Netznutzungsentgelten (je Kilowattstunde);
- Umlage analog zu anderen Überwälzungsmechanismen (je Kilowatt, wie z.B. im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung des Erneuerbare Energien-Gesetzes, der Offshore-Haftungsumlage)

Im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes werden zwei Optionen dargestellt:

- die Kosten werden direkter Bestandteil der Übertragungsnetzentgelte;
- die Kosten werden über eine transparente Umlage refinanziert, wobei Ausnahmetatbestände nicht als sinnvoll erachtet werden.

Eine direkte Empfehlung wird im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes jenseits der Vermeidung von Ausnahmetatbeständen für die Kostenwälzung nicht gegeben.

Im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge werden ebenfalls zwei Optionen diskutiert:

- die Kosten werden analog zu den Netznutzungsentgelten überwälzt;
- die Kosten werden auf Basis der Laststruktur der Endkunden umgelegt.

Die letztgenannte Option wäre verursachergerechter bzw. würde zusätzliche Anreize für die Reduktion des Lastbedarfs auf der Seite der Endverbraucher erzeugen, die erstere Variante wäre umsetzungstechnisch einfacher. Explizit wird jedoch auf die Möglichkeit von Mischformen hingewiesen.

Vor dem Hintergrund dieser unterschiedlichen Optionen ist ein Abgleich der beiden Modelle hinsichtlich der Unterschiede und Gemeinsamkeiten allenfalls insofern möglich, das die Überwälzung analog zu den Netznutzungsentgelten als vergleichsweise einfach umzusetzende Umsetzungsmöglichkeit bildet.

3.8 Institutionelle Ausgestaltung

Für die Umsetzung von Kapazitätsmarktmodellen ist eine Reihe institutioneller Arrangements und Verfahren notwendig. Diese betreffen grundsätzliche Funktionalitäten der Systeme wie sehr spezifische Fragen wie Marktüberwachung etc.

Im Modell des **Fokussierten Kapazitätsmarktes** werden zu diesem Themenkomplex folgende Spezifikationen dokumentiert:

1. Es wird eine zuständige Regulierungsstelle benannt (oder geschaffen), die
 - die Regeln für die unterschiedlichen Elemente des Kapazitätsmarkts erlässt;
 - die Erstellung des Versorgungssicherheitsberichtes überwacht;
 - die Auktionsmengen genehmigt;
 - die anderen Umsetzungsschritte überwacht bzw. genehmigt.
2. Es wird eine zuständige Stelle benannt (oder geschaffen),
 - die den Versorgungssicherheitsbericht erstellt;
 - das Kapazitätsregister führt;
 - die Auktionen durchführt;
 - die Kapazitätzahlungen erstattet;
 - die Call-Optionen ausübt;
 - die Kostenüberwälzung umsetzt;
 - die Erfüllung und Compliance überwacht.

Beide Funktionen können sowohl durch existierende wie auch durch neue Institutionen erfüllt werden. Wenn existierende Institutionen entsprechend beauftragt werden sollen, käme für die zuständige Regulierungsstelle v.a. die Bundesnetzagentur und als zuständige Stelle die Übertragungsnetzbetreiber in Frage, wobei hinsichtlich der Übertragungsnetzbetreiber die Einschränkung gilt, dass sich nach derzeitiger Rechtslage wohl nur die beiden vollständig entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber für die beschriebenen Funktionen des Kapazitätsmarktes qualifizieren würden. Für den Fall, dass im Zeitverlauf – und wohl aus anderen Gründen – ein Independent System Operator (ISO) geschaffen wird, könnte dieser wesentliche Funktionalitäten der zuständigen Stelle übernehmen.

Eine wesentliche institutionelle Komponente des Modells der Fokussierten Kapazitätsmärkte bildet die Verzahnung des Versorgungssicherheitsberichtes mit dem Netzentwicklungsplan, wobei dies sowohl die materiellen Aspekte als auch auf die Verfahren (Szenarienansatz, umfassende Konsultation von Annahmen, Methoden und Ergebnissen, Genehmigung) betrifft.

Das Konzept der **Versorgungssicherheitsverträge** ist hinsichtlich der institutionellen Fragen weniger detailliert ausgearbeitet und bezieht nur die Umsetzungsstelle ein:

- es wird ein Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes geschaffen;
- dieser legt die Beschaffungsmenge fest;
- führt das Kapazitätsregister;

- führt die Auktion durch oder veranlasst diese;
- zahlt die Kapazitätzahlung an die Betreiber;
- übt die Verfügbarkeitsoptionen aus;
- implementiert die Kostenwälzung;
- setzt die Verfügbarkeitsnachweise und Compliance-Regelungen um.

Hinsichtlich des Koordinators des Versorgungssicherheitsmarktes wird ausgeführt, dass er die fachliche Expertise seitens der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber und der Strombörse zur Verfügung gestellt bekommen sollte. Eine Ausschreibung der Tätigkeit des Koordinators des Versorgungssicherheitsmarktes wird explizit erwähnt. Hinsichtlich der Verfahren wird darauf hingewiesen, dass Kapazitätsplanung, Netzausbau und der Ausbau erneuerbarer Energien eng koordiniert werden sollten.

Letztlich sind die institutionellen Arrangements in beiden Modellen weitgehend deckungsgleich, was angesichts der strukturell ähnlichen Funktionalitäten beider Systeme – bei allen Unterschieden im Detail – wenig überraschend ist. Der einzige gravierende Unterschied betrifft das Kapazitätsregister

- im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes stellt das Kapazitätsregister auf eine freiwillige Registrierung derjenigen Betreiber bzw. Projektträger ab, die an den Kapazitätsauktionen teilnehmen wollen und die entsprechenden Präqualifikationskriterien erfüllen;
- im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge muss für das Kapazitätsregister eine Vollerfassung erfolgen, alle Bestandsanlagenbetreiber müssen sich mit ihren Anlagen im Kapazitätsregister eintragen lassen; wenn Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien bzw. (sehr) kleiner dezentraler Anlagen bei der Bestimmung des Kapazitätsbedarfs nicht pauschal berücksichtigt werden bzw. nicht in das System integriert werden sollen, müssten auch diese Anlagen vollständig erfasst werden.

3.9 Europäische Einbettung

In der jüngeren Vergangenheit ist eine fortschreitende Diskussion in verschiedenen europäischen Ländern zur Einführung oder Neugestaltung von Kapazitätsmechanismen zu beobachten. Die Länder weisen dabei unterschiedliche Implementations- und Umsetzungsgrade auf.

Bezüglich der europäischen Passfähigkeit thematisiert das Modell des **Fokussierten Kapazitätsmarkts** folgende Punkte:

- grenzüberschreitender Stromaustausch kann nicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorausgesetzt werden. Eine Absicherung der eigenen nationalen Lastspitzen ist somit notwendig;
- eine Teilnahme ausländischer Kraftwerke an deutschen Kapazitätsmechanismen sollte nur dann möglich sein, wenn sie in einer einheitlichen Preiszone liegen (d.h. Luxemburg, Österreich) und unter der Voraussetzung, dass sie nicht an eigenen Kapazitätsmärkten teilnehmen (Doppelvergütung);
- europäische Harmonisierungsversuche der Kapazitätsmechanismen können vorteilhaft sein (Effizienz, Verteilungseffekte, Systemkonsistenz), können jedoch auch zusätzliche Herausforderungen erzeugen, insbesondere durch Eingriffe in bestehende Kapazitätsmärkte;
- Harmonisierungsbestrebungen sollten nicht durch zu komplexe, nicht anpassbare Kapazitätsmärkte beeinträchtigt werden;
- einen Ansatzpunkt für Harmonisierungs- oder Konvergenzbestrebungen sollte das Pentalaterale Energieforum (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich) bilden.

Das Modell der **Versorgungssicherheitsverträge** stellt folgende Kernpunkte heraus:

- die generelle Kompatibilität von Kapazitätsmechanismen mit grenzüberschreitendem Handel ist gegeben; für die Versorgungssituation in Deutschland sind grenzüberschreitende Handelsströme unerheblich;
- grundsätzliche Mechanismen des Energy-only Marktes (Errichtung von Kapazität sowie Stromerzeugung in Knappheitssituationen) bleiben im europäischen Binnenmarkt erhalten;
- eine internationale Koordination ist nicht zwingend notwendig, allerdings sinnvoll, da evtl. Ausgleichseffekte ausgenutzt werden können und Umverteilungseffekte zwischen den Ländern minimiert werden;
- der Nukleus einer abgestimmten Versorgungssicherheitspolitik sollte die gemeinsame Marktzone in Zentral- und Westeuropa sein.

Beide Konzepte kommen somit zu folgenden Schlüssen:

1. eine Koordination ist aufgrund vorteilhafter Effekte wünschenswert, jedoch nicht zwangsläufig erforderlich; insbesondere können Harmonisierungsbestrebungen zusätzliche Herausforderungen generieren;
2. die gemeinsame Marktzone in Zentral- und Westeuropa bzw. das Pentalaterale Energieforum bieten einen sinnvollen Rahmen für die ggf. angestrebte Harmonisierung von Versorgungssicherheitspolitik.

Es kann nicht herausgestellt werden, ob eines der beiden Modelle eine höhere europäische Passfähigkeit aufweist oder geringere Herausforderungen bei Harmonisierungsvorhaben erzeugt.

Hinsichtlich europäischer Regelungen kann eine Entscheidung über das Einführen von Kapazitätsmechanismen (bisher) durch die jeweiligen Länder getroffen werden. Konflikte mit europäischem Recht oder Richtlinien existieren bislang nicht. Dies gilt entsprechend für beide Konzepte.

3.10 Zwischenfazit: Funktionale Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Als Zwischenfazit können als Gemeinsamkeiten zwischen dem Konzept der Versorgungssicherheitsverträge und dem Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes die folgenden strukturellen und funktionalen Gemeinsamkeiten identifiziert werden:

Im Vergleich der beiden Konzepte ergeben sich vor allem die folgenden Gemeinsamkeiten:

1. das Niveau der Versorgungssicherheit wird auf aggregierter Ebene definiert, Überlagerungen der Lastnachfrage sowie die Beiträge erneuerbarer Energien (und ggf. dezentraler Versorgungsoptionen) werden aggregiert berücksichtigt;
2. dies wird über eine Vorausschau für einen Zeitraum von 5 bis 7 Jahren umgesetzt;
3. zugelassen werden sollen neben Bestandskraftwerken und Neubau-Kraftwerksprojekten auch Maßnahmen im Bereich des Nachfragemanagements bzw. der Flexibilisierung steuerbarer Lasten;
4. definiert werden unterschiedliche Produkte hinsichtlich der Laufzeiten (für Neu- und Bestandsanlagen), ein langlaufendes Produkt (15 Jahre) für Neuanlagen sowie ein kurzlaufendes Projekt für Bestandsanlagen;
5. für den Bereich der Bestandsanlagen wird (zunächst) allein auf die Bereitstellung gesicherter Leistung abgestellt und auf weitere Qualifikationsanforderungen⁵ verzichtet;
6. es wird die Verpflichtung zur physischer Bereitstellung gesicherter Leistungen mit der Ausgabe einer Call-Option kombiniert (wenngleich diese unterschiedlich ausgestaltet ist);
7. es werden gleiche Laufzeiten für die Verpflichtungen und die Kapazitätzahlungen angesetzt;
8. für Neuanlagen wird ein Verpflichtungs- und Vergütungszeitraum von 15 Jahren für Neuanlagen vorgeschlagen, für Bestandsanlagen von einem Jahr;
9. es wird einen Vorlauf von 5 bis 7 Jahren für die Neuanlagenauktion vorgeschlagen (wobei der Erfüllungszeitraum hinsichtlich des Beginns unterschiedliche Flexibilitäten hat), beide Modelle sehen (wenn auch unterschiedlich ausgestaltet) kürzerfristig terminierte Auktionen für Bestandsanlagen vor;
10. als Auktionsverfahren wird ein Mehrundenverfahren nach dem Descending clock-Ansatz vorgeschlagen (wenn auch unterschiedliche Parametrisierungsansätze vorgeschlagen werden);
11. die Teilnahme der Kapazitätzahlungen erhaltenden Anlagen bzw. Projekte an den Strommengen- und Regelleistungsmärkten wird nicht beschränkt;
12. in beiden Modellen wird die Überwälzung der Nettokosten aus Kapazitätzahlungen Erträgen aus der Ausübung der Call-Optionen analog zu den Netznutzungsentgelten präferiert;

⁵ Im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes betrifft dies zumindest die erste Phase des Modells. Die zukünftige Einführung von zusätzlichen Präqualifikationsanforderungen wird ausdrücklich offen gehalten.

13. in beiden Modellen wird eine zentrale Stelle für den Betrieb des Systems notwendig bzw. vorgeschlagen;
14. in beiden Modellen wird die Sicherstellung von Kapazität in Knappheitssituationen in einem einheitlichen Marktgebiet für notwendig gehalten; marktzonengrenzüberschreitender Handel zum Erreichen der Versorgungssicherheit wird nicht präferiert;
15. in beiden Modellen wird eine europäische Harmonisierung zwar für vorteilhaft, aber nicht zwingend erforderlich gehalten;
16. in beiden Modellen wird das gemeinsame Marktgebiet in Zentral- und Westeuropa als geeigneter Rahmen für ggf. angestrebte Harmonisierungen angesehen.

Zentrale Unterschiede zwischen den beiden Modellen ergeben sich hinsichtlich der folgenden Aspekte:

1. während das Modell der Versorgungssicherheitsverträge allein das Zielniveau der Versorgungssicherheit definiert wird, erfolgt im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarkts eine getrennte Spezifikation der Nachfrage für das Segment der stilllegungsbedrohte Bestandskapazitäten sowie der Neubaukraftwerke;
2. nicht stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke werden im Modell der Versorgungssicherheitsverträge auf der Angebots- und Nachfrageseite voll einbezogen, im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes werden sie nachfrage- und angebotsseitig ausgeklammert;
3. während im Modell der Versorgungssicherheitsverträge jenseits prozeduraler und markttechnischer Aspekte spezifische Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt bisher nicht definiert aber grundsätzlich möglich sind, werden im Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes zumindest für den Bereich der Neuanlagen weitergehende Präqualifikationsanforderungen (Flexibilitätsanforderungen, Emissionsstandards) definiert;
4. während im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes eine einfache Call-Optionen ausgegeben werden muss, wird im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge eine im Detail etwas anders ausgestaltete, der Last folgende Call-Option (Verfügbarkeits-Option) eingeführt;
5. das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarkts führt eine zusätzliche Verpflichtungs- und Vergütungszeitraum von 4 Jahren für (stilllegungsgefährdete) Bestandsanlagen ein; im Modell der Versorgungssicherheitsverträge findet sich diesbezüglich noch keine Regelung;
6. die Verpflichtungs- bzw. Zahlungszeiträume beginnen im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes für Bestandsanlagen im Folgejahr zur Auktion und für Neuanlagen spätestens im fünften Folgejahr zur Auktion, im Modell der Versorgungssicherheitsverträge beginnen die Verpflichtungs- und Zahlungszeiträume nach fest definierten Vorlaufzeiträumen der Auktion (5 bis 7 Jahre mit der Option auf ergänzende Auktionen mit kurzfristigerem Vorlauf);
7. die Kapazitätzahlungen für Neu- und Bestandsanlagen werden im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes in getrennten Auktionen ermittelt und werden damit allenfalls zufällig in gleicher Höhe liegen, im Modell der Versorgungssicherheitsverträge ergeben sich in der einheitlichen Kapazitätsauktion identische Kapazitätzahlungen für Neubauprojekte und Bestandsanlagen, aller-

- dings mit unterschiedliche Laufzeiten für die Kapazitätzahlungen; es bestehen zusätzlich Möglichkeiten zur Einführung von Mindest- und Höchstpreisen für Bestandsanlagen;
8. im Modell der Versorgungssicherheitsverträge müssen Bestandsanlage verpflichtend zum Preis von Null anbieten, um die Ausübung von etwaiger Marktmacht zu verhindern; im Fokussierten Kapazitätsmarkt sind die Gebote in beiden Segmenten frei;
 9. im Modell der Versorgungssicherheitsverträge werden Mindestzahlungen (zur Vermeidung erheblicher Volatilität der Kapazitätzahlungen für Bestandsanlagen bzw. zur Vermeidung einer Schlechterstellung der Bestandsanlagen gegenüber dem derzeitigen Status Quo) und Höchstwerte für die Kapazitätzahlungen (Vermeidung nicht akzeptabler Renten für Bestandsanlagen) erwogen, für den Fokussierten Kapazitätsmarkt nicht;
 10. den einzigen signifikanten Unterschied im Bereich der prozeduralen Fragen bildet die Anlage des Kapazitätsregisters, im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes stellt das Kapazitätsregister auf eine freiwillige Registrierung derjenigen Betreiber bzw. Projektträger ab, die an den Kapazitätsauktionen teilnehmen wollen und die entsprechenden Präqualifikationskriterien erfüllen während im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge zwingend eine Vollerfassung vorgesehen ist;

Für die beiden Modelle ergibt sich die Frage nach der Segmentierung des Systems als zentrales Unterscheidungsmerkmal. Das Konzept des fokussierten Kapazitätsmarktes unternimmt die Segmentierung (hinsichtlich der Marktsegmente sowie der entsprechenden Präqualifikationskriterien) sehr explizit, während eine solche Segmentierung im Modell der Versorgungssicherheitsverträge konzeptionell nicht vorgesehen ist. Gleichwohl muss darauf hingewiesen werden, dass sich über die Differenzierung der Kapazitätsprodukte (hinsichtlich ihrer Vorlaufzeit der Ausschreibung und der Laufzeit der Zahlungen) im Konzept der Versorgungssicherheit faktisch bzw. implizit eine Segmentierung des Kapazitätsmarktes ergibt. Die unterschiedlichen Ausschreibungen ermöglichen den Marktzutritt von Technologieoptionen (z.B. auf der Nachfrageseite), die wegen im Vergleich mit neuen Kraftwerken anderen Investitionsrisiken sonst gar nicht oder in geringerem Maße zum Zuge kommen würden. Diese Differenzierung erhöht die Transaktionskosten aufgrund der differenzierten Ausschreibungen. Gleichzeitig senkt sie Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter von gesicherter Leistung (z.B. nachfrageseitig) und reduziert bei kürzeren Laufzeiten der Teilausschreibungen die Risikoverteilung zulasten der Endverbraucher.

Alle anderen Unterschiede sind im Wesentlichen Folge des Segmentierungsansatzes. Einige der unterschiedlich vorgeschlagenen Regelungen haben durchaus auch (erhebliche) Effekte auf die in den folgenden Abschnitten dargelegte Bewertung der beiden Modelle.

4 Bewertung der Kapazitätsmarkt-Vorschläge

4.1 Bewertungskriterien

Für die Einordnung und Bewertung der verschiedenen Aspekte beider Konzepte werden folgende Bewertungsdimensionen bzw. –kriterien herangezogen:

1. Einen zentralen Bewertungsbereich bilden Effektivität und Zielgenauigkeit. Im Vordergrund steht hier die Frage, ob das definierte Ziel erreicht wird, wobei zwei unterschiedliche Dimensionen berücksichtigt werden müssen.
 - a. Führt der Mechanismus dazu, ein bestimmtes Ziel(niveau) hinreichend genau zu erreichen (Treffericherheit)?
 - b. Führt der Mechanismus dazu, dass das angestrebte Zielniveau möglichst umgehend zu erreichen (Wirkungsgeschwindigkeit)?
2. Das Kriterium der Effizienz bezieht sich auf die Frage, ob das gegebene Ziel zu den geringsten (gesamtwirtschaftlichen) Kosten erreicht wird. Im Kontext der Kapazitätsmärkte bezieht sich dies auf Versorgungssicherheit, also die Abdeckung der Stromnachfrage wie auch die Bereitstellung der definierten Reservemargen. Die zu minimierenden Kosten beziehen sich dabei auf die Produktions- wie auch die im System anfallenden Transaktionskosten. Zu unterscheiden sind jedoch die statische Effizienz auf der einen Seite und die dynamische Effizienz auf der anderen Seite:
 - a. Die statische Effizienz bezieht sich auf die Minimierung der Gesamtkosten zu einem gegebenen Zeitpunkt. Die statische Effizienz kann als gegeben angenommen werden, wenn der Preis den Grenzkosten der Güterproduktion entspricht. Für den Stromgroßmarkt kann die statische Effizienz als gegeben angesehen werden, wenn die durch die Grenzkosten der Erzeugung gebildete Merit-Order-Kurve nicht verzerrt wird. Für einen Kapazitätsmarkt liegt statische Effizienz vor, wenn der wettbewerblich ermittelte Preis den technologieunabhängigen marginalen Kosten der Kapazitätsbereitstellung entspricht.
 - b. Die dynamische Effizienz bezieht sich auf die Minimierung der langfristigen Gesamtkosten. Sie bezieht damit die Innovationswirkung eines Mechanismus ein und hat Wechselwirkungen mit Verteilungseffekten und Parametrisierungsrisiken. Dynamische Effizienz ist jedoch ex ante schwer nachzuweisen, da die Kosten des Gesamtsystems von einer ganzen Reihe von Annahmen (Technologie-, Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen etc.) und Rahmenbedingungen (Ausbaustrategien für die erneuerbaren Energien und der sich für unterschiedliche Flexibilitätsangeboten im System unterschiedlich ergebende Speicherbedarf und dessen Kosten etc.).

Beide Effizienzperspektiven interagieren miteinander. So kann durchaus der Fall auftreten, dass dynamische Effizienzgewinne mit statischen Effizienzverlusten einhergehen – und umgekehrt. Im Rahmen der Diskussion der dynamischen und der statischen Effizienz sind auch Wettbewerbswirkungen von Bedeutung. Falls Potenziale zu strategischem Verhalten innerhalb des Mechanismus bzw. im Strommarkt bestehen, kann dies zu Ineffizienzen führen.

3. Auch für die Effizienzbewertung ist zu berücksichtigen, wie komplex ein Mechanismus in Einführung und Umsetzung ist. Bedeutsam sind die jeweiligen absoluten Transaktionskosten im Vergleich zum Status quo (Kosten-Nutzen Bewertung), aber auch die relativen Transaktionskosten.
4. Die Mechanismen können (und werden) Auswirkungen auf die Kosten und Renditen der Marktteilnehmer, also Verteilungseffekte haben. Dies betrifft
 - a. Verteilungseffekte können zwischen den unterschiedlichen Produzenten auftreten;
 - b. Verteilungseffekte können sich zwischen Produzenten und Konsumenten ergeben
 - c. Verteilungseffekte treten ggf. auch zwischen den unterschiedlichen Konsumenten auf.

Für die Ermittlung und Bewertung von Verteilungseffekten können einerseits der Status Quo, andererseits aber auch kontrafaktische Entwicklungen herangezogen werden. Die statische Effizienz wird von Verteilungsentscheidungen nicht beeinflusst, hinsichtlich der dynamischen Effizienz müssen jedoch ggf. Wechselwirkungen von Verteilungsentscheidungen berücksichtigt werden.

5. Insbesondere im Kontext der Energiewende stellt sich die Frage, ob und wie weit die entsprechenden Mechanismen oder Regelungen einen expliziten Beitrag (Transformationsbeitrag) zur Unterstützung der energie- und klimapolitischen Ziele leisten oder leisten sollen bzw. ob ggf. (zusätzliche) Barrieren für die Erreichung dieser Ziele geschaffen werden. Bezüglich dieses Transformationsbeitrages ist der Zeithorizont von maßgeblicher Bedeutung.
6. Die Bewertung von Kapazitätsmechanismen muss den existierenden rechtlichen und institutionellen Rahmen bzw. die Möglichkeiten und den Aufwand zur Veränderung der entsprechenden Arrangements berücksichtigen. Für die rechtliche und institutionelle Passfähigkeit sind dabei sowohl der deutsche wie auch der europäische Rahmen zu berücksichtigen.
7. Mit Blick auf den Zyklus von Einführung, Umsetzung und ggf. Anpassung von Kapazitätsmechanismen bilden Flexibilität (Anpassungsfähigkeit) und Reversibilität wichtige Bewertungskriterien:
 - a. Flexibilität ist dabei die Fähigkeit, den Mechanismus möglichst einfach an veränderte Anforderungen oder Rahmenbedingungen anzupassen ohne (erhebliche) Verwerfungen (Effizienz, Verteilungswirkungen, Einhaltung von Rechtsstaatsprinzipien etc.) zu erzeugen;
 - b. Reversibilität beschreibt die Möglichkeit, den ursprünglichen Zustand ohne (erhebliche) Verwerfungen (Effizienz, Verteilungswirkungen, Einhaltung von Rechtsstaatsprinzipien etc.) wiederherzustellen, betrifft aber auch die Bereitstellung einer belastbarer Indikation darüber, ob eine solche Rücknahme des Instruments sinnvoll sein kann.
8. Schließlich sind Parametrisierungs- und politische Risiken zu berücksichtigen:
 - a. Parametrisierungsrisiken bezeichnen diejenigen Risiken, die sich aus Fehleinschätzungen (z.B. Fehlprognosen des Kapazitätsbedarfs oder wirtschaftlicher Rahmenbedingungen) ergeben;

- b. Politische Risiken bezeichnen die Anfälligkeit des Systems für die Durchsetzung von Partialinteressen im politischen Prozess (v.a. hinsichtlich der Verteilungseffekte).

4.2 Bewertung der übereinstimmenden Ausgestaltungsmerkmale

Die im Kapitel 3.10 zusammen gefassten übereinstimmenden Ausgestaltungsmerkmale können letztlich auf die folgenden sieben Gemeinsamkeiten verdichtet werden. Für die Festlegung auf die entsprechenden Funktionalitäten der beiden hier betrachteten Modelle haben dabei die im Folgenden näher spezifizierten Bewertungskriterien eine besondere Rolle gespielt:

1. Das Niveau der zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorzuhaltenden Kraftwerkskapazitäten (einschließlich des Beitrags nachfrageseitiger Maßnahmen) wird auf aggregierter Ebene festgestellt, die Nachfrage des Kapazitätsmarkts wird auf dieser Grundlage durch eine zentrale Stelle vorgegeben.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effektivität: Nur durch eine aggregierte Analyse können alle Überlagerungs- und Gleichzeitigkeitseffekte, die Gesamtbeiträge erneuerbarer und dezentraler Erzeugungsoptionen bzw. der Beiträge des Stromausbaus mit dem Ausland sowie die notwendigen Reservekapazitäten hinreichend adressiert werden;
- Effizienz: Durch im Vergleich zu dezentraler Kapazitätsbeschaffung geringere Transaktionskosten wird eine hohe Gesamteffizienz erreicht, die Berücksichtigung von Überlagerungs- und Gleichzeitigkeitseffekten durch die aggregierte Bewertung vermeidet zu hohe Kosten der Kapazitätsbereitstellung;
- Institutionelle und rechtliche Passfähigkeit: Der Ansatz ist passfähig zu den aktuellen Verfahren zur Bewertung der Versorgungssicherheit sowie zu den entsprechenden Rahmensetzungen für die Netzentwicklung;
- Flexibilität und Reversibilität: Durch eine mittelfristige Vorausschau (5 bis 7 Jahre), eine regelmäßige (und ggf. breit konsultierte) Wiederholung der Versorgungssicherheitsbewertung ist ein hinreichendes Flexibilitätsniveau erreichbar, Reversibilitätsprobleme sind nicht erkennbar;
- Transaktionskosten: Für eine Bewertung der Versorgungssicherheitsbewertung auf aggregiertem Niveau sind – auch durch den Anschluss an andere Planungsverfahren (Netzentwicklungsplan, Strommarkt-Monitoring etc.) – nur geringe Transaktionskosten zu erwarten;
- Parametrisierungsrisiken: Diese Risiken sollen durch regelmäßige Wiederholungen sowie ggf. breit abgesicherte Konsultationsprozesse auf ein Minimum reduziert werden, die Verfahrenstragung durch die für Versorgungssicherheit letztlich zuständigen Stellen ist nach den Analysen zum Vorschlag für einen Fokussierten Kapazitätsmarkt am besten geeignet, um Parametrisierungsrisiken zu minimieren;

2. In den Kapazitätsmarkt werden sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Maßnahmen integriert.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Die Schaffung eines „gleichberechtigten“ Produkts für nachfrageseitige Maßnahmen trägt zur Verbreiterung der Optionsbandbreite bei, senkt damit tendenziell die Kosten und trägt darüber hinaus dazu bei, das etwaige, aus der unelastischen Nachfrage resultierende Marktversagen abzubauen.

3. Für die unterschiedlichen Optionen werden differenzierte Laufzeiten für die Kapazitätzahlungen vorgesehen.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Wie weiter oben ausgeführt, können unterschiedliche Vorlaufzeiten der Kapazitätsauktionen, aber auch unterschiedliche Laufzeiten für die Kapazitätzahlungen auch Marktzutrittsbarrieren abbauen, das Technologieportfolio erweitern und insofern auch effizienz erhöhend wirken;
- Verteilungseffekte: Durch einheitlich kurzlaufende Kapazitätzahlungen würden vor allem für Neuinvestitionen erhebliche Risikozuschläge induziert, für Bestandsanlagen (und Maßnahmen im Bereich der Nachfragesteuerung) würden die mit länger laufenden Kapazitätzahlungen einhergehenden Verpflichtungen wiederum zu deutlichen Risikozuschlägen führen, eine Differenzierung erscheint deswegen ein sinnvoller Ansatz.

4. Die Kapazitätzahlung wird neben der Verpflichtung zur Bereitstellung physischer Kapazität (auf der Angebots- oder der Nachfrageseite) an die Ausgabe einer Call-Option gekoppelt.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Preisspitzen im Großhandelsmarkt und der effiziente Kraftwerksdispatch bleiben erhalten, die Anreize zur Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen werden abgebaut;
- Verteilungseffekte: Der Barausgleich für die Differenz zwischen Preisspitzen im Spotmarkt und dem (hinreichend hoch definierten) Ausübungspreis für die Call-Option seitens der am Kapazitätsmarkt teilnehmenden Anlagenbetreiber senken die durch die Verbraucher zu tragenden Netto-Kosten des Gesamtsystems;
- Transaktionskosten: Die Transaktionskosten eines solchen Mechanismus sind gering, ähnliche Call-Optionen sind ein auf den Strommärkten eingeführtes und erprobtes Produkt;
- Parametrisierungsrisiken: Die Parametrisierungsrisiken betreffen zunächst die Definition des Ausübungspreises (der mit Blick auf Verteilungseffekte, die Liquidität des Terminmarktes etc. Wirkungen haben kann), Präqualifikationsbedingungen sowie ggf. Höchst- und Mindest-

preise, werden aber bei geeigneten Verfahren als eher gering eingeschätzt;

5. Die Auktionsverfahren sollen als Mehrrounden-Verfahren nach dem Descending clock-Ansatz aufgesetzt werden.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Verteilungseffekte: Ein Descending clock-Verfahren kann angesichts der begrenzten verfügbaren Information im Markt die Kosten für das Gesamtsystem und die Verbraucher begrenzen helfen;
- Parametrisierungsrisiken: Das Verfahren kann vor allem in der Einführungsphase die mit der Parametrisierung der Auktionen verbundenen Risiken minimieren helfen;

6. Die am Kapazitätsmarkt teilnehmenden Anlagen können vollumfänglich an den Strommengen- und Regelleistungsmärkten teilnehmen.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Die Kombination von im Wettbewerb generierten Preissignalen für den Anlagendispach und der Bereitstellung gesicherter Leistung führen zu effizienten Betriebs- und Investitionsentscheidungen;
- Verteilungseffekte: Die Kappung knappheitsbedingter Preisspitzen im Strommengenmarkt durch die Verfügbarkeit von Einkommensströmen für gesicherte Leistung führt – bei gleichem Versorgungssicherheitsniveau und vor allem in der mittel- bis längerfristigen Perspektive – aufgrund der Verhinderung von Marktmachtausübung in Knappheitssituationen zu geringeren Verteilungseffekten zu Lasten der Stromverbraucher;
- Parametrisierungsrisiken: Die Parametrisierungsrisiken alternativer Ansätze (v.a. der Strategischen Reserve hinsichtlich des Marktzugangs und des Ausübungspreises) können vermieden werden;

7. Für die Umlage der Deckungslücke des Systems (Netto-Kosten aus Kapazitätszahlungen und Erträgen aus der Ausübung der Call-Optionen) wird ein strommengenbezogenes Verfahren (analog den Netznutzungsentgelten) präferiert.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Mit einer Umlage auf Basis der Netzanschlussleistungen könnte ein (zusätzliches) Preissignal für die Kosten der Lastnachfrage erzeugt werden, letztlich wird dieses Kriterium aber niedriger als das Transaktionskosten gewichtet;
- Transaktionskosten: Die Transaktionskosten eines auf dem Strommengendurchsatz (der Netze) basierenden Überwälzungsmechanismus werden als signifikant geringer eingeschätzt als die potenziellen Effizienzgewinne durch eine lastbasierte Umlage.

4.3 Bewertung der unterschiedlichen Ausgestaltungsmerkmale

Hinsichtlich der Ausgestaltungsmerkmale, die im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge anders spezifiziert wurden als für das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes, sind zwei verschiedene Gruppen zu unterscheiden.

Die erste Gruppe unterschiedlicher Ausgestaltungsmerkmale betrifft die primären Funktionalitäten der beiden Modelle. Dies betrifft im Kern drei zentrale Unterschiede, die im Kontext der folgenden Bewertungskriterien abgeleitet wurden:

1. Einen entscheidenden Unterschied bildet die Segmentierung des Kapazitätsmarktes.
 - a. Im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge wird keine oder nur eine schwache Segmentierung des Kapazitätsmarktes (durch die Differenzierung der Laufzeiten für die Kapazitätzahlungen und die Differenzierung der Vorlaufzeit der Auktionen) vorgenommen.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- **Effizienz:** Die Vorteile eines einheitlichen Preissignals und die Einbeziehung des gesamten Kraftwerksparks werden hinsichtlich der statischen und dynamischen Effizienz als überragende Kriterien betrachtet, in der Gesamtbewertung gilt dies auch für Effizienzverluste, die sich aus der Einführung von Unter- bzw. Obergrenzen bei den Kapazitätzahlungen (Verlust der Vorteile des einheitlichen Preissignals) ergeben;
- **Verteilungseffekte:** Der Versorgungssicherheitsmarkt ist in seiner Verteilungswirkung bisher nicht im Detail untersucht worden. So führt die größere, über den Kapazitätsmarkt induzierte Gesamtkapazität zu sinkenden Großhandelspreisen (zwingende Aufhebung von Knappheitsrenten, mögliche Reduzierung von infamarginalen Renten, wenn beispielsweise DSM sich in der Merit order links von konventionellen Anlagen einordnet). Gleichzeitig fließen den Bestandsanlagen zumindest kurzfristig Produzentenrenten zu. Welcher der Effekte überwiegt, ist unklar. Sollte sich zeigen (oder nach einer Analyse klar sein), dass einer dieser Effekte deutlich überwiegt, könnten Unter- bzw. Obergrenzen eingeführt werden um die Verteilungseffekte zuungunsten der Verbraucher/Kraftwerksbetreiber zu reduzieren (was allerdings zu Effizienzeinbußen führen kann). Bezüglich der Einschätzung der Verteilungseffekte zuungunsten der Stromverbraucher besteht ein klarer Dissens der Gutachter. Unbestritten ist aber, dass im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge ein größeres Kapazitätswolumen bepreist wird. Der Gesamtverteilungseffekt ist aber bisher unbestimmt.
- **Transformationsbeitrag:** Die Transformation des Energiesektors auf eine CO₂ arme Stromerzeugung sollte im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge durch das spezifisch dafür vorgesehene Instrumentarium (z.B. das EU-Emissionshandelssystem verbunden mit Grünstromzertifikaten) erfolgen. Die Erbringung von spezifischen Beiträgen zur Transformation des Energiesys-

tems mittels der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes wird aufgrund der damit verbundenen regulatorischen und marktlichen Ineffizienzen für nicht sinnvoll gehalten;

- b. Im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes wird eine explizite Segmentierung des Kapazitätsmarktes vorgenommen, darüber hinaus kommt es für das Segment der Bestandsanlagen durch die Differenzierung der Laufzeiten für die Kapazitätzahlungen zu einer weiteren (schwachen) Segmentierung.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Die (unbestreitbaren) Effizienzverluste durch die (starke) Segmentierung der Kapazitätsbepreisung werden als weniger gravierend eingeschätzt als die u.g. Verteilungseffekte, ob und inwieweit sich bei entsprechender Parametrisierung des Systems systeminhärente Anreize für Neubauanlagen und Effizienz Nachteile ergeben, bleibt umstritten; ebenfalls umstritten bleibt die Frage, ob sich durch eine (starke) Segmentierung des Kapazitätsmarktes zusätzliche Marktmachtprobleme (Kraftwerksstandorte etc.) ergeben können und dies zu zusätzlichen Effizienzverlusten führen würde oder ob dieses spezifische Marktmachtproblem durch das vorgesehene Auktionsverfahren an Brisanz verliert sowie allenfalls ein Übergangsproblem für die ersten Auktionsrunden darstellt;
- Verteilungseffekte: Die Bepreisung nur eines Teils des gesamten Kraftwerksparks und die differenzierte Preisfindung für die beiden Segmente (Bestands- und Neuanlagen) und die gezielte Umverteilung zugunsten der Verbraucher (und damit zuungunsten einiger Produzenten) werden als so positiv eingeschätzt, dass einerseits Verteilungseffekte zuungunsten der nicht stilllegungsgefährdeten Bestandskapazitäten als auch (überschaubare) Effizienzverluste als hinnehmbar eingeordnet werden; Hierüber herrscht zwischen den Gutachtern klarer Dissens. Umstritten bleibt zudem, ob und in welchem Umfang die mit der (starken) Segmentierung ggf. einhergehenden Marktmachtprobleme, insbesondere beim vorgesehenen Auktionsdesign, signifikante Verteilungswirkungen zuungunsten der Verbraucher induzieren. Unbestritten ist aber, dass im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes zumindest in der kurz- bis mittelfristigen Perspektive ein deutlich geringes Kapazitätsvolumen bepreist wird;
- Transformationsbeitrag: Ein expliziter Beitrag zur Transformation des Energiesystems soll vor allem über das Neuanlagensegment erbracht werden (Beschränkung auf hoch flexible und emissionsarme Erzeugungsoptionen), ohne eine Segmentierung des Marktes sind die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen nicht umsetzbar;
- Parametrisierungsrisiken: Diese Risiken werden durch regelmäßige Überprüfungen und Revisionen des Versorgungssicher-

heitsberichtes sowie ggf. breit abgesicherte Konsultationsprozesse für beherrschbar gehalten;

2. Einen weiteren primären Unterschied bilden die Präqualifikationskriterien, wobei diese eng mit dem o.g. Ansatz für die Segmentierung des Kapazitätsmarktes verbunden sind.
 - a. Im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge werden jenseits technisch-prozeduraler Präqualifikationskriterien keine weiteren Kriterien für erforderlich gehalten.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Angesichts der nur schwachen Segmentierung des Kapazitätsmarktes werden weitere Präqualifikationsanforderungen bezüglich der Effizienz des Systems als problematisch eingeordnet;
 - Die Transformation des Energiesektors auf eine CO₂-arme Stromerzeugung sollte durch das dafür vorgesehene Instrumentarium (z.B. das EU-Emissionshandelssystem verbunden mit Grünstromzertifikaten) erfolgen. Die Erbringung von spezifischen Beiträgen zur Transformation des Energiesystems mittels der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes wird aufgrund der damit verbundenen regulatorischen und marktlichen Ineffizienzen für nicht sinnvoll gehalten;
- b. Im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes werden unterschiedlich geartete Präqualifikationsanforderungen bestellt
 - i. die Unterschreitung einer gewissen Auslastung für eine zurückliegende Basisperiode als Indikator für die Stilllegungsgefährdung von Bestandsanlagen;
 - ii. die Einhaltung bestimmter Flexibilitätsparameter für Neuanlagen;
 - iii. die Einhaltung bestimmter Emissionsobergrenzen für Neuanlagen;

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Die Nutzung historischer Auslastungsdaten für die Abgrenzung der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen kann prinzipiell zu einer Verzerrung der Merit order im Strommengenmarktes führen (dieser Effekt ergibt sich nicht aus der Segmentierung des Kapazitätsmarktes an sich sondern aus der Wahl des Abgrenzungskriteriums). Risikoaversion der Kraftwerksbetreiber kann zudem dazu führen, dass systematisch Kapazität zurück gehalten wird, um die Teilnahme am Kapazitätsmarkt sicherzustellen. Zwischen den Gutachtern umstritten bleibt daher, ob der Optionswert zukünftiger (unsicherer) Kapazitätzahlungen jedoch bei einer regelmäßigen Überprüfung dieses Abgrenzungskriteriums als signifikant marktverzerrend oder deutlich zu gering ein-

geschätzt wird, um signifikante Verzerrungen im Strommengenmarkt zu bewirken;

- Transformationsbeitrag: Der Transformationsbeitrag soll ausschließlich über die Anforderungen für das Neuanlagensegment erbracht werden, im Bestandsanlagensegment bilden Flexibilitätsanforderungen, Brennstoffbasis und Emissionsgrenzen explizit keine Rolle⁶ sondern allein der Tatbestand der Stilllegunggefährdung (im Wettbewerb mit nachfrageseitigen Maßnahmen); für das Neuanlagensegment wird eine explizite Adressierung von Flexibilitäts- und Emissionsanforderungen für notwendig gehalten;
 - Flexibilität: Die Präqualifikationskriterien und die entsprechenden Überprüfungsverfahren führen zu einer hinreichenden Flexibilität bis hin zu einer möglichen Zurücknahme (Reversibilität);
 - Parametrisierungsrisiken: Diese Risiken werden durch regelmäßige Überprüfungen und Revisionen des Versorgungssicherheitsberichtes sowie ggf. breit abgesicherte Konsultationsprozesse für beherrschbar gehalten;
3. Einen weiteren Unterschied bildet ggf. die Einführung von Höchst- und Mindestwerten für die Kapazitätzahlungen.
- a. Im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge wird die grundsätzliche Möglichkeit von Mindest- und Höchstwerten für die Kapazitätzahlungen an Bestandsanlagen (jenseits der Startwerte für die Descending clock-Auktionen) vorgesehen, solange noch Altanlagen am Netz sind.

Diese Ausgestaltungsvariante wurde vor allem mit Blick auf die folgenden Kriterien gewählt:

- Effizienz: Die Effizienzverluste durch den Entfall des einheitlichen Preissignals werden hinsichtlich der statischen und dynamischen Effizienz (mit den Preisgrenzen entsteht ein weiterer Tatbestand einer „schwachen“ Segmentierung) als weniger gravierend betrachtet als die entsprechenden Verteilungseffekte;
- Verteilungseffekte: Verteilungseffekte bilden die zentrale Motivation für die Einführung solcher Mindestwerte (keine Verschlechterung des Status Quo von Bestandsanlagen) bzw. entsprechender Höchstwerte (Begrenzung der Renten für die Bestandsanlagenbetreiber zugunsten der Stromverbraucher);
- Parametrisierungsrisiken: Diese Risiken werden für beherrschbar gehalten;

⁶ Zur Verdeutlichung: Faktisch werden vom Segment der stilllegungsbedrohten Bestandsanlagen über die vorgeschlagene Parametrisierung aktuell Gaskraftwerke und ältere Steinkohlenkraftwerke erfasst, Braunkohlenkraftwerke und moderne, emissionsärmere Steinkohlenkraftwerke sowie bei moderater Veränderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auch moderne GuD-Kraftwerke werden vom Bestandsanlagensegment nicht erfasst.

- b. Im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes werden angesichts der ohnehin und explizit vorgenommenen Segmentierung des Kapazitätsmarktes weder für notwendig noch für sinnvoll gehalten.

Jenseits dieser drei primären Unterschiede existieren vier weitere signifikante Ausgestaltungsunterschiede, die jedoch eher sekundärer Natur sind und daher hier nur ohne weitere Bewertungen aufgelistet sind:

4. Die Call-Optionen der beiden Modelle unterscheiden sich in ihrer konkreten Ausgestaltung;
5. Die Erfüllungszeiträume der beiden Modelle sind unterschiedlich flexibel (relativ starr für das Konzept der Versorgungssicherheitsverträge und etwas flexibler für das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes), entsprechende Flexibilisierungsvarianten können beim Konzept der Versorgungssicherheitsverträge zwar eingeführt werden (vorgezogene Teilauktionen), haben aber dann aber auch wieder Konsequenzen (temporäre Marktsegmentierungen);
6. Die prozeduralen Aufwendungen sind für das Modell der Versorgungssicherheitsverträge im Bereich des Kapazitätsregisters größer während für das Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes höhere Aufwendungen im Kontext der Segmentierung notwendig werden;
7. Die Zeiträume, in denen die beiden Modelle wirksam werden können, sind unterschiedlich. Das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes ist so spezifiziert, dass es – für das Segment der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen bzw. der steuerbaren Lasten – unmittelbar wirksam werden kann. Das Modell der Versorgungssicherheitsverträge entfaltet in seiner bisherigen Spezifikation erst nach einer Frist von 5 bis 7 Jahren seine Wirkung, entsprechende Übergangslösungen sind vorstellbar, wären aber noch zu spezifizieren.

In der Gesamtsicht lässt sich der Kern der entscheidenden Unterschiede zwischen beiden Modellen bzw. der unterschiedlichen Bewertung einzelner Regelungen auf folgende Fragen kondensieren:

- Sollte mit der Einführung eines Kapazitätsmarktes eine Verteilung zugunsten der Verbraucher und zulasten der Investoren nicht-stilllegungsgefährdeter Bestandsanlagen verbunden werden?
- Sollte die Erschließung von Flexibilitätsoptionen allein über das marktliche Zusammenspiel des Großhandelsmarktes mit den Regelenergiemärkten und dem Kapazitätsmarkt erfolgen oder sollte dies explizit auch in der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes adressiert werden?
- Sollten klimapolitische Ziele über das Instrumentarium des europäischen Emissionshandel (EU-ETS) erreicht werden oder sollten sie explizit in der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes adressiert werden?
- Gilt die Präferenz an der Schaffung eines umfassenden Kapazitätsmarkt-Modells oder wird es für sinnvoll gehalten, das Einstiegsmodell für den Kapazitätsmarkt durch Segmentierung flexibler ausgestalten zu können?

Diese Zusammenstellung macht im Gesamtspektrum der Bewertungskriterien deutlich,

- dass sich Abwägungsfragen zwischen unterschiedlichen Bewertungskriterien (v.a. hinsichtlich der Hinnehmbarkeit von Effizienzverlusten) ergeben, die teilweise entscheidend von (quantitativen) Einordnungen abhängen;

- dass die Bewertungsfragen teilweise (politische) Präferenzen oder Grundüberzeugungen betreffen.

Für sachgerechte und robuste Entscheidungen wird es daher einerseits quantitativer Analysen (mit entsprechenden Sensitivitätsbetrachtungen) und andererseits hoher Transparenz bezüglich der Präferenzen bedürfen.

4.4 Schlussfolgerungen

Die Ausgestaltung der beiden hier betrachteten Kapazitätsmarktunterschiede ergibt sich in den wesentlichen Fragen aus vergleichbaren bzw. unterschiedlichen Einordnungen der verschiedenen Bewertungskriterien:

1. Im Bereich der (statischen und dynamischen) Effizienz ist unbestreitbar, dass eine explizite oder implizite Segmentierung des Kapazitätsmarktes über Präqualifikationskriterien, unterschiedliche Vorlaufzeiten der Auktionen aber auch die Einführung von Mindest- oder Höchstpreisniveaus zu Effizienzverlusten führen wird. Das Modell der Versorgungssicherheitsverträge hat mit weniger starken Segmentierungen hier strukturelle Vorteile. Deutlicher Dissens ist jedoch einerseits mit Blick auf das Ausmaß bzw. die Signifikanz solcher Effizienzverluste und andererseits auf die Bewertung dieser Effizienzverluste im Kontext anderer Bewertungskriterien, v.a. hinsichtlich der Verteilungseffekte, zu konstatieren.
2. Mit Blick auf die Effektivität sind beide Modelle treffsicher und besitzen eine vergleichsweise hohe Wirkungsgeschwindigkeit. Die vergleichsweise kurzfristigen Kapazitätzahlungen an stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen halten im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes Kapazitäten im Markt und tragen dazu neben der langfristigen auch zur kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit bei. Die hohe Treffsicherheit ergibt sich im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge ab dem ersten Bereitstellungsjahr, die Übergangsphase bis zu diesem Zeitpunkt bedarf noch weiterer Konkretisierungen.
Mit Blick auf die Effektivität herrscht darüber hinaus Konsens, dass eine aggregierte Spezifikation des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus und die Schaffung einer zentralen Nachfrage vorzugswürdig sind.
3. Die Verteilungseffekte zugunsten der Stromverbraucher sind im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes tendenziell größer als im Konzept der Versorgungssicherheitsverträge. Beiden Modellen ist gemeinsam, dass mit den Kapazitätzahlungen verbundene Call-Optionen die Kostenbelastungen für die Verbraucher reduzieren können. Über das Ausmaß der Verteilungseffekte, deren Dauer (also die Übergangsphase, nach der auch im Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes der größte Teil des verbliebenen Kraftwerkspark Kapazitätzahlungen erhält) und insbesondere deren Bewertung mit Blick auf die o.g. Effizienzeffekte verbleibt ein Dissens.
4. Für das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes bildet der Beitrag des Kapazitätsmarktes zur Transformation des Energiesystems (mit Blick auf die Flexibilitätsanforderungen und Emissionsobergrenzen für neu ins System kommende Anlagen) ein entscheidendes Kriterium. Das Konzept der Versorgungssicherheitsverträge verfolgt solche Ziele explizit nicht. Mit Blick auf die

Notwendigkeit und die Sinnfälligkeit von Zielen, die über die Gewährleistung der Versorgungssicherheit hinausgehen, herrscht ein klarer Dissens.

5. Die institutionelle und rechtliche Passfähigkeit wurde in beiden Modelle mit unterschiedlicher Tiefe geprüft. Trotzdem spricht wenig gegen die institutionelle und rechtliche Passfähigkeit beider Modelle.
6. Beide Modelle sind im Grundsatz nicht auf Reversibilität angelegt. Gleichwohl können bei Wegfall der Gründe für die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes (d.h. bei längerfristig robusten Auktionsergebnissen mit einem Markträumungspreis von Null) beide Kapazitätsmarkt-Varianten ohne gravierende Brüche wieder abgeschafft werden, solange die eingegangenen längerfristigen Verträge für Neuanlagen erfüllt werden. Das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes ist durch die Präqualifikation explizit auf Flexibilität ausgerichtet, für das Konzept der Versorgungssicherheitsverträge ist Flexibilität ebenfalls prinzipiell über die Preissignale von Großhandelsmarkt und Regelenergiemärkten gegeben, wird jedoch nicht explizit adressiert.
7. In beiden Modellen fallen Transaktionskosten an, diese werden jedoch bei aller unterschiedlichen Akzentuierung übereinstimmend als überschaubar eingeschätzt. Insbesondere die aggregierte Spezifikation des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus und die Schaffung einer zentralen Nachfrage sind mit geringen Transaktionskosten verbunden.
8. Parametrisierungsrisiken und darunter v.a. politische Risiken sind bei beiden Modellen (wie auch bei allen anderen Kapazitätsmechanismen) existent und letztlich unvermeidbar. Beim Modell des Fokussierten Kapazitätsmarkts betreffen diese vor allem die Abgrenzungs- und Präqualifikationskriterien für den Kapazitätsmarkt, beim Konzept der Versorgungssicherheitsverträge betrifft dies einerseits die Laufzeit der Kapazitätzahlungen sowie ggf. die Unter- und Obergrenzen für die Kapazitätzahlungen Altanlagen. Weitgehender Konsens herrscht darüber, dass eine regelmäßige Überprüfung der verschiedenen Parameter (inklusive des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus) in einem möglichst offenen und mit breiter Konsultation umgesetzten Verfahren die Parametrisierungsrisiken begrenzen lassen. Umstritten bleibt, ob sich beim Konzept der Versorgungssicherheitsverträge längerfristig geringere Anreize für die verschiedenen Interessengruppen zur Einflussnahme auf den Parametrisierungsprozess ergeben.

Bei allen Unterschieden im Detail verbleiben zwei besonders gravierende Dissense. Erstens muss ein Dissens über die Sinnfälligkeit und die Notwendigkeit zur reinen Versorgungssicherheit komplementärer Ziele für das Kapazitätsmarktinstrument konstatiert werden. Zweitens betrifft dies die Spezifikation von Effizienzverlusten bei den beiden Modellen sowie die Bewertung etwaiger Effizienzverluste im Kontext anderer Bewertungskriterien.

Während der erstgenannte Dissens eine grundlegende strategische und politische Frage betrifft, die letztlich nur auf politischer Ebene entschieden werden kann, ist es für den zweiten Aspekt sinnvoll und möglich, über vertiefende Analysen zusätzliche Evidenz zu schaffen und damit die auch hier unausweichliche politische Entscheidung besser zu fundieren.

5 Der Weg nach vorn

5.1 No-regret-Maßnahmen

5.1.1 Versorgungssicherheitsbericht

Die Sicherstellung von Versorgungssicherheit in Deutschland ist ein zentrales politisches Ziel. Dieses Ziel sollte spezifiziert, vor allem messbar gemacht werden. Dabei sollten grundsätzlich folgende Aspekte Beachtung finden:

1. *Definition des Rahmens:* Soll Versorgungssicherheit auf rein nationaler Ebene gewährleistet werden oder sollen andere Länder (Bspw. Österreich) bei der Betrachtung berücksichtigt werden? Falls auch andere Länder einbezogen werden sollen, muss die Verfügbarkeit von Netzkapazitäten zwischen In- und Ausland sichergestellt sein.
2. *Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten:* Die regionale Verteilung von Last und Erzeugung in Deutschland sowie bestehende Netzrestriktionen sollten berücksichtigt werden. Versorgungssicherheit auf gesamtdeutscher Ebene schließt nicht zwingend eine Gewährleistung der regionalen Versorgungssicherheit ein.
3. Die Daten zur Berechnung der Versorgungssicherheit sollten die Flexibilität der Erzeugungsanlagen erfassen.

ENTSO-E berechnet für Deutschland ein Niveau an Versorgungssicherheit mit den Daten aus den vier deutschen Regelzonen. Als Indikator für Systemstabilität wird die Adequacy Reference Margin (=spare capacity-margin against peak Load) herangezogen. Dieses Konzept sollte um folgende Punkte erweitert werden:

- Berücksichtigung von Netzrestriktionen bei der Berechnung der Versorgungssicherheit;
- Berücksichtigung der Flexibilität und regionalen Standorte der Erzeugungsanlagen;
- Berücksichtigung der Einspeisung von Blindleistung und Regelenergie.

Vor diesem Hintergrund sollte in regelmäßigen Abständen ein Versorgungssicherheitsbericht erstellt werden, wobei auch hinsichtlich des Verfahrens eine enge Verzahnung mit den jeweiligen Netzentwicklungsplänen anzustreben wäre. Dieser Versorgungssicherheitsbericht sollte folgende Aspekte beinhalten:

1. Definition des anzustrebenden Versorgungssicherheitsniveaus, auch unter Berücksichtigung der Niveaus des grenzüberschreitenden Stromaustauschs (siehe dazu auch Kapitel 5.1.2), für die kurz- und mittelfristige Perspektive (kurzfristig: 5 bis 7 Jahre, mittelfristig: Horizont des jeweils zu erarbeitenden Netzentwicklungsplans);
2. Identifikation derjenigen Kapazitäten (auf der Angebots- und Nachfrageseite), deren Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für die kurz- und mittelfristige Perspektive als gesichert angesehen werden kann (weil z.B. über den Kapazitätsmarkt kontrahiert);
3. Abschätzung der Versorgungssicherheitsbeiträge derjenigen Erzeugungsanlagen, die ggf. für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit pauschaliert

- berücksichtigt werden müssen wie z.B. (fluktuierende) erneuerbare Energien oder (sehr) dezentrale Erzeugungsanlagen.
4. Bewertung des energiewirtschaftlichen Umfeldes und der Konsequenzen für Bestandsanlagen, Neubaukraftwerke sowie nachfrageseitige Maßnahmen für die kurz- und mittelfristige Perspektive;
 5. Bewertung der Versorgungssicherheitssituation hinsichtlich regionaler Aspekte für die kurz- und mittelfristige Perspektive, auch unter Berücksichtigung des realisierten und geplanten Netzausbaus;
 6. Ggf. Aktualisierung der Indikatoren zur Identifikation stilllegungsbedrohter Bestandskraftwerke;
 7. Ggf. Identifikation des Bedarfs an neu zu errichtenden Kraftwerkskapazitäten

5.1.2 Einbettung in das europäische Umfeld

Die Bundesregierung sollte sich mit den Nachbarländern (vor allem innerhalb des Regionalmarktes CWE) bzgl. des Niveaus an gesicherter Leistung abstimmen. Unter Europäisierungsaspekten sollten Regelungen bzw. Vereinbarungen angestrebt werden, länderscharf ein Niveau an gesicherter Leistung zu etablieren, welches neben Last und Erzeugung auch Handelsmöglichkeiten berücksichtigt. Hierdurch können internationale Ausgleichseffekte ausgenutzt werden, sodass ein bestimmtes Versorgungssicherheitsniveau mit geringerer gesicherter Leistung zu erreichen ist, als bei jeweils nationaler Vorhaltung. Anreize zu einem Trittbrettfahrerverhalten sollten dabei vermieden werden.

Falls es nicht zur Umsetzung gemeinsamer Kapazitätsmechanismen kommt, sollten diejenigen Länder des Regionalmarktes CWE eine Verständigung darüber herbeiführen, die Kapazitätsmechanismen nutzen oder nutzen wollen,

- welches Versorgungssicherheitsniveau in den jeweiligen Mechanismen zugrunde gelegt werden soll,
- dass die Kapazitätzahlungen über transparente und wettbewerbliche Vergabeverfahren alloziiert werden sowie
- unter welchen Bedingungen Kapazitäten in den Kapazitätsmechanismen der jeweiligen Nachbarstaaten teilnehmen können.

5.1.3 Kapazitätsregister

Unabhängig vom Zeitplan der Einführung eines Kapazitätsmechanismus sollte ein Kapazitätsregister eingeführt werden. Darin aufzunehmen wären alle Stromerzeugungsanlagen, die gesicherte Leistung bereitstellen können. In Deutschland werden bereits heute alle Kraftwerke ab einer Netto Nennleistung von 10 MW (plus Kraftwerke mit einer Netto Nennleistung kleiner 10 MW, aber nach EEG vergütungsfähig) von der Bundesnetzagentur in der Kraftwerksliste erfasst. Außerdem werden (ebenfalls von der BNetzA) geplante Kraftwerksneu- sowie -rückbauten erfasst. Dabei werden außerdem ausländische Kraftwerke, die ins deutsche Netz einspeisen, berücksichtigt. Diese Liste sollte um Anlagen größer 1 MW erweitert werden. Sofern steuerbare Lasten einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können und Teil eines eventuellen Kapazitätsmechanismus sein sollen, sollten diese ebenfalls in ein Kapazitätsregister aufgenommen werden.

Das Kapazitätsregister sollte neben den Standort- und Leistungsdaten auch Angaben darüber enthalten, welche Leistung im Höchstlastfall zur Verfügung gestellt werden kann (z.B. bei KWK-Anlagen) sowie so angelegt werden, dass die für die Umsetzung der verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle notwendigen Angaben (Teilnahme an den Auktionen, Präqualifikation etc.) aufgenommen werden können und die ggf. erforderliche Verbindlichkeit (z.B. hinsichtlich der Teilnahme an einer Auktion) gewährleistet werden kann.

5.1.4 Netzausbau (Übertragungsnetz)

Die Ziele des Netzausbaus sollten klar definiert werden. Aktuell umfasst das Ziel des Netzausbaus die vollständige Integration der deutschen EE-Einspeisung. Eine Kapung von EE-Einspeisespitzen könnte den Netzausbaubedarf verringern oder zeitlich verschieben und bedarf weiterer Untersuchungen. Eine verstärkte europäische Integration oder eine verstärkte zwischenstaatliche Flexibilität beim weiteren Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien können andere Ziele bzw. Ausbaustrategien für die Übertragungsnetze implizieren. Diese Möglichkeit muss zur Entwicklung eines robusten Gesamtkonzeptes für den Netzausbau zumindest mit einbezogen werden.

Der Netzausbau soll zügig realisiert werden. Die Verzögerungen des Netzausbaus führen im Vergleich zum schnellen EE-Ausbau zu ansteigenden Redispatchkosten. Bereits beschlossene, erforderliche Netzausbaumaßnahmen müssen schnell realisiert werden, um die EE-Einspeisung zu ermöglichen, Redispatchkosten zu senken und so Wohlfahrtsverluste zu reduzieren.

Die Kosten des Netzausbaus sollten verursachungsgerecht verteilt werden. Netzausbaukosten werden derzeit bei der Standortwahl für Kraftwerke nicht berücksichtigt. Die Systemdienlichkeit von Kraftwerken sollte daher offengelegt werden. Es sollte überprüft werden, ob sich dazu regional differenzierte Netznutzungsentgelte eignen.

5.1.5 Anpassung Redispatchmaßnahmen

Eine Harmonisierung von physikalischen Stromflüssen und Handel ist erforderlich. Durch die Annahme der Kupferplatte Deutschlands für den internationalen Stromhandel können Ineffizienzen induziert werden. Falls bspw. innerdeutsche Netzrestriktionen Stromexporte nicht ermöglichen, könnten die tatsächlichen Handelsvolumina mittels Strom aus dem Redispatch ausländischer Kraftwerke realisiert werden. Deshalb empfiehlt es sich, Netzrestriktionen beim Handel von Strom zu berücksichtigen, indem

- nur physikalisch realisierbare Stromflüsse international gehandelt werden (Lastflussbasierter Handel) oder
- die Kosten der Redispatchmaßnahmen, die durch Handel entstehen, mit eingepreist werden.

Redispatch sollte weiterhin als Engpassmechanismus fungieren, aber eher die Ausnahme anstatt die Regel darstellen.

5.1.6 EnWG-Novelle / Wettbewerb unter Kaltreserve

Die Reservekraftwerksverordnung soll im ersten Halbjahr 2013 verabschiedet werden. Durch die Verordnung zur Schaffung einer „Netzreserve“ soll Transparenz über das Vorgehen von Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur zur Vorhaltung von Reservekraftwerken zur Absicherung der Systemstabilität geschaffen werden. Die Verordnung ist bis zum 31.12.2017 befristet, soll anschließend durch einen Marktmechanismus ersetzt werden und ist somit als Übergangregelung zu betrachten.

Daraus ergeben sich folgende Punkte:

- Es sollte klar definiert sein, in welchen Fällen die Reserve eingesetzt werden darf. Es ist zu beachten, dass jede Form einer strategischen Reserve strategisches Verhalten induzieren kann (siehe EWI (2012)).
- Für die „Netzreserve“ sollten wettbewerbliche Mechanismen umgesetzt werden. Ausschreibungsprozesse für Reservekraftwerke sollten präzise ausgestaltet und dabei ausreichend Wettbewerb sichergestellt werden. Hierzu gibt es verschiedene denkbare Ausgestaltungsmöglichkeiten. Gegebenenfalls in Form einer Auktion oder durch Cost-plus Kontrakte. Mögliche Auswirkungen und Wechselwirkungen müssen geprüft und beachtet werden.
- Der Ausschreibungsprozess sollte so angelegt werden, dass hinreichende Erfahrungen für die Ausgestaltung von Auktionen im ggf. nach 2017 zu schaffenden Kapazitätsmarkt gesammelt werden können.

5.2 Klärungs- und Entscheidungsbedarf

Hinsichtlich der Frage, ob die bisher vorliegende Evidenz zur für die nächsten Jahre absehbaren Versorgungssicherheitssituation sowie der aktuellen und absehbaren wirtschaftlichen Situation von Neubau und Bestandskraftwerken bereits ausreicht, um eine fundierte Entscheidung zugunsten längerfristig wirksamer Kapazitätsmechanismen zu rechtfertigen, herrscht zwischen den Gutachtern Uneinigkeit. Christian Growitsch vertritt die Ansicht, dass es vor einer politischen Entscheidung zwingend weiterer ökonomischer Analysen und Quantifizierungen bedarf. Felix Matthes hält die bisher vorliegende Evidenz – auch mit Blick auf die Frage, unter welchen Umständen bzw. unter Maßgabe welcher Rahmenbedingungen der Energy-only-Markt das angestrebte Niveau von Versorgungssicherheit sichern könnte und wie wahrscheinlich entsprechende Rahmenbedingungen sind – dagegen bereits für ausreichend, um die Einführung von Kapazitätsmärkten zu rechtfertigen. Unstrittig ist jedoch, dass weitere Analysen zur Vorbereitung politischer Entscheidungen sinnvoll und notwendig sind, da sie in jedem Fall auch Beiträge zur Lösung einer Reihe von Parametrisierungsfragen liefern werden.

Spätestens auf Basis des Versorgungssicherheitsberichtes und ergänzender Forschung wird jedoch eine hinreichend robuste Entscheidung zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus gefällt werden können, der über die mit der EnWG-Novelle 2013 geschaffenen, bis 2017 wirksamen Kurzfristmaßnahmen hinausgeht.

Sofern die Entscheidung zugunsten der Einführung eines Kapazitätsmechanismus gefällt wird, so sind neben der Spezifikation vieler Detailregelungen einige Grundsatzentscheidungen zu fällen, zu denen zwischen den Gutachtern Einigkeit besteht:

1. Es sollte ein Kapazitätsmarkt-Modell eingeführt werden, also ein Kapazitätsinstrument, bei dem die Teilnahme am Kapazitätsmarkt nicht zu Einschränkungen hinsichtlich der Teilnahme am Strommengen- oder Regenergie-Märkten führt;
2. Es sollte ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden, bei dem das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit auf aggregierter Ebene, ggf. abgestimmt mit den Nachbarstaaten und durch ein transparentes Verfahren festgestellt sowie die Nachfrage des Kapazitätsmarkts auf dieser Grundlage durch eine zentrale Stelle vorgegeben wird;
3. Die Vergabe der Kapazitätzahlungen sollte über zentrale Auktionen umgesetzt werden;
4. Für Neuanlagen sollten längerfristige Kapazitätzahlungen (z.B. über 15 Jahre) versteigert werden, diese Regelung würde ggf. auch die Reversibilität des Systems ermöglichen, wenn auch beide Modelle explizit langfristig angelegt und als langfristig notwendig angesehen werden;
5. Es sollte ein Kapazitätsmarktmodell eingeführt werden, in dem auch Maßnahmen im Bereich der Lastnachfrage zugelassen werden.

Jenseits dieser Grundsatzentscheidungen hängt die konkrete Ausformung des Kapazitätsmarktinstrumentes von politischen Entscheidungen zu einigen Prämissen ab, die von den Gutachtern unterschiedlich bewertet werden:

6. Wenn das Kapazitätsmarktinstrument allein an Versorgungssicherheit und ökonomischer Effizienz ausgerichtet werden soll, so liegt eine Entscheidung in Richtung des Modells der Versorgungssicherheitsverträge nahe.

7. Wenn das Kapazitätsmarktinstrument zumindest für einen Übergangszeitraum von ca. 15 Jahren Verteilungsaspekte zugunsten der Verbraucher liefern soll, wäre eine Entscheidung in Richtung des Konzepts des Fokussierten Kapazitätsmarktes naheliegend.
8. Wenn das Kapazitätsmarktinstrument darauf abzielen soll, zusätzliche Anreize zur Schaffung von mehr Flexibilitäten im System zu schaffen, so liegt eine Entscheidung in Richtung des Konzepts des Fokussierten Kapazitätsmarktes nahe.
9. Wenn das Kapazitätsmarktinstrument (für Bestandsanlagen) schnell wirksam werden soll, so liegt ebenfalls eine Entscheidung in Richtung des Konzepts des Fokussierten Kapazitätsmarktes nahe.

Hinsichtlich der beiden letztgenannten Aspekte bleibt aber darauf hinzuweisen, dass es grundsätzlich vorstellbar ist, entsprechende Funktionalitäten auch in das Modell der Versorgungssicherheitsverträge einzubauen. Eine solche Möglichkeit ist jedoch – auch hinsichtlich der damit einhergehenden Konsequenzen – bisher nicht näher untersucht und bewertet worden.

Bei den beschriebenen Entscheidungen bleibt aber auch zu berücksichtigen, dass die beiden hier diskutierten Kapazitätsmarkt-Modelle in Teilen längerfristig vermutlich konvergieren werden.

6 Forschungsbedarf

Anhand der vorangegangenen Untersuchungen lässt sich weiterer Forschungsbedarf identifizieren.

6.1 Market Failure Analysis

Die Entscheidung über die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes wurde bisher nicht getroffen. Hierfür entscheidend ist die Frage, ob und wie es zu Marktversagen kommen kann. Dies sollte in einer „Market Failure“ Analyse betrachtet werden. Ein Treiber für Marktversagen könnte die Tatsache sein, dass das gesellschaftlich optimale Niveau an Versorgungssicherheit höher ist, als das sich am Markt einstellende. Durch diese Externalität wird wettbewerblich ein geringeres Niveau an Versorgungssicherheit bereitgestellt als es gesamtwirtschaftlich optimal wäre. Es bedarf also der Untersuchung, welche Charakteristika das Gut Versorgungssicherheit aufweist und ob und gegebenenfalls warum der Markt in seinem jetzigen Design sowie unter Maßgabe der Bandbreite realistisch erwartbarer Entwicklungen im Bereich der unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht in der Lage sein dürfte, das Gut Versorgungssicherheit in hinreichender Menge bereitzustellen. Zentrales Feld der Analyse dürfte in der Untersuchung der Terminmärkte und ihrer Bedeutung als Signalgeber erwarteter Kapazitätsknappheit liegen.

Zusätzlich bestünde im Rahmen der „Market Failure Analysis“ die Möglichkeit, die tatsächlichen Kosten einer Marktlösung ohne Kapazitätsmarkt zu identifizieren. Aller Voraussicht nach werden in einem Energiesystem ohne Kapazitätsmarkt sehr viel häufiger extreme Preise erreicht. Mittels einer solchen Analyse könnte ein approximativer Vergleich von Stromerzeugungskosten eines Energy-Only Marktes und eines Kapazitätsmarktes möglich sein.

6.2 Bedeutung und Quantifizierung der Parametrisierung

Mittels Sensitivitätsanalysen sollten grundlegende Methoden und kritische Parameter für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes identifiziert und quantifiziert werden.

Mit Blick auf einige methodische Fragen besteht Bedarf vertiefender Grundlagenarbeiten für Kapazitätsmärkte (bzw. die Vorlaufschritte):

- Erarbeitung eines erweiterten Konzepts zur Versorgungssicherheitsbewertung (vgl. hierzu die Ausführungen im Abschnitt 5.1.1)
- Berücksichtigung des Beitrags dezentraler Erzeugungsoptionen zum angestrebten Niveau der Versorgungssicherheit
- Berücksichtigung des Beitrags fluktuierender Erzeugungsoptionen zum angestrebten Niveau der Versorgungssicherheit

Daneben sollten wesentliche Parameter hinsichtlich ihrer Robustheit untersucht werden. Es ist die Frage zu beantworten, wie groß Auswirkungen einer Abweichung von der vorgegebenen Parametrisierung sind. Die Sensitivitätsanalysen sollten Belastungssituationen des Systems beinhalten (stress testing market design).

Ganz konkret wären bei Kapazitätsmarktorschlägen verschiedene Parameter auf ihre Bedeutung zu untersuchen:

- Höhe des Auslösungspreises
- Bietverhalten der Bestandsanlagen (vor allem Nettoeffekt für Bestandsanlagen)
- Auswirkungen eines Minimal oder/und Maximalpreises
- Vorlaufzeit von Neuanlagenauktionen
- Zahlungsdauer für Neu- und Bestandsanlagen
- Anforderungen bzw. Kriterien für die Einbeziehung nachfrageseitiger Maßnahmen in die Kapazitätsmärkte
- ggf. Identifikation sinnvoller Flexibilitätskriterien
- ggf. robuste Identifikationskriterien für den Tatbestand der Stilllegungsbedrohung von Bestandskraftwerken

6.3 Umsetzungsfragen des Kapazitätsmarktes

Jenseits der Parametrisierung eines Kapazitätsmarktmodells sind vertiefende Untersuchungen zur Umsetzung sinnvoll und notwendig. Dies betrifft insbesondere

- die Klärung der institutionellen Fragen
- die Spezifikation der Auktionsverfahren
- die Auswahl und Ausgestaltung der Umlageverfahren für die im Rahmen des Kapazitätsmarkts entstehenden (Netto-) Kosten
- die Festlegung der Sanktionskriterien und des Sanktionsverfahrens

6.4 (Nord-West-)Europäische Harmonisierung

Im Allgemeinen wird bei einer europäischen Ausweitung der (Kapazitäts-)Marktzone von vorteilhaften Ausgleichseffekten ausgegangen, die die vorzuhaltende gesicherter Leistung reduzieren können. Aktuell ist jedoch noch nicht quantifiziert, wie hoch solche Ausgleichseffekte im europäischen Energiebinnenmarkt ausfallen. Um Überkapazitäten im europäischen System zu vermeiden und dennoch Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind weitere Untersuchungen und Modellberechnungen notwendig. Insbesondere sollten hierbei nationale und internationale Netzrestriktionen entsprechend berücksichtigt werden.

7 Literatur

- Bundeskartellamt (BKartA) (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB. Bonn, Januar 2011.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Berlin, Oktober 2011.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2012): Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Berlin, Dezember 2012.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Köln, März 2012.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E) (2013): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030. Brussels, April 2013.
- Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J. (2012): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin/Mannheim/Stuttgart, Dezember 2012.
- Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, 8. Oktober 2012.