

Christian Hopf

Kapazitätsmechanismen im Stromsektor

Bachelorarbeit

Themensteller: Dr. S. Roth

Vorgelegt in der Bachelorprüfung
im Studiengang Volkswirtschaftslehre
der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät
der Universität zu Köln

Köln, April 2013

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
1. Einleitung.....	1
2. Argumente für die Implementierung von Kapazitätsmechanismen.....	2
2.1. Technische Besonderheiten eines Strommarktes.....	2
2.2. Marktversagen auf Strommärkten.....	4
2.2.1. Unelastische Nachfragefunktion.....	4
2.2.2. Versorgungssicherheit als Kollektivgut.....	6
2.3. Unterinvestition in Kapazitäten.....	8
2.3.1. Unsicherheit über die Marktentwicklung.....	9
2.3.2. Missing Money.....	11
2.4. Ein empirisches Beispiel: Die Kalifornische Energiekrise.....	13
2.5. Die optimale Versorgungssicherheit.....	14
2.6. Diskussion über staatliche Eingriffe.....	16
3. Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen.....	17
3.1. Preisbasierte Kapazitätsmechanismen.....	19
3.1.1. Administrative Zahlungen.....	20
3.1.2. Strategische Reserven.....	21
3.1.3. Operative Reserven.....	24
3.2. Mengenbasierte Kapazitätsmechanismen.....	26
3.2.1. Kapazitätsbörse.....	28
3.2.2. Kapazitätsoptionen.....	30
3.3. Vergleich der vorgestellten Kapazitätsmechanismen.....	33
3.3.1. Realisierung der optimalen Kapazitätsmenge.....	33
3.3.2. Frühzeitige Investitionssignale.....	35
3.3.3. Langfristige Planungssicherheit und Risikominderung.....	37
3.4. Überblick über die Kapazitätsmechanismen.....	38
4. Zusammenfassung.....	39
Literaturverzeichnis.....	41
Erklärung.....	43

1. Einleitung

Seit den 90er Jahren des vergangenen Jahrhunderts wird weltweit die Liberalisierung der Stromsektoren vorangetrieben, so beispielsweise in der gesamten Europäischen Union zur Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes.¹ Ziel war und ist es, die als träge und ineffizient geltenden staatlich kontrollierten Monopole der Stromsektoren durch wettbewerbliche Strommärkte zu ersetzen. Diese sollten in der Lage sein, den Strom effizienter und vor allem kostengünstiger bereitzustellen.² Mit dem Voranschreiten und Umsetzen der Liberalisierungen verstärkten sich jedoch die Bedenken, ob wettbewerbliche Strommärkte in der Lage sind, auch ausreichend Versorgungssicherheit zu garantieren.³ In den vorherigen Systemen spielte dies nur eine untergeordnete Rolle, da aufgrund der monopolistischen Strukturen und des politischen Wunsches nach garantierter Versorgungssicherheit mehr als ausreichend Stromerzeugungskapazitäten vorhanden waren.⁴ Wettbewerbliche Strommärkte haben jedoch einige Besonderheiten, die darauf schließen lassen, dass diese nicht in der Lage sind, ohne weiteres für genügend Versorgungssicherheit zu sorgen. Im Kern geht es um die Frage, ob auf wettbewerblichen Strommärkten ausreichend Investitionsanreize bestehen, um in angemessenem Umfang Stromkapazitäten bereitzustellen. Diese Bedenken wurden durch die Energiekrise 2000/2001 in Kalifornien, einer der wirtschaftlich und technologisch führenden Staaten der USA, verstärkt. Dort kam es kurz nach der Liberalisierung des Stromsektors 1998 zu flächendeckenden Stromausfällen und einer ein Jahr andauernden fundamentalen Krise des Strommarktes.⁵ Auch in Deutschland herrscht, insbesondere mit Blick auf den stark steigenden Anteil höchst volatiler erneuerbarer Energien und dem vorgezogenen Austritt aus der Atomenergie, Uneinigkeit über die Fähigkeit des hier liberalisierten Strommarktes, auch in Zukunft ein ausreichendes Niveau an Versorgungssicherheit zu garantieren.⁶

Um Versorgungssicherheit auch in wettbewerblichen Strommärkten herzustellen, wird von einigen Experten das Einführen von Kapazitätsmechanismen gefordert. Sie dienen dazu, die Defizite eines wettbewerblichen Strommarktes auszugleichen und für genügend Investitionen auf diesem zu sorgen. Der wissenschaftliche Diskurs zu dieser Thematik steht aufgrund dieser noch recht jungen Entwicklung aber erst am Anfang. Es

1 Vgl. Kemfert (2003), S. 1

2 Vgl. Kemfert (2003), S. 1

3 Vgl. Joskow (2006), S. 1

4 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 115

5 Vgl. De Vries (2004), S. 39

6 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 115

kann heute noch nicht abschließend gesagt werden, ob die Implementierung von Kapazitätsmechanismen einen Vorteil bringt oder im Endeffekt mehr Kosten erzeugt.

Diese Arbeit wird zum einen die Besonderheiten eines wettbewerblichen Strommarktes und den daraus folgenden ökonomischen Konsequenzen erläutern. Zum anderen werden hier die darauf aufbauenden grundlegenden Konzepte und Funktionen von Kapazitätsmechanismen beschrieben.

Es geht in dieser Arbeit also um die Hintergründe der Notwendig- bzw. Sinnhaftigkeit der Implementierung von Kapazitätsmechanismen in wettbewerblichen Strommärkten.

Eine abschließende Antwort wird diese Arbeit nicht liefern. Der Fokus liegt auf der Aufdeckung der ökonomischen Konfliktlinien in diesem Diskurs.

Im folgenden Kapitel werden die einzelnen Konzepte der Probleme auf Strommärkten aufgezeigt und erläutert. Es wird dargestellt, wie es unter bestimmten Umständen auf liberalisierten Strommärkten zu einem ungenügenden Level an Versorgungssicherheit kommen kann. Zudem wird das ökonomisch Konzept der optimalen Versorgungssicherheit beleuchtet sowie ein Überblick über die Diskussionsthemen um die Kapazitätsmechanismen erbracht.

Im dritten Kapitel werden die gängigsten Kapazitätsmechanismen vorgestellt und beschrieben. Zudem werden ihre Vor- und Nachteile aufgezeigt und mit dem Problemen auf wettbewerblichen Strommärkten verglichen.

Im vierten Kapitel werden die Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst.

2. Argumente für die Implementierung von Kapazitätsmechanismen

Dieses Kapitel beleuchtet die ökonomischen Argumente in der Kontroverse zu Kapazitätsmechanismen. In Kapitel 2.1 werden die Besonderheiten des Stromsektors erläutert. Daraufhin wird gezeigt, wie diese auf Strommärkten zu Marktversagen führen können. Die in Kapitel 2.3 aufgezeigten Punkte stellen die grundlegende Auslegung der Befürworter für das Implementieren von Kapazitätsmechanismen dar. In 2.4 wird die Kalifornische Energiekrise als empirisches Beispiel für Marktversagen in liberalisierten Stromsektor betrachtet. Daraufhin wird in 2.5 das Konzept der optimalen Versorgungssicherheit analysiert. Kapitel 2.6 stellt eine Zusammenfassung der Kontroversen um die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen dar.

2.1. Technische Besonderheiten eines Strommarktes

Wettbewerbliche Strommärkte unterscheiden sich in einigen wesentlichen Funktionen

und Eigenschaften von denen eines normalen wettbewerblichen Marktes.⁷ Der bedeutendste Unterschied liegt darin, dass auf Strommärkten das physikalische Angebot zu jeder Zeit genau der physikalischen Nachfrage entsprechen muss.⁸ Unterschreitet der in das Netz eingespeiste Strom den tatsächlichen aktuellen Verbrauch, kommt es zum Zusammenbruch des Stromnetzes und damit zum Erliegen des gesamten Marktes.⁹ Des Weiteren haben die meisten Verbraucher, ausgenommen von Großabnehmern wie beispielsweise die energieintensiven Industrien, keine Möglichkeit den aktuellen Strompreis zu beobachten. Sie bezahlen einen im Voraus festgelegten konstanten Preis pro Einheit und reagieren deshalb, zumindest in der kurzen Frist, nicht auf Preissignale.¹⁰ Die Höhe der Nachfrage nach Strom wird so zu großen Teilen von der Tageszeit, der Jahreszeit, Wettereinflüssen und weiteren marktunabhängigen Faktoren bestimmt. Dabei kommt es zu teils erheblichen Nachfrageschwankungen, insbesondere zwischen verschiedenen Tages- und Jahreszeiten.¹¹ Außerdem bestehen in Strommärkten keine technischen Möglichkeiten, die Stromzufuhr an individuelle Verbraucher kurzfristig zu steuern. Lediglich der Stromfluss an ganze Netzbereiche, z.B. Stadtteile bzw. Großabnehmer, kann kurzfristig reguliert werden.¹² Zudem gibt es keine finanziellen oder praktischen Möglichkeiten das Produkt Strom in großem Umfang zu speichern oder zu lagern.¹³ Der verbrauchte Strom zu jeder Sekunde muss also auch in dieser Sekunde generiert werden. Dies ist insbesondere für Spitzennachfragen, die höchsten Nachfragemengen in einem Jahr, ein Problem. Wird eine bestimmte Nachfrageschwelle im Schnitt nur einmal im Jahr überschritten, braucht es dementsprechend auch Erzeugungskapazitäten, die im Schnitt nur einmal im Jahr in Betrieb sind und Einnahmen erzeugen.¹⁴

Während diese einzelnen Besonderheiten für sich allein gestellt sicherlich auch in anderen Märkten vorkommen, ergeben sich jedoch für den Stromsektor ernsthafte Probleme, da sie hier zusammen auftreten. Die Auswirkungen dieser Eigenschaften werden im Weiteren näher erläutert.

7 Damit ist der idealisierte, perfekt funktionierende Lehrbuch-Wettbewerbsmarkt der Ökonomie gemeint.

8 Vgl. Joskow (2006), S. 6

9 Zumindest in den Netzteilen in denen das Ungleichgewicht aufgetreten ist.

10 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 116

11 Vgl. Joskow (2006), S. 8

12 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 116

13 Vgl. Joskow (2006), S. 6

14 Vgl. Joskow (2006), S. 7

2.2. Marktversagen auf Strommärkten

In der Ökonomie wird Marktversagen definiert als Situationen, in denen das individuelle rationale Handeln aller Akteure zu kollektiv irrationalen Ergebnissen führt.¹⁵ Kollektiv irrationale Ergebnisse meint, dass auf dem Markt systematisch eine pareto-ineffiziente Allokation zustande kommt, also Marktakteure besser gestellt werden könnten ohne andere schlechter zu stellen.¹⁶ Diese Form des Marktversagens ist die notwendige Bedingung für staatliches Eingreifen, wie zum Beispiel das Etablieren von Kapazitätsmechanismen in einem Wettbewerbsmarkt.¹⁷ Der Tatbestand des Marktversagens tritt zu mindestens teilweise auf Strommärkten auf. Die Ursachen dafür liegen zum einen darin, dass die Nachfragefunktion aufgrund der fehlenden Beobachtung von Strommarktpreisen seitens der Endverbraucher extrem preisunelastisch ist, zum anderen darin, dass Versorgungssicherheit ein Kollektivgut darstellt. Die Zusammenhänge werden im Folgenden erläutert.

2.2.1. Unelastische Nachfragefunktion

Zu den besonderen Eigenschaften des Stromsektors gehört, dass die Endverbraucher nicht in der Lage bzw. Willens¹⁸ sind, den aktuellen Marktpreis des Stroms zu beobachten. Stattdessen zahlen sie in der Regeln ein im Voraus festgelegten durchschnittlichen Strompreis.¹⁹ Ausgenommen sind hiervon lediglich Großabnehmer, wie beispielsweise die sogenannten energieintensiven Industrien, die spezielle Verträge mit den Netz- oder Kraftwerksbetreibern bzw. technische Vorrichtungen haben. Diese dienen dazu, ab bestimmten Marktpreisen den Stromverbrauch zu drosseln oder ganz einzustellen.²⁰ Die restlichen Endverbraucher, private Haushalte und Unternehmen, erhalten in der Regel lediglich jährlich Informationen zur Entwicklung des Strompreises. Nämlich dann, wenn ihr zu zahlender Durchschnittspreis von ihrem Versorgungsunternehmen neu festgelegt wird und steigt oder sinkt. Damit ist deren Nachfrage bis zu einem bestimmten Punkt in der kurzen Frist vollkommen preisunelastisch.²¹ Die kurze Frist bezeichnet hier den Zeitraum zwischen den

15 Vgl. Roth (2011), S. 149

16 Vgl. Roth (2011), S. 22

17 Vgl. Roth (2011), S. 149

18 Durch technologische Entwicklungen wie z.B. das Internet steigen die Möglichkeiten der Verbraucher Marktpreise in Echtzeit zu beobachten. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die meisten Verbraucher der entstehenden Informationskosten nicht die Mühe haben, minütig den Strompreis zu kontrollieren. Dies könnte sich aber durch sogenanntes Smart Metering etc. in naher Zukunft ändern.

19 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 116

20 Vgl. Joskow (2006), S. 32

21 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 116

Informationsintervallen der Versorgungsunternehmen. Die Gesamtnachfrage setzt sich in der kurzen Frist aus einem vollkommen preisunelastischen Teil, den der Haushalte und Unternehmen und einem preiselastischen Teil, den der Großabnehmer, zusammen. Wie bei anderen Märkten auch, steigt der Marktpreis mit steigender Nachfrage bzw. zunehmender Auslastung der Angebotsseite. Der Marktpreis und die damit korrespondierende Höhe der Nachfrage, ab dem die Reaktionsmöglichkeiten aller Großabnehmer und Kunden mit Verträgen zur Reduzierung ihrer Stromnachfrage ausgeschöpft sind und diese ebenfalls nicht mehr auf Marktpreise reagieren, definiert den Punkt, ab dem die Gesamtnachfrage vollkommen preisunelastisch ist. Ist diese Bedingung erreicht, wird die Nachfrage ausschließlich von marktunabhängigen Faktoren, wie dem Wetter oder der Tages- und Jahreszeit, determiniert.

Die andere Marktseite, das Angebot, ist ab einer bestimmten Marktmenge in der kurzen Frist ebenfalls vollkommen preisunelastisch. Nämlich dann, wenn die vorhandenen Produktionskapazitäten komplett ausgelastet sind. In dieser Situation führen weitere Preisanstiege nicht zu einer höheren Angebotsmenge, weil die zusätzlichen Produktionskapazitäten dafür nicht vorhanden sind.²² Die kurze Frist bezeichnet hier die benötigte Zeit für den Neubau von Kraftwerken bzw. Kapazitäten, also mehrere Jahre.²³ Wenn die vorhandenen Kapazitäten voll ausgelastet sind, das Angebot also vollkommen preisunelastisch ist und gleichzeitig die Nachfrage weiter über die Menge steigt, ab der sie ebenfalls vollkommen preisunelastisch ist, kann der Markt kein Gleichgewicht mehr bilden. Der Preismechanismus erzeugt keine Gleichgewichtsmenge und die Nachfrage ist höher als das Angebot.²⁴ Es kann auf keine gespeicherten oder gelagerten Strommengen zurückgegriffen werden. Die Netzbetreiber haben keine Möglichkeit mehr einzelne Haushalte, Unternehmen oder andere Endverbraucher vom Netz zu nehmen, um die Nachfrage physikalisch unter das Angebot zu drücken. Da, um den Netzbetrieb aufrecht zu erhalten, das Angebot aber mindestens so hoch sein muss wie die Nachfrage, kommt es zumindest in Teilen des Stromnetzes zu einem Marktzusammenbruch.²⁵ Preis und Menge sind gleich „null“.

Die sich aus dem Marktzusammenbruch ergebende Konsequenz ist, dass alle Endverbraucher in diesem Bereich unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft keinen Strom beziehen können. Also weder die Endverbraucher, die eine hohe

22 Die Möglichkeit, Strom zu importieren wird hier zur Vereinfachung per Annahme negiert.

23 Vgl. Müsgens, Peek (2011), S. 577

24 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S.116

25 Vgl. Joskow (2006), S. 6f

Zahlungsbereitschaft für Strom haben, noch diejenigen, welche eine relativ geringe Bereitschaft besitzen. Der entscheidende Unterschied zu einem normalen Wettbewerbsmarkt ist, dass nicht nur der „letzte Konsument“, welcher die Nachfrage über das Angebot drückt, keinen Strom bezieht, sondern alle andere Konsumenten ebenfalls nicht. Könnten die Verbraucher den Strompreis beobachten und dementsprechend ihre Nachfrage anpassen, würde es nicht zu einem Marktzusammenbruch kommen. Der Preis würde steigen, bis er die Zahlungsbereitschaft einiger Verbraucher übertrifft, diese ihre Nachfrage zurückfahren und so die Gesamtnachfrage unter dem vorhanden Angebot belassen.²⁶ Alle so realisierten Markttransaktionen wären Pareto-Verbesserungen mit einem effizienten Marktgleichgewicht. Da diese aufgrund des Zusammenbruchs des Marktes nicht zustande kommen, handelt es sich hierbei um negative externe Effekte. Der eigene Konsum von Strom führt zu Wohlfahrtsverlusten bei Dritten. Individuell rationales Handeln, Verbrauch von Strom mit Blick auf den zu zahlenden Durchschnittspreis, führt also zu kollektiv irrationalen Ergebnissen, zum Zusammenbruch des Marktes.

2.2.2. Versorgungssicherheit als Kollektivgut

Da es auf Strommärkten, im Gegensatz zu normalen Wettbewerbsmärkten, wo Angebot und Nachfrage durch den Preismechanismus immer ausgeglichen werden, potentiell zu Marktzusammenbrüchen kommen kann, stellt sich die Frage der Versorgungssicherheit im Markt.²⁷ Versorgungssicherheit bezeichnet die Fähigkeit des Strommarktes, jederzeit die Nachfrage der Verbraucher bedienen zu können.^{28,29} Diese kann z.B. durch die Häufigkeit und Dauer von unfreiwilligen Stromausfällen gemessen werden. Als unfreiwillige Stromausfälle werden Stromunterbrechungen bezeichnet, die nicht auf freiwilligen Verträgen zur Reduzierung der Nachfrage beruhen. Eine mögliche Lösung des in 2.2.1 beschriebenen Marktversagens wäre das Etablieren eines Marktes für Versorgungssicherheit.³⁰ Auf diese Art und Weise könnte festgelegt werden, welche Verbraucher kurz vor einem drohenden Nachfrageüberschuss als erste keinen Strom mehr bekommen. Da die Verbraucher auf diesem Markt gegeneinander konkurrieren, würde die sich so ergebende Abschaltungsfolge die Zahlungsbereitschaft der einzelnen

26 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 116

27 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 116

28 Versorgungssicherheit bedeutet nicht zwangsläufig, dass die Nachfrage immer zu 100% gedeckt werden kann. Siehe auch Kapitel 2.4

29 Vgl. Stoff (2002), S.135

30 Vgl. Cramton, Stoff (2006), S. 24

Verbraucher für Strom widerspiegeln. Diejenigen mit geringerer Zahlungsbereitschaft würden beispielsweise einen niedrigeren Strompreis zahlen aber öfter einen Stromausfall erleben, als andere und vice versa.³¹ Der Ausfall der Stromversorgung für einzelne Endverbraucher wäre somit im ökonomischen Sinne freiwillig, weil er durch die Zahlungsbereitschaft der betroffenen Verbraucher festgelegt wurde und diese dafür kompensiert werden.³² Die Funktion des Marktes wäre damit wieder zu jeder Zeit garantiert.

Problematisch ist jedoch, dass die Netzbetreiber nicht in der Lage sind, die Stromzufuhr an einzelne Verbraucher kurzfristig, also innerhalb weniger Minuten, zu steuern. Das bedeutet, dass einzelnen Verbrauchern keine individuelle Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Netzbetreiber können die Stromzufuhr nur an ganze Netzbereiche, z.B. Stadtviertel, steuern und dementsprechend auch nur ganzen Netzbereichen unterschiedliche Versorgungssicherheit garantieren.³³ Innerhalb eines Netzbereichs kann also niemanden das Gut Versorgungssicherheit versagt werden, wenn es einem anderen zugesprochen wurde. Daraus folgt, dass die Verbraucher bezüglich der Versorgungssicherheit zwar auf der Ebene des gesamten Marktes konkurrieren bzw. in Rivalität stehen. Je mehr Strom sie verbrauchen, umso geringer ist die Versorgungssicherheit für andere und sich selbst. Auf der Ebene bzw. innerhalb des Netzbereiches kann aber niemand ausgeschlossen werden. Damit hat Versorgungssicherheit im Strommarkt für die einzelnen Verbraucher den Charakter eines Allmende Guts.^{34,35} Der Umstand, dass es sich hier um ein Allmende Gut handelt, führt zu dem Auftreten von Trittbrettfahrer-Verhalten. Weil alle Endverbraucher wissen, dass sie im gleichen Umfang profitieren, wenn nur einer ihrer Nachbarn für Versorgungssicherheit zahlt, haben alle den Anreiz, ihre wahre Zahlungsbereitschaft zu verbergen.³⁶ Niemand möchte zahlen und alle hoffen auf den einen Verbraucher, welcher das Allmende Gut, in diesem Fall die Versorgungssicherheit, finanziert. Damit kommt der Markt für Versorgungssicherheit nicht zustande und kann somit auch nicht bereitgestellt werden.³⁷

31 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S. 24

32 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S. 23

33 Vgl. Joskow (2006), S. 33

34 Würde man einzelne Netzbereiche als Individuelle Akteure betrachten, wäre Versorgungssicherheit ein normales privates Gut. Sie stehen zueinander in Konkurrenz, könnten aber auch durch Abschaltung ausgeschlossen werden.

35 Vgl. Joskow (2006), S. 33

36 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S. 24

37 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S. 24

Auf der anderen Marktseite, dem Angebot, kommt das gleiche Problem in etwas veränderter Form auf. Auch Anbietern, also Kraftwerksbetreibern, entstehen durch unfreiwillige Stromausfälle externe Effekte. Weil der Markt zusammenbricht, können sie die, aufgrund hoher Nachfrage entstandenen Knappheitssituation, mit hohen Marktpreisen nicht nutzen, um Einnahmen zu generieren. Ihnen entgehen dementsprechend bei Stromausfällen Gewinne.³⁸ Sie profitieren also ebenfalls von Versorgungssicherheit im Strommarkt. Diese könnten die Anbieter erhöhen, wenn sie Kraftwerke bauen würden, die einzig die Aufgabe haben, unabhängig von ihrer Rentabilität einen Netzzusammenbruch zu verhindern. Solche Kraftwerke stellen auf der Anbieterseite allerdings ein Öffentliches Gut dar.³⁹ Zwischen den einzelnen Kraftwerksbetreibern herrscht bezüglich der Versorgungssicherheit keine Rivalität,⁴⁰ während vom Nutzen niemand ausgeschlossen werden kann. Die Kraftwerksbetreiber werden sich also ebenfalls auf die Trittbrettfahrer-Position zurückziehen und ihre wahre Zahlungsbereitschaft für solche Kraftwerke verschleiern, in der Hoffnung, dass sie ein anderer baut. Wieder wird die Versorgungssicherheit durch den Markt nicht oder nur ungenügend bereitgestellt.

Obwohl alle Akteure individuell rational handeln, also die Trittbrettfahrer-Position einnehmen, kommt es zu einem kollektiv irrationalen Ergebnis. Ein Gut, von dem alle profitieren, wird nicht bereitgestellt.

Demnach kommt es auf Strommärkten in bestimmten Situationen, wenn die Nachfrage das vorhandene Angebot übersteigt, zu Marktversagen im ökonomischen Sinne. Der Markt kann das optimale Niveau an Versorgungssicherheit nicht bestimmen bzw. anzeigen.⁴¹ Die hierbei entstandenen externen Effekte können vom Markt selbst, wenn überhaupt, nur begrenzt internalisiert werden.

2.3. Unterinvestition in Kapazitäten

Wie im vorangestellten Kapitel gezeigt, kann es unter bestimmten Umständen auf Strommärkten zu Marktversagen kommen. Übersteigt die Nachfrage das Angebot, also die vorhandenen Kapazitäten, kommt es zum Marktzusammenbruch. Damit fehlen dem Markt in diesem Zeitraum die notwendigen Informationen, um die mittel- und

38 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 117

39 Vgl. Böske (2007), S. 105

40 Im Gegenteil: Je mehr Kapazitäten sie bereitstellen, desto höher ist die Versorgungssicherheit.

41 Vgl. Joskow (2006), S. 34

langfristig optimale Menge an Kapazitäten respektive Versorgungssicherheit zu erzeugen.⁴² Da in dieser Situation die Nachfrage vollkommen unelastisch ist, kann hier der durchschnittliche Grenznutzen, also die durchschnittliche Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, nicht ermittelt werden, weil der Marktpreis gleich „null“ ist.⁴³ Die durchschnittliche Zahlungsbereitschaft der Verbraucher würde den Anbietern theoretisch anzeigen, welches Kapazitätsniveau gerade noch kostendeckend finanziert werden kann und diesbezüglich optimal ist.⁴⁴ Erzeugen sie ein geringeres Kapazitätsniveau, entgehen ihnen Gewinne. Erzeugen sie ein höheres Niveau, macht zu mindestens ein Teil der Kraftwerke Verluste. In einem wettbewerblichen Strommarkt fehlt den Anbietern allerdings ab einem bestimmten Punkt die Informationen über den „Verlauf“ der Nachfragekurve. Sie können nicht abschätzen, ob zu ihren Grenzkosten noch genügend Verbraucher bereit sind, für Strom zu zahlen, um alle Kosten zu decken. Es ist relativ unwahrscheinlich, dass dieser Markt das optimale wettbewerbliche Gleichgewicht zufällig erzeugt.⁴⁵ Die im Endeffekt geschaffene Kapazitätsleistung kann sowohl signifikant oberhalb als auch signifikant unterhalb der optimalen Gleichgewichtsmenge liegen. Dabei gibt es einige Anhaltspunkte, die dafür sprechen, dass wettbewerbliche Strommärkte dazu tendieren, zu wenig Kapazitäten zu erzeugen.⁴⁶ Sie schaffen also strukturell eine Angebotsmenge unterhalb des theoretischen optimalen Gleichgewichts.⁴⁷ Diese Anhaltspunkte werden im Weiteren erläutert.

2.3.1. Unsicherheit über die Marktentwicklung

Eine Schwierigkeit bezüglich der Investitionsentscheidung ist, dass sogenannte Spitzenlastkraftwerke⁴⁸, also Kraftwerke zur Bedienung der höchsten Nachfragespitzen über das Jahr, eben nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind. Ihre Rentabilität ist entsprechend anfällig gegenüber unerwarteten Veränderungen oder nicht prognostizierbaren Faktoren im Stromsektor.⁴⁹ Dazu gehört z.B. die nicht gleichmäßige Verteilung der Nachfragespitzen über Jahre und Jahrzehnte, welche wesentlich von

42 Vgl. Joskow (2006), S. 34

43 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 116

44 Vgl. Cramton, Stoff (2006), S. 23

45 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 117

46 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 120

47 Eine strukturell zu hohe Angebotsmenge wäre kein unproblematisch. Der Marktversagenstatbestand trifft nur bei zu geringer Angebotsmenge auf.

48 Diese sind wesentlich für die im Endeffekt installierten Kapazitätsmengen, weil sie dazu dienen die Spitzennachfragen zu bedienen. Ihre Anzahl wird also im Endeffekt das Niveau der Versorgungssicherheit determinieren.

49 Vgl. Joskow (2006), S. 43

extremen Wetterbedingungen abhängt.⁵⁰ Eine genaue Prognose der zu erwartenden Gewinne ist so durch erhebliche Unsicherheiten geprägt. Des Weiteren gehören Änderungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen und der Energiepolitik zu erheblichen Unsicherheitsfaktoren.⁵¹ Diese haben einen wesentlichen Einfluss auf den Markt, werden aber in der Regel auf kurz- oder mittelfristiger Basis entschieden, oft im Rhythmus der Wahlperioden. Der Neubau von Kapazitäten ist aber eine sehr langfristige Investition, sodass politische Veränderungen ein erhebliches Gefahrenpotential für die Investoren darstellen.⁵²

Auch opportunistisches Verhalten anderer Anbieter stellt ein explizites Problem dar. Ein Kraftwerksbau zu planen und durchzuführen nimmt mehrere Jahre in Anspruch. Gleichzeitig ist eine Investition in neue Kapazitäten umso rentabler, desto weniger andere Anbieter investieren. Denn dann ist das Angebot knapper und die Marktpreise dementsprechend höher. Dabei besteht die Gefahr, dass Anbieter wissentlich falsche Angaben machen, um die Profitabilität eigener Kraftwerke zu sichern oder zu erhöhen.^{53,54}

Die Standardlösung in der Wirtschaft zur Umgehung dieser Risiken und Unsicherheiten ist das Abschließen von langfristigen Verträgen.⁵⁵ Sie erzeugen Stabilität und vermindern das Investitionsrisiko, indem sie einen Teil dieses auf die Abnehmer übertragen.^{56,57} Die speziellen Bedingungen im Stromsektor verhindern jedoch das ausreichende Abschließen von langfristigen Verträgen, denn diese Verträge stellen unter anderem eine Investition in die eigene Versorgungssicherheit dar.⁵⁸ Ist ein Nachfrager bereit, langfristige Verträge und das entsprechende Risiko einzugehen, profitieren alle anderen Marktteilnehmer ebenfalls von der erhöhten Versorgungssicherheit. In diesem Wissen werden sich alle auf die Trittbrettfahrer-Position zurückziehen. Gleichzeitig ist auch ein langfristiger Vertrag wertlos, wenn andere keinen haben, die Kapazitätsmenge zu niedrig ist und es dementsprechend zu einem Marktzusammenbruch kommt. Physikalischer Stromhandel ist dann für alle Beteiligten nicht mehr möglich. Trotz eines

50 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 120

51 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 120

52 Vgl. Joskow (2006), S. 43

53 Sie kündigen Kraftwerksneubauten an, die sie eigentlich gar nicht bauen wollen. So halten sie andere Investoren davon ab welche zu bauen.

54 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 121

55 Vgl. Böske (2007), S. 99

56 Die Abnehmer übernehmen Risiko durch die Verpflichtung, eine bestimmte Menge zu einem bestimmten Preis zu kaufen, unabhängig von dem tatsächlichen eigenen zukünftigen Bedarf und den in der Zukunft herrschenden Marktpreisen.

57 Vgl. Böske (2007), S. 103

58 Vgl. Böske (2007), S. 106

Vertrages kann der Anbieter seiner Verpflichtung, Strom zu liefern, nicht nachkommen, selbst wenn er die Kapazitäten dafür bereithält. Dem Endverbraucher bzw. dem Versorgungsunternehmen an seiner statt kann die vertraglich festgelegte Menge nicht geliefert werden. Langfristige Verträge kommen dementsprechend im Stromsektor auch kaum bzw. in ungenügendem Maße zustande.

Das Ergebnis, welches sich aus den hier dargestellten Problemen ergibt, ist, dass Investitionen zu spät getätigt werden. Nämlich erst dann, wenn es bereits zu vermehrten Unsicherheitssituationen oder Stromausfällen gekommen ist. Erst dann herrscht genügend Klarheit darüber, dass es auf dem Strommarkt eine Angebotsknappheit gibt und neue Kraftwerke rentabel sind.⁵⁹ Aufgrund der relativ langen Planungs- und Durchführungszeit eines Kraftwerkneubaus entstehen so zwangsweise Perioden mit geringer Versorgungssicherheit und hoher Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen.⁶⁰

2.3.2. Missing Money

Neben der Unsicherheit über die Marktentwicklung gibt es noch einen anderen schwerwiegenden Aspekt, der dafür spricht, dass wettbewerbliche Strommärkte mittel- bzw. langfristig nur ungenügende Kapazitätsmengen erzeugen. Wenn die Marktpreise in Knappheitssituationen zu niedrig sind, um ein angemessenes Niveau an Neuinvestitionen zu erzeugen, spricht man vom Missing Money. Das Auftreten von Missing Money beruht auf der Annahme, dass die Marktpreise in Knappheitssituationen, wenn die vorhandenen Kapazitäten fast oder voll ausgelastet sind, durch ein Wechselspiel von Marktmacht und regulatorischem Eingreifen determiniert werden.⁶¹ Der Grund liegt darin, dass solche Knappheitssituationen für das Ausüben von Marktmacht prädestiniert sind. Ein einzelner Akteur auf der Anbieterseite hat das Potential, den Marktpreis signifikant über den eigentlichen wettbewerblichen Gleichgewichtspreis zu heben. Sind die vorhandenen Kapazitäten beispielsweise zu 95% ausgelastet, kann ein Anbieter mit einem Anteil von nur 6% der gesamten Kapazitäten das Angebot künstlich verknappt und den Marktpreis in die Höhe treiben.

⁶² Da die Nachfragekurve in dieser Situation wahrscheinlich extrem bis vollkommen unelastisch ist, können kleine Veränderungen des Angebotes durch Ausübung von Marktmacht zu erheblichen Preissprüngen führen.⁶³ Diese können um ein vielfaches

59 Vgl. Böske (2007), S. 99

60 Vgl. Böske (2007), S. 103

61 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 117

62 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 118

63 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 118

höher sein als der eigentliche wettbewerbliche Knappheitspreis. Dieses Potential führt auch auf einem liberalisierten Strommarkt zu regulatorischem Eingreifen seitens staatlicher Wettbewerbsbehörden. Es ist hier jedoch quasi unmöglich zu unterscheiden, zu welchen Teilen hohe Marktpreise auf Knappheit und zu welchen Teilen auf das Ausüben von Marktmacht zurückzuführen sind.⁶⁴ Wenn in Strommärkten typische wettbewerbspolitische Maßnahmen, wie z.B. Preisobergrenzen implementiert werden, ist es nicht klar, auf welche Höhe diese festgelegt werden sollten. Wie bereits in Kapitel 2.2 erläutert wurde, kann der optimale Gleichgewichtspreis durch die Marktperfektionen im Stromsektor in Knappheitssituationen nicht ermittelt werden. Diese Maßnahmen haben natürlich auch eine erhebliche Wirkung auf die Versorgungssicherheit. Die Höhe der so entstehenden Marktpreise haben einen signifikanten Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Anbieter und damit auf die Menge der (zukünftigen) verfügbaren Kapazitäten.⁶⁵ Liegen die Marktpreise über dem theoretischen Gleichgewichtspreis in dieser Situation, wird die auftretende Marktmacht zu wenig begrenzt und es kommt zur Überinvestition in Kapazitäten. Liegen sie dagegen unterhalb des theoretischen Gleichgewichtspreises sind die Maßnahmen zu restriktiv und es kommt zur Unterinvestition.⁶⁶ Weil das regulatorische Eingreifen zumeist aber lediglich mit Blick auf das Verhindern von Marktmacht und nicht auf das Erzeugen von angemessener Versorgungssicherheit stattfindet, kann nicht erwartet werden, dass diesbezüglich ein zufriedenstellendes Ergebnis zustande kommt.⁶⁷ Es ist eher zu erwarten, dass aufgrund der Unbeliebtheit hoher Strompreise und des daraus resultierenden gesellschaftlichen Drucks die Maßnahmen zu restriktiv angesetzt werden.⁶⁸ So stehen Politiker immer wieder unter dem Druck, sich für die aktuelle Energiepolitik rechtfertigen zu müssen, wenn es zu subjektiv zu hohen oder „ungerechten“ Strompreisen kommt. Beispielhaft hierfür sind die Diskussionen in der BRD um die durch EEG-Umlage gestiegen Strompreise.⁶⁹ Die so entstehenden zu niedrigen Knappheitspreise führen entsprechend zu ungenügenden Investitionen, um das optimale Kapazitätsniveau respektive Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Diese fehlenden Investitionen werden als

64 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 119

65 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S. 21

66 Vgl. Cramton, Ockenfels (2012), S. 119f

67 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S. 21

68 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S.8

69 Handelsblatt Online, 2013

Missing Money bezeichnet.⁷⁰

Die in diesem Kapitel zusammengestellten Argumente, dass Strommärkte dazu tendieren, eine Angebotsmenge unterhalb des theoretischen Optimums und damit das in 2.2 beschriebene Marktversagen zu erzeugen, stellen den Kern der Forderung nach Kapazitätsmechanismen dar. Die Rolle der optimalen Höhe der Angebotsmenge respektive Höhe der Versorgungssicherheit wird in Kapitel 2.4 erläutert. Inwieweit die Argumente legitim sind und als hinreichend für Kapazitätsmechanismen gelten können, wird in Kapitel 2.6 diskutiert.

2.4. Ein empirisches Beispiel: Die Kalifornische Energiekrise⁷¹

Die Kalifornische Energiekrise aus den Jahren 2000 und 2001 zeigt, dass es sich bei den Bedenken bezüglich der Versorgungssicherheit von wettbewerblichen Strommärkten durchaus um ein relevantes Problem handeln kann. Im kalifornischen Stromsektor begann die Liberalisierung in den 1990ern und trat 1998 in Kraft. Obwohl dies am Anfang gut funktionierte, entwickelte sich nach zwei Jahren eine erhebliche Krise. Über einen Zeitraum von einem Jahr kam es zu extrem hohen Strommarktpreisen, flächendeckenden Stromausfällen in ganz Kalifornien, der Zahlungsunfähigkeit mehrerer großer Versorgungsunternehmen und im Endeffekt der zeitweiligen Abschaffung des Strommarktes durch die kalifornische Regierung. Die Gründe und Ursachen für diese Krise waren sehr vielfältig. Durch die Unsicherheit über die Entwicklung des Stromsektors wurde kaum in neue Kapazitäten investiert. Gleichzeitig handelte es sich um einen extrem heißen und trockenen Sommer, wodurch das Angebot der, für Kalifornien sehr bedeutenden, Wasserkraft geringer als sonst ausfiel und die Stromnachfrage durch Klimaanlageanlagen außergewöhnlich hoch war. Zudem fielen vorhandene Kraftwerke aufgrund ihres Alters immer wieder aus. Es gibt aber auch Hinweise, dass die Anbieter ihre Marktposition genutzt haben, um das Angebot zusätzlich künstlich zu verknappen. Zudem verschärften die staatlichen Energieaufsichtsbehörden mit ihrem Handeln die Situation. Sie hatte den Strompreis für Endverbraucher aufgrund des öffentlichen Drucks auf ein relativ niedriges Niveau festgelegt, während der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt auf dem die Versorgungsunternehmen einkaufen mussten, weiterhin extrem hoch notierte. Sie

⁷⁰ Vgl. Cramton, Stoff (2006), S. 9

⁷¹ Dieser Ausschnitt folgt De Vries (2004), S. 40-54

trieben damit mehrere große Versorgungsunternehmen in die Zahlungsunfähigkeit. Auch wenn diese Krise aufgrund der speziellen Umstände der damaligen Situation nicht verallgemeinert werden kann, zeigt sie doch potentielle Schwächen und dadurch entstehende Konsequenzen respektive Kosten eines deregulierten Strommarktes auf. Die Bedenken bezüglich des Handelns der staatlichen Behörden sowie des Investitions- und Marktverhaltens der Kraftwerksbetreiber, sind, zu mindestens für den Fall Kalifornien, berechtigt gewesen.⁷²

2.5. Die optimale Versorgungssicherheit

Wie im Kapitel 2.2 gezeigt wurde, ist die Versorgungssicherheit im Stromsektor, im Gegensatz zu normalen Märkten, ein signifikantes Problem. Gleichzeitig liefert der Strommarkt aber keine Informationen zur optimalen Höhe der Versorgungssicherheit. Der Grund hierfür ist, dass sowohl die Anbieter als auch die Verbraucher dem Anreiz unterliegen, ihre wahre Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit zu verschleiern.⁷³ Um die sich daraus ergebenden Konsequenzen zu beheben, sollte dementsprechend ein Konzept gefunden werden, um die optimale Höhe der Versorgungssicherheit zu ermitteln. Da 100 prozentige Versorgungssicherheit, also eine garantierte Nachfragebefriedigung unter allen Umständen, wenn überhaupt, nur zu unakzeptablen Kosten realisierbar ist, wäre eine dementsprechende Definition nicht sinnvoll.⁷⁴ Im Weiteren soll eine weitaus sinnvollere Definition als Maßstab gelten:

„Der optimale Grad an Versorgungssicherheit ist erreicht, wenn die Kosten der Sicherstellung gleich den Kosten eines Ausfalls der Versorgung, gewichtet mit deren Eintrittswahrscheinlichkeit für eine zu betrachtende Periode, sind“⁷⁵

Die Menge der optimalen Versorgungssicherheit liegt hier also in dem Punkt, indem die Kosten zusätzlicher Versorgungssicherheit höher sind als der zusätzliche Nutzen und gleichzeitig das Verringern der Versorgungssicherheit zu höheren Nutzenverlusten als Kostengewinnen führt. Die Kosten der Versorgungsunterbrechung sind diese, welche den Verbrauchern aufgrund eines Stromausfalls entstehen.^{76,77} Sie können mit deren maximaler Zahlungsbereitschaft für Strom gleichgesetzt werden, da die Verbraucher

72 Vgl. De Vries (2004), S. 54f

73 Vgl. Joskow (2006), S. 34

74 Vgl. Böske (2007), S. 26f

75 Böske (2007), S. 29

76 Da es sich bei den externen Effekten der Anbieter „nur“ um entgangene Gewinne handelt (siehe Kapitel 2.2.2), werden diese hier nicht mit eingerechnet. Prinzipiell wäre das natürlich möglich, würde aber die Komplexität erhöhen.

77 Vgl. Böske (2007), S. 30

keine Zahlungsbereitschaft zur Verhinderung eines Stromausfalls haben werden, welche höher ist als dessen eigentliche Kosten. Die durchschnittliche maximale Zahlungsbereitschaft der Verbraucher entspricht dementsprechend den durchschnittlichen Kosten der Verbraucher durch Stromausfälle über eine gewisse Periode, beispielsweise 3 Jahre.^{78,79}

In einer Marktsituation in der die vorhandenen Kapazitäten voll ausgeschöpft sind und erste unfreiwillige Ausfälle der Stromversorgung bevorstehen oder schon stattgefunden haben, kann der Markt allein, wie in den Kapiteln 2.2.1 und 2.2.2 gezeigt, keinen optimalen wettbewerblichen Marktpreis erzeugen. In dieser Situation wäre es, in Hinblick auf die optimale Versorgungssicherheit, effizient, die Preisobergrenze auf diese maximale durchschnittliche Zahlungsbereitschaft der Verbraucher festzusetzen.⁸⁰ Die auf der Anbieterseite so erzeugte Menge an Kapazitäten würde der maximal möglichen Menge entsprechen, welche sich durch die maximale durchschnittliche Zahlungsbereitschaft der Verbraucher finanzieren lassen würde. Die so erzielte Versorgungssicherheit entspricht der optimalen Versorgungssicherheit der obigen Definition. Das Missing Money Problem wäre beseitigt. Diese Lösung wird auch als „Second Best Optimum“ bezeichnet.⁸¹ Unter den Beschränkungen des Strommarktes ist dies das beste Ergebnis, welches erreicht werden kann. Das Ergebnis auf einem theoretisch perfekt funktionierenden Strommarkt wäre aber effizienter. Denn dort würde jeder Endverbraucher entsprechend seiner eigenen Zahlungsbereitschaft Strom konsumieren. Im „Second Best Optimum“ gibt es dagegen nur eine im Durchschnitt optimale Lösung. Das heißt, es gibt sowohl Verbraucher, deren Zahlungsbereitschaft unter diesem Durchschnittswert liegt, die zu diesem Preis also eigentlich gar keinen Strom mehr konsumieren wollten. Zudem gibt es Verbraucher, deren eigene Zahlungsbereitschaft über diesem Wert liegt, die also gerne noch mehr Versorgungssicherheit hätten.⁸² Wegen der Unfähigkeit der Netzbetreiber die Stromzufuhr an individuelle Endverbraucher zu regeln, ist diese Differenzierung jedoch nicht möglich.

Das praktische Problem ist, welches sich bei diesem theoretischem Ansatz allerdings ergibt, dass die Kosten eines Stromausfalls nicht sinnvoll gemessen werden können. Sie

78 Da Stromausfälle (zu mindestens in entwickelten Ländern) nur sehr sporadisch auftreten, ist es notwendig, einen Durchschnitt über einen sinnvoll gewählten Zeitraum zu bilden.

79 Vgl. Stoft (2002), S. 156

80 Vgl. Stoft (2002), S. 159

81 Vgl. De Vries (2004), S. 72

82 Vgl. De Vries (2004), S. 71f

sind jeweils abhängig von den betroffenen Verbrauchern, dem Zeitpunkt und der Dauer des Ausfalls.⁸³ Für ein Unternehmen ist ein Stromausfall beispielsweise kostspieliger als für einen privaten Verbraucher. Aber auch unterschiedlichen privaten Verbrauchern entstehen unterschiedlich hohe Kosten. Ebenfalls ist entscheidend, ob der Stromausfall tagsüber oder nachts, in der Woche oder am Wochenende entsteht. Zudem sind die Kosten während der Dauer des Ausfalls nicht gleich verteilt. Da das Messen der Kosten aber notwendig wäre, um die optimale Höhe der Versorgungssicherheit zu ermitteln, bleibt diese also ein theoretisches Konstrukt, welches sich nicht eins zu eins in der Realität umsetzen lässt. Dennoch können so einige Anhaltspunkte bezüglich des optimalen Niveaus der Versorgungssicherheit geschaffen werden.⁸⁴

2.6. Diskussion über staatliche Eingriffe

Wie bereits erwähnt, ist Marktversagen eine notwendige ökonomische Voraussetzung für das sinnvolle Eingreifen des Staates in das Marktgeschehen. Die hinreichende Bedingung wäre zudem, dass der Staat ein besseres Ergebnis erzeugen kann, als der Markt mit seinen Defekten.⁸⁵ Während in der ökonomischen Debatte zu den Kapazitätsmechanismen relative Einigkeit herrscht, dass die Ursachen des in Kapitel 2.1 beschriebenen Marktversagens auf Strommärkten tatsächlich existieren, besteht keine Einigkeit bezüglich der daraus resultierenden Konsequenzen. Somit ist nicht klar, ob aus den besonderen Strukturen eines Stromsektors tatsächlich die Unterinvestitionsproblematik, wie in 2.2 beschrieben, resultiert. Zum einen gibt es die Auffassung, dass die beschriebenen Ursachen nicht ausreichend ausgeprägt sind, um tatsächlich zu wenig Versorgungssicherheit zu erzeugen. Das heißt, dass die vorhandene Nachfrageelastizität durchaus ausreichend ist bzw. das Missing Money Problem in dieser Form überhaupt nicht auftritt.⁸⁶ Zum Teil wird auch argumentiert, dass gerade das Eingreifen des Staates durch regulatorische Maßnahmen die Probleme erzeugt und dementsprechend weniger Regulierung statt mehr, z.B. durch Kapazitätsmechanismen, notwendig wäre.⁸⁷ Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass externe Effekte von Stromausfällen überbewertet werden und in der Realität wesentlich niedriger ausfallen.⁸⁸ Damit würden den Kapazitätsmechanismen die entscheidende Grundlage fehlen, da sie die Kosten für

83 Vgl. Stoft (2002), S. 156

84 Vgl. Stoft (2002), S. 159

85 Vgl. Roth (2011), S. 149f

86 Vgl. Müsgens, Peek (2011), S. 579

87 Vgl. Müsgens, Peek (2011), S. 581

88 Vgl. Müsgens, Peek (2011), S. 580

die Verbraucher steigern würden, statt sie zu senken. Zuletzt gibt es auch den Standpunkt, dass es wesentlich effizienter wäre, das Design der wettbewerblichen Strommärkte zu verändern, als gleich einen Kapazitätsmechanismus zu implementieren. So könnten die Marktdefekte auf ein erträgliches Maß minimiert werden, ohne dass die Kosten und der Aufwand eines Kapazitätsmechanismus notwendig wären.⁸⁹ Zusammengefasst kann gesagt werden, dass es zum einen kritische Stimmen bezüglich des tatsächlichen Auftretens von Marktversagen gibt. Zum anderen wird teilweise angezweifelt, dass der Staat über einen Kapazitätsmechanismus in der Lage ist, ein effizienteres Ergebnis als einen wettbewerblichen Strommarkt zu erzeugen.

Nichtsdestotrotz gibt es auf verschiedenen Strommärkten Hinweise auf ein ungenügendes Level an Versorgungssicherheit. Unabhängig davon, ob diese berechtigt sind oder nicht, führen sie zu Bedenken, sowohl bei Ökonomen also auch bei Marktteilnehmern und Politikern.⁹⁰ Dementsprechend ist eine Beschäftigung mit Kapazitätsmechanismen in jedem Fall sinnvoll. Für die weitere Analyse in dieser Arbeit wird angenommen, dass die wettbewerblichen Strommärkte tatsächlich dazu tendieren, eine ungenügende Menge an Kapazitäten zu erzeugen.

3. Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmechanismen im Stromsektor dienen generell der Erhöhung und Sicherung der mittel- bis langfristigen Versorgungssicherheit.⁹¹ Ihr Ziel ist es, einen institutionellen Rahmen zu schaffen, der neben dem normalen Strommarkt zusätzlich Kapazitäten schafft und das Bereitstellen von Stromgenerationsmöglichkeiten auf Basis marktwirtschaftlicher Anreize vergütet.⁹² Die so geschaffenen Mechanismen sollten mittel- und langfristig die Menge der vorhandenen Kapazitäten erhöhen und ein Niveau an Versorgungssicherheit schaffen, das sich möglichst nahe dem theoretischen Optimum befindet. Die wettbewerbliche Ausgestaltung der kurzfristigen Strommärkte, beispielsweise der täglichen Strombörse, sollten dabei möglichst uneingeschränkt weiter funktionieren können.

Die Gemeinsamkeit aller Kapazitätsmechanismen besteht darin, dass eine bestimmte Kapazitätsmenge vorgegeben wird.⁹³ Dabei wird versucht, diese Menge so festzulegen, dass mit dieser möglichst das optimale Niveau an Versorgungssicherheit, wie in Kapitel

89 Vgl. Hogan (2005), S. 34

90 Vgl. Joskow (2006), S. 1

91 Vgl. Tietjen (2012), S. 16

92 Vgl. Achner et al. (2011), S. 34

93 Vgl. Tietjen (2012), S. 15

2.4 beschrieben, erzeugt wird. Die Festlegung erfolgt dabei durch einen staatlichen oder unabhängigen Akteur bzw. Experten. Die genauen Eigenschaften dieses Akteurs sollen hier im Weiteren keine Rolle spielen.⁹⁴ Es ist jedoch offensichtlich, dass Kapazitätsmechanismen generell nicht das Problem der optimalen Versorgungssicherheit lösen können. Genauso wie der Markt diese Niveau nicht determinieren kann, ist das auch keinem anderen Akteur möglich. Es besteht aber der Vorteil, dass der staatliche Akteur hier nicht wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben, die Kapazitäten determinierenden Parameter ausschließlich indirekt mit Blick auf Marktmacht und Wettbewerb setzt, sondern die Versorgungssicherheit als oberste Prämisse in seine Entscheidungen einbezieht. Bezüglich der Versorgungssicherheit kann so zwar immer noch kein optimales aber immerhin, im Vergleich zu dem in Kapitel 2.3.2 beschriebenen Szenario, besseres Ergebnis erwartet werden.⁹⁵

Dagegen können Kapazitätsmechanismen potentiell sehr gut die in Kapitel 2.3.1 beschriebenen Auswirkungen der Unsicherheit über zukünftige Marktentwicklungen beseitigen. Ihre Aufgaben bestehen unter anderem auch darin, frühzeitig Investitionssignale zu senden,⁹⁶ die langfristige Planungssicherheit der Anbieter zu steigern und soweit möglich, die Preiselastizität der Nachfrage zu erhöhen.⁹⁷ Insbesondere die ersten zwei Punkte, verlässliche Investitionssignale frühzeitig anzuzeigen und die Planungssicherheit zu erhöhen, sind in Anbetracht der langen Planungs- und Bauzeiten neuer Kapazitäten respektive Kraftwerke eine der wesentlichsten Aufgaben.

Bei der Auswahl und Betrachtung von Kapazitätsmechanismen können generell angebotsseitige und nachfrageseitige, wie auch preisbasierte und mengenbasierte Mechanismen unterschieden werden. Angebotsseitige Mechanismen sind die klassischen Mechanismen zur Schaffung neuer physikalischer Stromerzeugungs-Kapazitäten, während nachfrageseitige Mechanismen die Schaffung von Kapazitäten über freiwilligen Stromverzicht forcieren. Sie dienen allgemein der Erhöhung der Preiselastizität der Nachfrage.

Ein weiteres allgemeines Unterscheidungsmerkmal ist, ob der Mechanismus über eine Mengenvorgabe oder über eine Preisvorgabe operiert. Bei preisbasierten Mechanismen

94 Es handelt sich hier nicht um den „allwissenden Planer“ der Wohlfahrtsökonomik, sondern vielmehr um eine staatliche oder staatsnahe Behörde, Einrichtung, o.ä. mit dem Ziel, das optimale Niveau an Versorgungssicherheit zu schaffen.

95 Vgl. Cramton, Stoft (2006), S. 29

96 Früher als rein wettbewerbliche Strommärkte.

97 Vgl. De Vries (2007), S. 23f

gibt ein staatlicher Akteur in der Regeln einen Preis vor oder setzt einen in bestimmter Höhe festgelegten finanziellen Anreiz zur Bereitstellung von Kapazitäten.⁹⁸ Auf diese Art und Weise soll die gewünschte Menge an Kapazitäten herbeigeführt werden. Im System mengenbasierter Mechanismen gibt ein staatlicher Akteur dagegen die geforderte Menge an gewünschten Kapazitäten direkt vor und lässt den Markt, bzw. die Marktteilnehmer durch einen Wettbewerbsprozess über den entsprechenden Kapazitätspreis entscheiden.⁹⁹

Im Weiteren werden die grundlegenden Ausgestaltungsmerkmale von preis- und mengenbasierten Kapazitätsmechanismen erläutert. Sie stellen die Grundgerüste der bis heute tatsächlich implementierten Mechanismen dar. Nachfrageseitige Mechanismen werden im Folgenden nicht thematisiert.

3.1. Preisbasierte Kapazitätsmechanismen

Es gibt im Allgemeinen zwei verschiedene Arten von Preismechanismen, welche in den folgenden Unterkapiteln erläutert werden. Zum einen sogenannte Administrative Zahlungen, zum anderen das Anschaffen von Reserven seitens eines unabhängigen Netzbetreibers,¹⁰⁰ sogenannte Operative oder Strategische Reserven. Während Administrative Zahlungen direkt über Zahlungen für Kapazitäten, also einer Subvention, wirken, erzeugen die Strategische und Operative Reserve das gewünschte Kapazitätsniveau über Preisobergrenzen und einer entsprechenden Kapazitätsreserve.¹⁰¹ Generell muss der staatliche Akteur auch bei allen preisbasierten Kapazitätsmechanismen die optimale bzw. gewünschte Menge an Kapazitäten vorgeben. Wie bereits erwähnt, ist es aber weder dem Markt noch dem staatlichen Akteur möglich, diese Zahlungsbereitschaft bzw. die damit korrespondierende optimale Kapazitätsmenge genau zu determinieren oder zu berechnen. Da der staatliche Akteur bei seinen Entscheidungen aber, im Gegensatz zum Szenario ohne Kapazitätsmechanismus, die Versorgungssicherheit als oberste Prämisse im Blick hat, kann erwartet werden, dass es zu einem verbesserten Ergebnis kommt. Im Gegensatz zu den mengenbasierten Mechanismen soll das optimale Kapazitätsniveau aber nicht über eine direkte Mengenvorgabe, sondern über Anreize durch Preise erzeugt werden. Zwar

98 Vgl. Tietjen (2012), S. 15

99 Vgl. De Vries (2007), S. 26

100 Er wird damit von dem entsprechenden staatlichen Akteur beauftragt. Unabhängig soll heißen, dass er sich gegenüber den Marktteilnehmern im Stromsektor, allen voran den Versorgungsunternehmen und Kraftwerksbetreibern, neutral verhält und staatliche Vorgaben umsetzt.

101 Vgl. Tietjen (2012), S. 16

ist die Festlegung der Menge der Kapazitäten in den Reserven eine Mengenvorgabe, die Kapazitätsmenge, die vom Strommarkt selbst geschaffen wird, ist jedoch abhängig von der gewählten Höhe der Preisobergrenze. Sie stellt also das Signal für Neuinvestitionen dar und determiniert diese entsprechend. Zudem haben diese Preisobergrenzen, zumindest bei den Operativen Reserven, die Aufgabe, eine zukünftige Knappheitssituation rechtzeitig aufzuzeigen. Obwohl die Reserve-Mechanismen also auch eine direkte Mengenvorgabe enthalten, werden sie zu den preisbasierten Mechanismen gezählt.¹⁰²

3.1.1. Administrative Zahlungen

Als Administrative Zahlungen bezeichnet man simple Geldüberweisungen an Kraftwerksbetreiber einzig für das Bereitstellen von Kapazitäten. Also eine Zahlung bzw. Subvention pro Einheit Kapazität. Die Höhe der Administrativen Zahlungen werden von einem staatlichen Akteur bestimmt.¹⁰³ Der Mechanismus der Administrativen Zahlungen wurde bereits u.a. in Spanien, Irland und Chile eingesetzt.¹⁰⁴ Durch die Subvention von Kapazitäten sollen die Fixkosten für Kraftwerke verringert werden, sodass sich die Menge der verfügbaren mittel- bis langfristig Kapazitäten erhöht. Das Prinzip dahinter ist, dass durch die Senkung der Fixkosten die Gesamtkosten und das Investitionsrisiko für die Anbieter sinkt und diese dadurch auch Anlagen bauen, die sie sonst aufgrund der Kosten und hoher Unsicherheiten nicht gebaut hätten. Zudem soll durch die Subventionen die geringeren Einnahmen ausgeglichen werden, die dadurch entstehen, dass eine höhere Kapazitätsmenge zu langfristig niedrigeren Durchschnittspreisen am Strommarkt führen.¹⁰⁵ Des Weiteren werden Administrative Zahlungen oft als Kompensation für Preisobergrenzen im Strommarkt eingeführt.¹⁰⁶ Mit diesen soll beispielsweise das Ausüben von Marktmacht verhindert werden. Die Zahlungen sollen die Kraftwerksbetreiber quasi unabhängig von dem Auftreten sehr hoher Preisspitzen zur Finanzierung ihrer Investitionskosten machen. Gibt es im Markt eine Preisobergrenze sind diese nicht mehr vorhanden.¹⁰⁷

Die Vorteile von Administrativen Zahlungen sind die geringe Komplexität und einfache Implementierbarkeit. Inwiefern sie jedoch zu einem besseren Ergebnis führen, als ein

102Vgl. De Vries (2007), S. 25

103Vgl. De Vries (2007), S. 24

104Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 4

105Vgl. De Vries (2004), S. 110

106Vgl. De Vries (2007), S. 24

107Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 4

normaler wettbewerblicher Strommarkt; ist fraglich. Theoretisch kann das Investitionsrisiko verringert werden, wenn die festgelegten bzw. garantierten Zahlungszeiträume genügend lang sind.¹⁰⁸ Sind die Zeiträume zu kurz gewählt, reichen sie nicht aus, um das Risiko langfristiger Investitionen signifikant zu reduzieren. Erkennt der staatliche Akteur Kapazitätsengpässe rechtzeitig, könnte er auch z.B. dementsprechend rechtzeitig die Zahlungen erhöhen und so für frühzeitige Investitionsanreize sorgen. Es besteht allerdings kein Grund zur Annahme, dass der staatliche Akteur dies besser kann als der Markt, auch wenn dieser mit Fehlern behaftete ist. Genauso wie diesem fehlen auch dem staatlichen Akteur ein Teil der relevanten Informationen. Ein weiteres Problem besteht darin, dass man mittels Preismechanismus nur ungenügend genau eine bestimmte Menge an Kapazitätsneubauten fördern kann.¹⁰⁹ Die Administrativen Zahlungen machen Investitionen attraktiver und man kann mit relativer Sicherheit davon ausgehen, dass dadurch die Menge an Investitionen im Vergleich zu einem Szenario ohne Zahlungen steigen werden. Es ist allerdings nur schwer abschätzbar, wie hoch die Steigerung ausfallen wird. Dafür spielen zu viele unbekannte Faktoren, wie Risikobereitschaft der Investoren, Kapitalmarktbedingungen, etc. eine Rolle. Zudem muss, wenn eine Preisobergrenze eingeführt wird und die Auswirkungen dieser ausgeglichen werden sollen, antizipiert werden, um wie viel dadurch Investitionen in Kraftwerke unattraktiver werden. Dies muss dann durch die Administrativen Zahlungen ausgeglichen werden. Dadurch ist die Bestimmung der Administrativen Zahlungen noch schwieriger. Eine ökonomische Rechtfertigung für die Höhe der Zahlungen ist damit kaum möglich.¹¹⁰

3.1.2. Strategische Reserven

Der Kapazitätsmechanismus der Strategischen Reserve beruht auf dem Aufbau von „Notfall“-Reserven, z.B durch einen unabhängigen Netzbetreiber.¹¹¹ Die allgemeine Funktionsweise der Strategischen Reserve beruht darauf, dass beispielsweise ein unabhängiger Netzbetreiber in Zeiten, in denen ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, eine bestimmte Menge an Kapazitäten aus dem Strommarkt entzieht. Er kann diese Kapazitäten beispielsweise leasen oder kaufen. Ist niemand der Betreiber willens, Kapazitäten für einen angemessenen Preis anzubieten, kann der unabhängige

108Vgl. De Vries (2007), S. 24

109Vgl. De Vries (2007), S. 24

110Vgl. De Vries (2004), S. 110

111Vgl. De Vries (2007), S. 25

Netzbetreiber alternativ auch eigene Kraftwerke bauen und betreiben.¹¹² Entscheidend hierbei ist, dass diese Kapazitäten dem normalen Marktprozess im Stromsektor erst einmal nicht oder nicht mehr zur Verfügung stehen. Sie werden nicht mehr nach der Grenzkosten-Reihenfolge¹¹³ in das Netz geschaltet, sondern nur in „Notfällen“, also wenn die Gefahr eines Stromausfalls besteht.

Wann der Fall eintritt, dass die Reserven zur Stromgenerierung zum Markt zugeschaltet werden, ist klar definiert und wird von einem staatlichen Akteur festgelegt. In der Regel werden diese Strategischen Reserven ab einem bestimmten, mindestens über den Grenzkosten des „letzten“ im Strommarkt befindlichen Spitzenlastkraftwerks liegenden, Marktpreis zugeschaltet.¹¹⁴ Dieser festgelegte Preis wird als Ausführungspreis der Reserve bezeichnet. Die Folge ist, dass der unabhängige Netzbetreiber auf diese Art und Weise auf dem Strommarkt einen künstlichen Kapazitätsengpass erzeugt, da die Reserve-Kapazitäten bis zu der klar festgelegten Grenze glaubhaft dem Markt entzogen sind. Dadurch sollten durch die erzeugte Knappheit genügend Anreize geschaffen sein, um neue Kraftwerksinvestitionen durch die Marktanbieter zu schaffen.¹¹⁵

Die gesamte Kapazität entspricht also der Kapazität im Strommarkt plus der Kapazitäten der Strategischen Reserve. Wie hoch die gesamte Kapazitätsmenge genau ausfällt, ist abhängig von der Menge der Kapazitäten in der Reserve und dem Ausführungspreis, ab dem die Reserve zum normalen Strommarkt zugeschaltet wird. Denn der Ausführungspreis stellt gleichzeitig die Preisobergrenze im Markt dar.¹¹⁶ Sind die im Markt befindlichen Kapazitäten voll ausgelastet und sollte die Nachfrage gleichzeitig weiter ansteigen, kommt es nicht zum Stromausfall. Stattdessen steigt der Marktpreis bis er den Ausführungspreis der Reserve erreicht hat. Ab diesem Moment wird die Reserve eingeschaltet und erhöht das Angebot, sodass die steigende Nachfrage ausgeglichen wird. Dadurch kommt es zu keiner weiteren Erhöhung des Marktpreises.¹¹⁷ Damit determiniert der Ausführungspreis als Preisobergrenze im Strommarkt gleichzeitig welche Kapazitätsmenge im Strommarkt geschaffen wird.¹¹⁸ Beides,

¹¹²Vgl. De Vries (2007), S. 25

¹¹³Die sogenannte Merit-Order: Bei steigender Nachfrage werden die Kraftwerke mit den jeweiligen niedrigsten Grenzkosten zugeschaltet, um diese zu bedienen. Das zuletzt zugeschaltete Kraftwerk ist mit seinen Grenzkosten jeweils Preis setzend.

¹¹⁴Liegt er unter diesen Grenzkosten, wäre dieses Kraftwerk nicht rentabel und würde aus dem Markt ausscheiden.

¹¹⁵Vgl. De Vries (2007). S. 25

¹¹⁶Vgl. De Vries (2007). S. 25

¹¹⁷Vorerst Sollte die Nachfrage zudem weiter steigen und eventuell höher sein als die Gesamtkapazität (Markt- plus Reservekapazität) würde in dem Moment auch der Preis über den Ausführungspreis steigen. Es käme dann zu Stromausfällen.

¹¹⁸Vgl. De Vries (2004). S. 112

Ausführungspreis und Menge der Reserve, wird vom staatlichen Planer festgelegt und bedingen einander.¹¹⁹ Sie sollten so gewählt werden, dass sie möglichst die berechnete bzw. vorgegebene optimale gesamte Kapazitätsmenge erzeugen.

Im Idealfall sollten die Neuinvestitionen im Strommarkt nach dem Entziehen der Strategischen Reserve aus dem Strommarkt gleich der Höhe der entzogenen Kapazitäten sein.¹²⁰ Das alte Kapazitätsniveau des Marktes vor Eingreifen des unabhängigen Netzbetreibers wäre wieder erreicht. Da in diesem Fall aber zusätzlich die Kapazitäten der Strategischen Reserve vorhanden sind, ist das Niveau der Versorgungssicherheit gestiegen.

Dient die Reserve ausschließlich als „Notfall“-Reserve, um Ausfälle der Stromversorgung zu verhindern, wäre es optimal, den Ausführungspreis auf die maximale durchschnittliche Zahlungsbereitschaft der Verbraucher zu setzen.¹²¹ Die Strategische Reserve des unabhängigen Netzbetreibers müsste dann in Höhe der Differenz zwischen der optimalen Gesamtkapazität, also der Kapazitätsmenge, welche ein perfekt funktionierender wettbewerblicher Strommarkt erzeugen würde und der tatsächlichen im Markt befindlichen festgelegt werden.^{122,123} So würde die in Kapitel 2.4 definierte optimale Versorgungssicherheit erreicht.

Der staatliche Planer kann den Ausführungspreis aber auch unterhalb der von ihm berechneten maximalen durchschnittlichen Zahlungsbereitschaft der Verbraucher setzen. Der niedrigere Ausführungspreis schafft eine geringere Kapazitätsmenge im Strommarkt, da damit der durchschnittliche Marktpreis sowie die Preisobergrenze sinkt. Insbesondere die Rentabilität von Spitzenlastkraftwerken ist so nur noch begrenzt vorhanden. Wählt der staatliche Akteur einen solchen Preis, muss er also, um die geringere Kapazitätsmenge im Strommarkt auszugleichen, entsprechend die Menge der Reserve-Kapazitäten nach oben korrigieren.¹²⁴ Sie muss dann einen Teil der Spitzennachfrage bedienen.

Der staatliche Akteur muss die Interdependenz zwischen Preisobergrenze und benötigter Reserven aus der Lastkurve¹²⁵ vergangener Jahre ableiten. Aber auch hier gilt: Es ist

119Vgl. De Vries (2007). S. 25

120Vgl. De Vries (2007). S. 25

121Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 8

122Ist der Ausführungspreis gleich der maximalen durchschnittlichen Zahlungsbereitschaft der Verbraucher wurde lediglich das Missing Money Problem vollständig gelöst. Die in Kapitel 2.3.1 aufgeführten Probleme sind dadurch aber nicht komplett beseitigt.

123Vgl. De Vries (2007), S. 25

124Vgl. De Vries (2004), S. 112

125Die Lastkurve zeigt die nachgefragte Strommenge in einem Zeitverlauf über einen bestimmten Zeitraum, z.B. ein Jahr. Anhand dieser Kurve kann man ablesen, wie oft die Kapazitäten in einem

keine genaue Berechnung sondern nur eine Schätzung möglich.¹²⁶ Die Rolle des unabhängigen Netzbetreibers würde damit steigen, da die Reserve-Kapazitäten nun öfter zum Einsatz kämen. Die Strategische Reserve wurde bis jetzt beispielsweise in Schweden, Frankreich oder Neuseeland eingesetzt.¹²⁷

3.1.3. Operative Reserven

Operative Reserven funktionieren generell ähnlich wie Strategische Reserven. Der Unterschied ist, dass bei einem System mit Operativen Reserven der unabhängige Netzbetreiber keine eigenen Kraftwerke durch Leasen, Kaufen oder Bauen betreibt. Stattdessen „organisiert“ er sich z.B. täglich eine bestimmte Kapazitätsmenge am Markt, beispielsweise durch eine Auktion.¹²⁸ Dies macht er aber nicht, um die Kapazitäten, wie bei der Strategischen Reserve, einzusetzen, sondern einzig, um sie dem Markt zu entziehen. Die Anbieter haben also die Möglichkeit, Strom am Strommarkt oder Kapazitäten an den unabhängigen Netzbetreiber zu verkaufen. Dabei hat dieser eine bestimmte maximale Zahlungsbereitschaft, welche, genau wie die Höhe der Operativen Reserve, von einem staatlichen Akteur festgelegt wird.¹²⁹ Diese maximale Zahlungsbereitschaft sollte dabei wieder mindestens über den Grenzkosten des „letzten“ im Strommarkt befindlichen Spitzenkraftwerkes liegen und ist allen Marktteilnehmern bekannt.¹³⁰

Ist aufgrund relativ geringer Nachfrage die Menge der im Strommarkt nicht genutzten Kapazitäten höher als die vorgegebene Menge der Operativen Reserve, wird sich der Preis, welcher der unabhängige Netzbetreiber für die Reserve zahlen muss, bei den Bereitstellungskosten des teuersten noch an die Reserve verkaufenden Kraftwerks einpendeln.^{131,132} Dies resultiert daraus, dass die Betreiber untereinander im Wettbewerb um die Kapazitätzahlungen respektive Zahlungen der Operativen Reserve stehen. Ist die Nachfrage im Strommarkt dagegen relativ hoch und die im Strommarkt nicht ausgelastete Kapazitätsmenge niedriger als die vorgegebene Höhe der Operativen Reserve, wird der Preis für diese auf die maximale Zahlungsbereitschaft des

Zeitraum mit einer bestimmten Höhe ausgelastet waren.

126Vgl. De Vries (2007), S. 25

127Vgl. Süßenbacher (2011), S. 3

128Vgl. De Vries (2007), S. 26

129Vgl. De Vries (2007), S. 26

130Vgl. De Vries (2004), S. 117

131Wie im Strommarkt bekommen alle Kapazitäten den gleichen Preis, wobei das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten (hier Grenzkosten der Bereitstellung), welches noch in die Reserve verkaufen konnte, Preis setzend ist. Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser Preis extrem niedrig liegt.

132Vgl. De Vries (2004), S. 117

unabhängigen Netzbetreibers steigen.¹³³ Da dieser eigentlich Kapazitäten in der vorgegebenen Höhe der Operativen Reserve kaufen möchte, wird er den Preis bis zu seiner maximalen Zahlungsbereitschaft erhöhen. In jeder Situation, in der dies der Fall ist, wird der Preis auf dem Strommarkt automatisch gleich der maximalen Zahlungsbereitschaft des unabhängigen Netzbetreibers sein. Die Höhe dieser stellt dementsprechend gleichzeitig die Preisobergrenze für den Strommarkt dar.¹³⁴ Wäre der Preis am Strommarkt niedriger, würden die Kraftwerksbetreiber einfach an die Operative Reserve, statt dem Markt verkaufen.¹³⁵ Übersteigt der Preis auf dem Strommarkt diese maximale Zahlungsbereitschaft, werden Anbieter, die vorher an die Reserve verkauft haben, nun am Strommarkt verkaufen.¹³⁶ Durch den Arbitrage-Effekt wird der Strommarktpreis also so lange auf Höhe der maximalen Zahlungsbereitschaft bleiben, wie noch Kapazitäten in der Reserve sind bzw. die Reserve nicht bis zur vorgegebenen Menge „aufgefüllt“ werden kann.¹³⁷ Erst wenn die Nachfrage so weit steigt, dass auch in der Reserve keine Kapazitäten mehr vorhanden sind, kommt es zu Ausfällen der Stromversorgung.

Das Wirkungsprinzip der Operativen Reserve beruht auf der künstlichen Verknappung der Kapazitäten. Durch den „Entzug“ der Reserve-Kapazitäten aus dem normalen Strommarkt treten künstliche Knappheitssituationen mit Preisspitzen zeitlich vor einer tatsächlichen Knappheit auf. Auf dieses frühzeitige Investitionssignal können die Anbieter rechtzeitig reagieren und beginnen neue Kapazitäten aufzubauen.¹³⁸ Ist die maximale Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers sowie die Menge der Operativen Reserve angemessen gewählt, können die Neubauten fertiggestellt werden, bevor es zu einer tatsächlichen Knappheit gekommen wäre.¹³⁹

Die gesamte so erzeugte Kapazitätsmenge sollte der berechneten bzw. gewünschten optimalen Menge entsprechen. Die Schwierigkeit besteht auch hier in der Bestimmung der optimalen Werte für die Menge der Operativen Reserve sowie der maximalen Zahlungsbereitschaft des unabhängigen Netzbetreibers. Die maximale Zahlungsbereitschaft hat die gleiche Funktion wie der Ausführungspreis der

133Vgl. De Vries (2004), S. 117

134Vgl. De Vries (2007), S. 26

135In dem Moment, in dem die freie Kapazität im Strommarkt nicht mehr ausreicht, um die Operative Reserve aufzufüllen, der Preis dieser also auf die maximale Zahlungsbereitschaft steigt, steigt durch den Arbitrage-Effekt auch auf dem Strommarkt der Preis automatisch auf die maximale Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers.

136Vgl. De Vries (2004), S. 116

137Vgl. De Vries (2004), S. 116

138Vgl. De Vries (2004), S. 116

139Vgl. De Vries (2004), S. 117

Strategischen Reserve, muss also ebenfalls entsprechend mit Bedacht gewählt werden. Als Preisobergrenze im Markt determiniert sie dort die installierte Kapazitätsmenge.¹⁴⁰ Der entscheidende Unterschied zur Strategischen Reserve besteht darin, dass der unabhängige Netzbetreiber keine eigenen Kraftwerke betreibt und die Operative Reserve einen zeitgerechten Investitionsanreiz erzeugt. Zudem handelt es sich bei der Entscheidung zwischen Marktverkauf und Reserveverkauf um eine Marktentscheidung. Nicht der unabhängige Netzbetreiber bestimmt direkt¹⁴¹ wann bestimmte Kapazitäten in der Reserve sind oder im Strommarkt verkauft werden, sondern die Kraftwerksbetreiber selbst.¹⁴² Anwendung findet die Operative Reserve z.B. in Norwegen und einigen Strommärkten im Nord-Osten der USA.¹⁴³

3.2. Mengenbasierte Kapazitätsmechanismen

Die mengenbasierten Kapazitätsmechanismen gehen die Problematik der Versorgungssicherheit direkt an. Die Menge an verfügbaren Kapazitäten im Strommarkt wird hier direkt von einem staatlichen Akteur vorgeben und die Pflicht zur Bereitstellung dieser zwischen den Marktseiten verteilt. Der Preis für die Bereitstellung der festgelegten Kapazitätsmenge wird über ein Kapazitätsmarkt bestimmt.¹⁴⁴ Die Kraftwerksbetreiber erhalten also zum einen Kapazitätzahlungen aus dem Kapazitätsmarkt sowie Erlöse aus dem Verkauf des Stroms am Strommarkt. Im Detail unterscheiden sich die einzelnen mengenbasierten Mechanismen darin, in welchem genauen Marktverfahren der Preis für die Kapazitäten bestimmt wird und wie die entsprechenden Anreize und Verpflichtungen zwischen den Marktseiten aufgeteilt sind. Generell wird, wie bei den anderen Mechanismen ebenfalls, von einem staatlichen Akteur die optimale in der Zukunft installierte Menge an Kapazitäten bestimmt. Es ist nicht zu erwarten, dass der staatliche Akteur genau die theoretisch optimale Menge schätzt bzw. berechnet. Wie aber bereits erläutert wurde, kann davon ausgegangen werden, dass das Ergebnis mit Blick auf Versorgungssicherheit besser ausfällt, als dies auf einem normalen wettbewerblichen Strommarkt mit seinen Defekten der Fall gewesen wäre.

Der staatliche Akteur verpflichtet bzw. beauftragt ex-ante entweder bestimmte Marktteilnehmer oder einen unabhängigen Dritten, beispielsweise einen unabhängigen

140Vgl. De Vries (2004), S. 117

141Lediglich indirekt durch seine maximale Zahlungsbereitschaft.

142De Vries (2007), S. 26

143Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 3

144Vgl. De Vries (2007), S. 26

Netzbetreiber, die von ihm festgelegt Kapazitätsmenge zu sichern.¹⁴⁵ Dies kann je nach genauer Ausgestaltung über Optionen, langfristige Verträge oder anderen Maßnahmen geschehen. Der zeitliche Vorlauf sollte dabei so gewählt sein, dass ausreichend Zeit besteht, um eventuell neue Kapazitäten zu planen und zu bauen.¹⁴⁶ Die tatsächliche Bereitstellung der Kapazitäten wird also dadurch abgesichert, dass sich die Kraftwerksbetreiber das Vorhandensein ihrer Kapazitäten in einer bestimmten Periode in der Zukunft über einen Kapazitätsmarkt vergüten lassen. Zum einen sollte so die Finanzierung gesichert sein, zum anderen gehen die Kraftwerksbetreiber natürlich auch die Verpflichtung ein, die verkaufte Kapazitätsmenge zum geforderten Zeitpunkt tatsächlich installiert zu haben.¹⁴⁷ Der Zeitraum der Absicherung sollte, um ein angemessenes Maß an Investitionsanreizen bereitzustellen, mit Blick auf die Lebensdauer von Kraftwerken lang genug gewählt sein. Durch die Einnahmen vom Kapazitätsmarkt sollten die Anbieter einen Großteil ihrer Fixkosten decken können.¹⁴⁸ Da sich so ihr Investitionsrisiko deutlich verringert, sollten sie in der Lage sein, die Menge der verkauften Kapazitäten zu dem geforderten Zeitpunkt tatsächlich bereitzuhalten.

Sind zur Zeit der Festlegung der Kapazitätsmenge für die Zukunft nicht genügend Kapazitäten vorhanden, um diese zu decken, werden die Preise für die Kapazitäten entsprechend steigen und so die notwendigen Neuinvestitionen ermöglichen. Stehen bereits genügend Kapazitäten bereit, fällt entsprechend auch der Preis für diese auf dem Kapazitätsmarkt.¹⁴⁹ Wenn der Kapazitätsmarkt zeitlich wesentlich vor dem Strommarkt stattfindet, ist genügend Zeit übrig, um rechtzeitig in neue Kapazitäten zu investieren. Eine Knappheitssituation im Strommarkt würde sich also mit entsprechenden Vorlauf auf dem Kapazitätsmarkt abzeichnen.¹⁵⁰ Die Kosten der Kapazitätszahlungen werden mittels des Strompreises auf die Endverbraucher umgewälzt. Sind die entsprechenden Parameter seitens des staatlichen Akteurs optimal gewählt und der Kapazitätsmechanismus effizient umgesetzt, sollten den Endverbrauchern nicht mehr Kosten anfallen als in einem perfekt funktionierenden Strommarkt.¹⁵¹ Die niedrigeren Einnahmen der Anbieter, durch den aufgrund der höheren Kapazitätsmenge gesunkenen

145Vgl. De Vries (2007), S. 26f

146Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 17

147Vgl. De Vries (2007), S. 26-27

148Vgl. De Vries (2007), S. 26

149Vgl. De Vries (2004), S. 119f

150Vgl. De Vries (2007), S. 26

151Vgl. De Vries (2007), S. 26

Durchschnittspreis im Strommarkt, sollten durch die Einnahmen am Kapazitätsmarkt ausgeglichen werden.

Im Weiteren werden die mengenbasierten Mechanismen der Kapazitätsbörse und der Kapazitätsoptionen näher erläutert.

3.2.1. Kapazitätsbörse

Im System einer Kapazitätsbörse werden alle Versorgungsunternehmen dazu verpflichtet, sich in Höhe ihrer zukünftigen Spitzennachfrage plus einer Sicherheitsreserve ex-ante mit Kapazitätskrediten abzusichern.¹⁵² Die Spitzennachfrage wird dabei von einem unabhängigen Netzbetreiber und die Höhe der zusätzlichen Reserve vom staatlichen Akteur bestimmt.¹⁵³ Zusammen sollten also die summierten Kapazitätskredite aller Versorgungsunternehmen der vom staatlichen Akteur festgelegten Kapazitätsmenge entsprechen. Die Kapazitätskredite können von den Versorgungsunternehmen über die Kapazitätsbörse, wo alle Kraftwerksbetreiber ihre Kapazitäten anbieten, durch langfristige Verträge erworben werden. Die Spitzennachfrage wird auf Basis vergangener Jahre berechnet. Die zusätzliche Sicherheitsreserve soll das Auftreten von außergewöhnlichen, nicht prognostizierbaren Ereignissen abfedern. Damit die Versorgungsunternehmen einen tatsächlichen Anreiz haben, ihre Verpflichtungen,¹⁵⁴ also das Sichern ihrer zukünftigen Nachfrage durch Kapazitäten, einzugehen, wird ein Strafpreis pro verfehlte Einheit Kapazität erhoben. Stellt sich also heraus, dass sich Versorgungsunternehmen nicht in der ihnen zugewiesenen Höhe mit Kapazitätskrediten eingedeckt haben, müssen sie pro fehlenden Kapazitätskredit respektive fehlender Kapazität einen gewissen Preis als Strafe zahlen. Dieser Preis darf jedoch nicht zu niedrig gesetzt werden, da er gleichzeitig die Preisobergrenze im Kapazitätsmarkt darstellt. Würde der Marktpreis für Kapazitäten über den Strafpreis steigen, würden Versorgungsunternehmen eventuell einfach ihre Strafe zahlen, anstatt sich Kapazitäten zu sichern, weil dies kostengünstiger wäre. Trotz einer vorgegebenen Kapazitätsmenge würde diese nicht erreicht. Stattdessen würden Neuinvestitionen in Kapazitäten von dem zu niedrig gewählten Strafpreis determiniert, wodurch aus dem mengenbasierten System der Kapazitätsbörse ein preisbasierter Kapazitätsmechanismus geworden wäre.¹⁵⁵ Kapazitätskredite mit höheren Preisen als

152Vgl. De Vries (2007), S. 26

153Vgl. De Vries (2007), S. 26

154In der englischen Literatur werden diese Mechanismen auch als „capacity requirements“ bezeichnet.

155Vgl. De Vries (2004), S. 119f

dem Strafpriis würden nicht mehr verkauft. Das Prinzip und die Intention des mengenbasierten Kapazitätsmechanismus wäre damit ad absurdum geführt.

Da die Kraftwerksbetreiber einen Großteil ihrer Fixkosten über den Kapazitätsmarkt abdecken können, wird auf einem Strommarkt mit Kapazitätsbörse meistens eine Preisobergrenze eingeführt. Dies führt zu einem geringeren Durchschnittspreis und niedrigeren Preisspitzen im Strommarkt. Aufgrund der Kapazitätzahlungen werden die Preisspitzen im Strommarkt nur noch begrenzt benötigt, um die Investitionskosten zu begleichen.¹⁵⁶ Auf diese Weise soll verhindert werden, dass die Kraftwerksbetreiber übermäßige Gewinne einfahren bzw. es zu Überinvestitionen kommt. Die Wahl der Höhe dieser Preisspitzen ist nicht ganz so problematisch wie bei den preisbasierten Mechanismen. Denn im Gegensatz zu diesen bestimmen die Preisspitzen hier nicht das Investitionsniveau. Dieses ist durch den staatlichen Akteur vorgegeben. Bei dem Wettbewerb um die Kapazitätzahlungen antizipieren alle Kraftwerksbetreiber die Preisobergrenzen, wodurch diese im Kapazitätspreis mit enthalten sind.¹⁵⁷ Die Preisobergrenze darf nur nicht zu niedrig sein, also unterhalb der Grenzkosten des „letzten“ im Strommarkt befindlichen Kraftwerks liegen. Des Weiteren gibt es die Möglichkeit, die Kapazitätskredite auf einem Zweitmarkt zu handeln. Dies trägt zur Effizienz bei und ermöglicht das Reagieren auf Veränderungen, wie z.B. eine veränderte Nachfragemenge bei den einzelnen Versorgungsunternehmen.¹⁵⁸

Prinzipiell stellen Kapazitätsbörsen die Lösung für das Problem langfristiger Verträge in Strommärkten dar, denn Kapazitätskredite können durchaus als solche gesehen werden. Durch die Verpflichtung aller Versorgungsunternehmen kann sich jedoch niemand auf die Trittbrettfahrer-Position zurückziehen. Da die Länge und Dauer der Kapazitätskredite vom staatlichen Planer festgelegt wird, sowie die Menge der Kapazitätskredite für die einzelnen Versorgungsunternehmen von einem unabhängigen Netzbetreiber berechnet werden, besteht relativ wenig Missbrauchsgefahr.¹⁵⁹ Probleme entstehen im Strommarkt mit Kapazitätsbörse allerdings durch den Handel mit benachbarten Strommärkten. Haben benachbarte Märkte keinen Kapazitätsmechanismus installiert, wird die dort installierte Leistung mit hoher

156Vgl. De Vries (2007), S. 26

157Ohne Preisobergrenzen könnten diese quasi unendlich steigen und damit auch die Gewinne der Betreiber. Sollten hier die Preisobergrenzen nicht hoch genug sein um die vorgegebene Menge an Kapazitäten zu finanzieren, wird diese „Lücke“ über den Marktprozess auf den Kapazitätspreis aufgeschlagen.

158Vgl. De Vries (2004), S. 119

159Vgl. De Vries (2007), S. 27

Wahrscheinlichkeit geringer sein als die in dem Strommarkt mit Mechanismus. Dementsprechend sollte der Durchschnittspreis im Markt mit Kapazitätsbörse geringer sein als in dem Nachbarmarkt. Weil der Marktpreis dort größer ist, können die Kraftwerksbetreiber dort auch höhere Gewinne erzielen. Die Anbieter haben also prinzipiell den Anreiz, ihren Strom in den Nachbarmärkten zu verkaufen, obwohl sie die Kapazitätzahlungen bekommen haben, um in ihren „Heimatmarkt“ Kapazitäten zu bauen und so dort das Niveau der Versorgungssicherheit zu erhöhen. Sind in dem Markt mit Kapazitätsmechanismus die Kapazitäten voll ausgelastet, sind die Anbieter natürlich gezwungen, ihren Verpflichtungen nachzukommen und dort Strom zu liefern. Sind hier die Kapazitäten aber nicht ausgelastet, die Nachfrage also gering, können sie Strom in die Nachbarmärkte verkaufen. Sie nutzen den Arbitragegewinn und verknappen das Angebot auf dem Strommarkt mit Kapazitätsmechanismus, sodass dort die Preise steigen.¹⁶⁰ Damit wird ein Teil der Gegenfinanzierung des Kapazitätsmechanismus, nämlich geringere Durchschnittsstrompreise, zunichte gemacht.

Der Mechanismus der Kapazitätsbörse wurde beispielsweise bereits in einigen US Amerikanischen Strommärkten und in Australien eingeführt.¹⁶¹

3.2.2. Kapazitätsoptionen

Kapazitätsoptionen sind quasi eine Weiterentwicklung der Kapazitätsbörse. In einem Strommarkt mit Kapazitätsoptionen wird ein unabhängiger Netzbetreiber damit beauftragt, anstelle der Endverbraucher bzw. Versorgungsunternehmen von Kraftwerksbetreibern Optionen auf verfügbare Kapazitäten entsprechend des durch den staatlichen Akteurs festgelegten Umfangs und Eigenschaften zu kaufen.¹⁶² Das optimale Kapazitätsniveau, also die festgelegte optimale Kapazitätsmenge in der Zukunft wird also über die Anzahl der Optionen hergestellt. Die Anzahl der Optionen ist dementsprechend gleich der vom staatlichen Akteur festgelegten optimalen Kapazitätsmenge. Die Optionen selbst garantieren die Differenz zwischen dem Strommarktpreis und einem bestimmten Ausführungspreis der Option, wenn der Strommarktpreis den Ausführungspreis übersteigt. Der Ausführungspreis wird durch einen staatlichen Akteur festgelegt. Wenn der Strommarktpreis also über den vorher festgelegten Ausführungspreis steigt, erhält der unabhängige Netzbetreiber als Käufer der Option die Differenz zwischen diesen beiden Preisen von den Kraftwerksbetreibern,

¹⁶⁰Vgl. De Vries (2007), S. 27

¹⁶¹Vgl. Süßenbacher et al (2011), S. 3

¹⁶²Vgl. De Vries (2007), S. 27

den Verkäufern der Option, erstattet.¹⁶³

Damit stellt der Ausführungspreis für die Verbraucher sowie für die Anbieter effektiv eine Preisobergrenze im Strommarkt dar. Wenn der Strommarktpreis über den Ausführungspreis steigt, bekommen die Verbraucher die Differenz über den unabhängigen Netzbetreiber zurückerstattet. Gleichzeitig müssen die Kraftwerksbetreiber, also Verkäufer der Optionen, die Differenz zwischen dem eingenommenen Marktpreis und dem niedrigeren Ausführungspreis bezahlen. Sie können die Preisspitzen auf dem Strommarkt oberhalb des Ausführungspreises der Optionen dementsprechend nicht nutzen, um Gewinne zu generieren bzw. Investitionskosten wieder einzuspielen. Ihre Einnahmen pro erzeugter Einheit Strom entspricht unter allen Umständen maximal dem Ausführungspreis.¹⁶⁴

Der Ausführungspreis sollte so gewählt werden, dass er mindestens größer ist als die Grenzkosten des „letzten“ Spitzenlastkraftwerks. Liegt er unter diesen Grenzkosten, gäbe es keinen Anreiz dieses Kraftwerk während einer Knappheitssituation einzusetzen. Es würde pro erzeugter Einheit Strom einen Verlust machen und dementsprechend aus dem Markt genommen werden. Dadurch würde das Niveau der Versorgungssicherheit wieder sinken.¹⁶⁵

Der Preis für die Optionen entsteht durch einen wettbewerblichen Marktprozess, z.B. durch eine Auktion. Er sollte dabei die durchschnittlich erwarteten Gewinneinbußen der Kraftwerksbetreiber durch die faktische Preisobergrenze des Strommarktes widerspiegeln, also die erwartete Summe der Differenzen zwischen Ausführungs- und Strommarktpreis über alle Perioden, in denen der Strommarktpreis über dem Ausführungspreis liegt.¹⁶⁶ Die Kosten der Optionen werden wieder auf die Endverbraucher über den Strompreis umgewälzt. Durch den wettbewerblichen Charakter der Preisfindung sollten genügend Anreize bestehen, dass die Kraftwerksbetreiber ihren tatsächlichen Erwartungen entsprechend handeln. Im Vergleich zu einem perfekt funktionierenden wettbewerblichen Strommarkt würden den Verbrauchern also, vorausgesetzt, dass die vorgegebene Kapazitätsmenge dem theoretischen Optimum entspricht, keine Mehrkosten entstehen. Die Kosten durch den Kauf der Optionen werden durch die Preisobergrenze voll ausgeglichen. Anstatt der Knappheitspreise zahlen die Verbraucher die äquivalenten Preise für die Optionen.¹⁶⁷

163Vgl. De Vries (2007), S. 27

164Vgl. De Vries (2004), S. 122

165Vgl. De Vries (2004), S. 122

166Vgl. De Vries (2007), S. 27f

167Vgl. De Vries (2004), S. 123

Diese sollten zudem ausreichen, um zu mindestens ein Großteil der Fixkosten der Kraftwerksbetreiber zu decken.¹⁶⁸ Ob die erwarteten Preisspitzen also tatsächlich aufgetreten oder nicht, spielt für die Kraftwerksbetreiber eine geringere Rolle.

Die Kapazitätsoptionen stellen eine Verbesserung gegenüber der Kapazitätsbörse in mehrerer Hinsicht dar. Steigt der Marktpreis über den Ausführungspreis, muss der Kraftwerksbetreiber, wenn er eine entsprechende Option verkauft hat, die Differenz zahlen. Ob er tatsächlich Strom einspeist oder nicht spielt dabei keine Rolle. Jedoch fehlen dem Betreiber die Einnahmen vom Strommarkt, wenn er keinen Strom generiert. Dementsprechend haben die Betreiber einen sehr großen Anreiz, die Kapazitäten auch tatsächlich bereitzuhalten und dem Strommarkt zur Verfügung zu stellen. Zudem werden die Betreiber dazu motiviert, genau ihre sicher erwartete vorhandene Kapazität im Kapazitätsmarkt zu verkaufen. Geben sie eine zu geringe Kapazitätsmenge an, entgehen ihnen Einnahmen aus dem potentiellen Verkauf durch Optionen. Geben sie eine zu hohe Kapazitätsmenge an, drohen ihnen Verluste durch die Optionsausführungen in Knappheitssituationen, also wenn der Strommarktpreis über den Ausführungspreis steigt.¹⁶⁹ Der Mechanismus der Kapazitätsoptionen wurde bereits u.a. in Kolumbien und Brasilien eingeführt.¹⁷⁰

Der Vorteil der mengenbasierten Kapazitätsmechanismen ist, dass die vorgegebene Menge an Kapazitäten mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auch erreicht wird. Insbesondere der Umstand, dass den Marktteilnehmern direkte finanzielle Einbußen durch Strafen oder der Funktion des Mechanismus drohen, trägt dazu bei. Ein Nachteil der sich bei allen mengenbasierten Kapazitätsmechanismen ergibt, ist das hohe Marktmachtpotential durch die festgelegte Menge. Diese hat zur Folge, dass die gesamte Nachfrage auf dem Kapazitätsmarkt vollkommen preisunelastisch ist.¹⁷¹ Kleine Veränderungen in der Angebotskurve können signifikante Preisänderungen nach sich ziehen. Zudem besteht eine sehr hohe Gefahr durch Marktabsprachen. Da die absolute Nachfragemenge festgelegt ist, ergeben sich hier viele Möglichkeiten der Marktmanipulation.

168Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 18

169Vgl. De Vries (2007), S. 28

170Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 19

171Vgl. De Vries (2004), S. 156

3.3. Vergleich der vorgestellten Kapazitätsmechanismen

Im Folgenden werden die hier erläuterten preis- und mengenbasierten Kapazitätsmechanismen mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen miteinander verglichen. Die Bewertung findet anhand der Aufgaben von Kapazitätsmechanismen statt. Die Hauptaufgaben sind das Schaffen von ausreichender Versorgungssicherheit, das Erzeugen eines frühzeitigen Investitionssignals und die Minderung der Planungsunsicherheiten für Investoren.¹⁷² Zu ersteren gehört nicht nur die Bestimmung der theoretisch optimalen Menge, sondern auch die Realisierungschancen dieser vom staatlichen Akteur bestimmten Menge. Zudem sind die Unsicherheiten über die Marktentwicklung und die damit einhergehenden Risiken, wie auch die lange Planungs- und Bauzeit neuer Kapazitäten, falls Engpässe abzusehen sind, eines der größten Probleme wettbewerblicher Strommärkte. Somit werden die Mechanismen auch danach bewertet, inwiefern sie den Marktteilnehmern früh- bzw. rechtzeitige Investitionssignale liefern und zu welchem Umfang sie die Investitionsrisiken abfedern können.

3.3.1. Realisierung der optimalen Kapazitätsmenge

Generell ist es auch dem staatlichen Akteur, wie in Kapitel 2.4 ausgeführt, nicht möglich, das optimale Kapazitätsniveau respektive Versorgungssicherheitsniveau zu berechnen. Dies gilt für alle Kapazitätsmechanismen. Nichtsdestotrotz kann der staatliche Planer aufgrund von Erfahrungen aus vergangenen Stromausfällen, geschätzter Kosten etc., ein zumindest sinnvoll erscheinendes Niveau berechnen und vorgeben. Mengenbasierte Kapazitätsmechanismen sind diesbezüglich geeigneter als Preismechanismen, da für diese eben ausschließlich die Menge berechnet und vorgegeben werden muss. Für preisbasierte Kapazitätsmechanismen muss dagegen zusätzlich ein Preis bestimmt werden, der die gewünschte Menge erzeugt.¹⁷³ Dadurch entsteht eine zusätzliche und auch wahrscheinliche Fehlerquelle. So ist es wesentlich einfacher, die Entwicklung der Nachfrage zu schätzen, als die Entwicklung von Preisen und deren Einfluss auf Neuinvestitionen.¹⁷⁴ Die Nachfrage wächst in der Regel mit einer relativ moderaten und konstanten Rate. Preise sind dagegen nicht nur von der Nachfrageentwicklung abhängig, sondern ebenfalls von der Entwicklung der Angebotsseite, regulatorischen Bestimmungen, Umweltauflagen, etc.. Der Steuerungsmechanismus über den Preis ist jedoch nicht nur für die theoretische

172Vgl. De Vries (2007), S. 24

173Vgl. De Vries (2007), S. 26

174Vgl. De Vries (2007), S. 27

Berechnung, sondern auch für die praktische Realisierung ein Problem.

Insbesondere Administrative Zahlungen scheinen nicht in der Lage zu sein, ein bestimmtes im Vorhinein festgelegtes Kapazitätsniveau zu erzeugen. Es ist zwar sehr wahrscheinlich, dass bei deren Einführung bzw. deren Erhöhung die im Strommarkt installierte Kapazitätsleistung steigt. Auf welches Niveau diese im Endeffekt steigt, kann aber nur sehr ungenau abgeschätzt werden. Wird die gewünschte Kapazitätsmenge verfehlt, könnte diese zwar theoretisch durch ständiges Anpassen der Administrativen Zahlung an das berechnete optimale Niveau herangeführt werden. In Anbetracht der langen Investitionszyklen und entsprechenden „Wartezeiten“ aber, welche notwendig wären um die Wirkung der Administrativen Zahlung zu beobachten, wäre dies sicherlich nur begrenzt sinnvoll.¹⁷⁵

Auch bei der Strategischen und Operativen Reserve wird versucht, die optimale Menge durch einen Preis zu erzeugen. Hier handelt es sich allerdings nicht um eine bloße Subvention pro Einheit, sondern um das Festlegen der Preisobergrenze im Markt mit einer angemessenen Reserve. Die entsprechenden Unsicherheiten darüber, welches Kapazitätsniveau diese Preisobergrenze erzeugt, können hier zum Teil durch die Reserven selbst abgedeckt werden. Sind die Kapazitäten im Strommarkt zu niedrig, wird durch die Reserven ein Stromausfall verhindert. Sie haben diesbezüglich also einen Vorteil gegenüber den Administrativen Zahlungen. Es besteht allerdings die zusätzliche Schwierigkeit, die Menge der Reservekapazitäten auf die Höhe der Preisobergrenzen abzustimmen, sodass das gewünschte Versorgungssicherheitsniveau erreicht wird.¹⁷⁶

Für die tatsächliche Realisierung der gewünschten Menge scheinen die mengenbasierten Mechanismen am besten geeignet zu sein. Da hier primär die Menge und nicht der Preis vorgegeben ist, wird diese auch mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht. Zum einen ist für alle Marktteilnehmer offensichtlich, wie hoch die angestrebte Menge an Kapazitäten ist. Zum anderen sind einzelne Marktteilnehmer, durch Strafen oder andere finanzielle Anreize, direkt daran interessiert, dass die vorgegebene Menge auch erreicht wird. Bei den Kapazitätsoptionen wird die gewünschte Menge durch die Anzahl der verkauften Optionen erzeugt. Werden diese von den Kraftwerksbetreibern zur entsprechenden Zeit nicht bereitgestellt, entstehen diesen durch die Optionsausübung empfindliche finanzielle Einbußen. Bei einer Kapazitätsbörse müssen die Versorgungsunternehmen die festgelegten Kapazitätsmengen sichern. Ist der Strafpreis hoch genug angesetzt,

¹⁷⁵Vgl. De Vries (2004), S. 110

¹⁷⁶Vgl. De Vries (2007), S. 25

sollten auch hier keine großen Abweichungen von der gewünschten installierten Kapazitätsmenge entstehen.¹⁷⁷

Mengenbasierte Mechanismen sind also sehr zuverlässig in der tatsächlichen Schaffung der Kapazitätsmenge. Bei Preismechanismen können dabei mehr oder weniger große Probleme auftauchen. Am schlechtesten ist die diesbezügliche Erwartung bei den Administrativen Zahlungen.

3.3.2. Frühzeitige Investitionssignale

Administrative Zahlungen sind prinzipiell in der Lage, ein frühzeitiges bzw. rechtzeitiges Investitionssignal auszusenden. Nämlich dann, wenn der staatliche Akteur eine Knappheitssituation auf dem Strommarkt rechtzeitig erkennt und dementsprechend die Administrativen Zahlungen erhöht. Durch diese sollten dann neue Kapazitäten entstehen. Es ist jedoch fraglich, inwiefern es sich dabei um ein Investitionssignal im Sinne eines Marktsignals handelt. Nur weil der staatliche Akteur die Administrativen Zahlungen erhöht, er also eine Knappheitssituation erwartet, heißt das nicht, dass es tatsächlich Anzeichen auf eine bevorstehende Knappheitssituation gibt. Er kann sich durchaus auch täuschen und beispielsweise bestimmte Entwicklungen falsch einschätzen. In der bisherigen Umsetzung sind Administrative Zahlungen auch eher kurzfristig, z.B. mit Vorlauf von einem Jahr, orientiert. Dies ist kein angemessener Zeitraum für ein rechtzeitiges Investitionssignal.¹⁷⁸

Die Strategische Reserve scheint dagegen nicht in der Lage, frühzeitige Investitionssignale zu erzeugen. Wenn sie nur als „Notfall“-Reserve implementiert wurde, also um Stromausfälle im Strommarkt zu verhindern, ist ihr Ausführungspreis gleich der geschätzten durchschnittlich maximalen Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher. Es würde sich dabei also um einen ganz normalen wettbewerblichen Strommarkt¹⁷⁹ mit einer zusätzlichen „Notfall“-Kapazität gegen Ausfälle der Stromversorgung handeln. Dementsprechend gäbe es kein frühzeitigeres Investitionssignal als auf einem normalen Strommarkt.¹⁸⁰ Wenn der Ausführungspreis unterhalb der durchschnittlichen maximalen Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher

¹⁷⁷Die Kraftwerksbetreiber sind über die Kapazitätskredite verpflichtet, die Kapazitäten entsprechend bereitzuhalten. Ist dies nicht der Fall, entsteht ihnen ein Schaden durch die entsprechenden Schadensersatzklagen der Versorgungsunternehmen.

¹⁷⁸Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 7

¹⁷⁹Auf dem die Preisobergrenze optimal in Höhe der maximalen durchschnittlichen Zahlungsbereitschaft gesetzt wurde.

¹⁸⁰Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 10

gesetzt wird und dementsprechend auch die Reserve größer ist, sind die Einnahmen der Kraftwerksbetreiber lediglich stabiler als in einem Markt ohne Reserve. Ein klares frühzeitiges Investitionssignal wird so allerdings auch nicht erzeugt.¹⁸¹

Die Operative Reserve ist dagegen sehr gut in der Lage solche Signale zu erzeugen. Aufgrund der künstlich erzeugten Knappheit im Strommarkt kommt es zu früheren Preisspitzen bis zum Ausführungspreis als sonst und damit auch zu einem früheren Preissignal.¹⁸² Mit welchem Vorlauf dieses Signal kommt, kann über die Höhe der Operativen Reserve und dem entsprechenden Ausführungspreis gesteuert werden. Desto niedriger der Ausführungspreis und höher die Reserve, desto früher zeichnen sich Unsicherheitssituationen ab. Dabei muss aber auf die Verhältnismäßigkeit geachtet werden. Ist die Reserve zu groß, können aus den entsprechend niedrigeren Preisspitzen keine sinnvollen Investitionssignale mehr abgeleitet werden.¹⁸³ Die Reserve muss quasi auch in normalen Situationen zur Stromerzeugung hinzugezogen werden. Der Vorteil bei der Operativen Reserve ist, dass es sich hierbei um Preissignale direkt vom Strommarkt handelt. Auf diesem herrscht in dem Moment tatsächlich Knappheit. Diese führt aber aufgrund der Reserven nicht zu Marktversagen.

Bei den mengenbasierten Kapazitätsmechanismen, der Kapazitätsbörse und den Kapazitätsoptionen, ist das Investitionssignal abhängig von der Vorlaufzeit des Erwerbs der Kapazitätskredite bzw. -optionen; also dem Zeitraum zwischen dem Kauf der Kredite bzw. Optionen und dem Fälligwerden bzw. Ausüben dieser. Ist dieser Zeitraum optimal gewählt, senden die Kapazitätsmärkte frühzeitige Investitionssignale aus.¹⁸⁴ Da der Vorspann von dem staatlichen Akteur bestimmt wird und die benötigte Vorlaufzeit für Investitionen relativ gut abgeschätzt werden kann, sollten Kapazitätsmärkte generell frühzeitige Investitionssignale aussenden. Ein weiterer Unterschied zu den Reserven ist, dass die Signale nicht direkt vom Strommarkt kommen, sondern von dem zeitlich vorgelagerten Kapazitätsmarkt. Dieser spiegelt quasi die Marktsituation der Zukunft wider.

Prinzipiell sind also alle hier vorgestellten Kapazitätsmechanismen in der Lage, frühzeitige Investitionssignale auszusenden. Die Effektivität dieser hängt zumeist von der genaueren Ausgestaltung der einzelnen Mechanismen ab. Am schlechtesten scheinen die Administrativen Zahlungen und die Strategische Reserve geeignet. Die

181Vgl. De Vries (2004), S. 144

182Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 13

183Vgl. De Vries (2004), S. 150

184Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 17

Operativen Reserve ist bei entsprechender Justierung gut geeignet. Ein besonderer Vorteil ist hier, dass es sich um Signale direkt vom Strommarkt handelt. Am zuverlässigsten scheinen jedoch die mengenbasierten Kapazitätsmechanismen als Investitionssignal zu funktionieren

3.3.3. Langfristige Planungssicherheit und Risikominderung

Ein Hemmnis zum Erreichen der optimalen Kapazitätsmenge im Stromsektor sind die extrem langen Kraftwerkslauf- und Kapitalwiedergewinnungszeiten und die damit verbundenen Investitionsrisiken. Eine der Aufgaben von Kapazitätsmechanismen ist also auch, einen Rahmen für eine verbesserte langfristige Planungssicherheit zu schaffen. Unter Planungssicherheit ist jedoch keine 100% Deckung des Investitionsrisikos zu verstehen, sondern lediglich eine Abminderung der erheblichen Unsicherheiten.¹⁸⁵ Wie gut die einzelnen Mechanismen dazu in der Lage sind, ist wieder von deren genauer Ausgestaltung abhängig.

Administrative Zahlungen können, wenn der festgelegte Zeitraum der Zahlungen entsprechend lang genug ist, eine gewisse Planungssicherheit gewähren. Dabei können auch durchaus verschiedenen Kraftwerkstypen entsprechend ihrer durchschnittlichen Kapitalkosten verschiedene Laufzeiten gewährt werden. Die Risikominderung ist abhängig vom Anteil der Administrativen Zahlungen an den Fixkosten der Kraftwerke.

Die Reserve-Mechanismen dagegen sind nur sehr begrenzt bzw. fast gar nicht in der Lage, eine zusätzliche langfristige Planungssicherheit zu sichern. Sie gewähren keine festen oder regelmäßigen Kapazitätzahlungen. Sie legen lediglich eine Preisobergrenze im Strommarkt fest. Die Kraftwerksbetreiber sind also zur Refinanzierung der Investitionskosten weiterhin auf unregelmäßig auftretende Preisspitzen angewiesen.¹⁸⁶

Mengenbasierte Mechanismen sind dagegen wesentlich effektiver. Schon allein durch die Mengenvorgabe des staatlichen Planers besteht eine relative Sicherheit über die zukünftig vorhandene Angebotsmenge. Ist zusätzlich der Zeitraum der Kapazitätskredite bzw. -optionen günstig gewählt, stellen mengenbasierte Mechanismen eine sehr gute Basis für langfristige Planungen dar. Die Kraftwerksbetreiber bekommen dann im ausreichenden Umfang Kapazitätzahlungen zugesichert.

Trotzdem sind diese beiden Kapazitätsmechanismen wesentlich besser in der Lage, ein

¹⁸⁵Jede Investition beinhaltet auch ein gewisses wirtschaftliches Risiko. Die Befürchtung bei Strommärkten ist jedoch, dass die Risiken zu hoch sind, um einen optimalen Investitionsumfang zu erzeugen. Mit Abminderung ist also das Drücken des Risikos auf ein vertretbares Maß gemeint.

¹⁸⁶Vgl. Süßenbacher et al. (2011), S. 10

Umfeld für langfristige Planungssicherheit zu schaffen, als die preisbasierten Mechanismen

Die Reserve-Mechanismen können so gut wie keine zusätzliche Planungssicherheit erzeugen, während dies bei den Administrativen Zahlungen über die Länge zu mindestens zum Teil erreicht werden kann.

3.4. Überblick über die Kapazitätsmechanismen

Die einzelnen hier vorgestellten Kapazitätsmechanismen zeichnen sich durch verschiedene Vor- und Nachteile aus. Administrative Zahlungen scheinen nicht besonders gut in der Lage zu sein, eine optimale, vorgegebene Menge an Kapazitäten zu erzeugen. Sie können zwar ein frühzeitiges Investitionssignal aussenden, dabei handelt es sich aber um ein administrativ bestimmtes Signal und nicht um ein Marktsignal. Die Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber kann dagegen durchaus in gewissem Maße erhöht werden. Zur Refinanzierung sind die Kraftwerksbetreiber aber immer noch auf Preisspitzen am Strommarkt angewiesen.

Der Kapazitätsmechanismus der Strategischen Reserve ist ebenfalls nur begrenzt geeignet, um ein vorgegebenes Niveau an Versorgungssicherheit respektive Kapazitäten zu erzeugen, jedoch wesentlich verlässlicher als Administrative Zahlungen. Zudem können sie kein frühzeitiges Investitionssignal liefern. Da hier der wettbewerbliche Strommarkt weitestgehend unberührt bleibt, kann sie kaum für zusätzliche Planungssicherheit sorgen.

Bei der Operativen Reserve ist das Erreichen des optimalen Kapazitätsniveaus von der genauen Abstimmung zwischen Höhe der Reserve und dem Preisanreiz abhängig. Davon abgesehen ist sie, bei angemessener Höhe der Operativen Reserve, sehr gut in der Lage einen frühzeitigen Investitionsanreiz zu liefern. Erhöhte Planungssicherheit kann sie, wie auch die Strategische Reserve, jedoch nicht erzeugen.

Die beiden mengenbasierten Kapazitätsmechanismen, die Kapazitätsbörse und die Kapazitätsoptionen, sind von allen Mechanismen am besten geeignet, um eine bestimmte Kapazitätsmenge zu erzeugen.¹⁸⁷ Auch geben sie bei effizient gewählter Vorlaufzeit ein angemessenes Investitionssignal. Durch die Grundfunktion dieser Mechanismen, das Vorgeben der gewünschten Menge und Kapazitätzahlungen zur Deckung eines Großteils der Fixkosten, liefern sie auch ein hohes Maß an Planungssicherheit.

¹⁸⁷Vgl. De Vries (2007), S. 30

Die mengenbasierten Mechanismen scheinen also die Ansprüche an einen funktionierenden Kapazitätsmechanismus am besten zu erfüllen. Es muss aber beachtet werden, dass sie von allen Mechanismen auch den umfangreichsten Eingriff in das Marktgeschehen darstellen. Der Markt wird hier im Endeffekt nur noch den Preis, jedoch nicht mehr die Menge bestimmen.¹⁸⁸ Durch solch ein starken Eingriff besteht durchaus die Gefahr, dass die Errungenschaften der Liberalisierung der Stromsektoren, wie erhöhte wirtschaftliche Effizienz, wieder zunichte gemacht werden. Werden die Kapazitätsmechanismen ineffizient oder falsch umgesetzt, besteht die Gefahr eines umfangreichen Staatsversagens. Die Kosten für die Endverbraucher könnten dann wesentlich höher sein, als in einem normalen wettbewerblichen Strommarkt. Insbesondere die Bestimmung der optimalen Menge kann für erhebliche Probleme sorgen. Entsprechend ist es nicht klar, ob ein wettbewerblicher Strommarkt mit mengenbasierten Kapazitätsmechanismen unter der Annahme, dass die in Kapitel 2.3 erläuterten Probleme signifikant sind, tatsächlich auch ein besseres Ergebnis als das selbe Szenario ohne Kapazitätsmechanismus erzeugt.

Die preisbasierten Mechanismen sind zwar weniger effizient bei der Schaffung einer bestimmten Kapazitätsmenge oder dem Verringern von Investitionsunsicherheit. Dafür erfordern sie jedoch weniger staatliche Eingriffe in den Stromsektor. Sie können durchaus als ein Mittelweg zwischen reinen wettbewerblichen Strommärkten und mengenbasierten Mechanismen gesehen werden. Inwiefern sie mehr oder weniger effizient sind als andere Alternativen, kann in dieser Arbeit aber ebenfalls nicht abschließend geklärt werden.

4. Zusammenfassung

Die Analyse der ökonomischen Bedingungen auf wettbewerblichen Strommärkten hat gezeigt, dass es auf diesen zu Marktversagen kommen kann. Aufgrund deren Eigenschaften kann es bei dem Übersteigen des Angebots durch die Nachfrage im Gegensatz zu normalen Märkten nicht mehr zu einem Gleichgewicht kommen, mit der Folge, dass der Strommarkt und damit die Stromversorgung zusammenbricht. Der wettbewerbliche Strommarkt kann wegen des Marktversagens die notwendigen Informationen zum Erreichen der optimalen Kapazitäts- respektive Angebotsmenge nicht bereitstellen. Auch folgt aus dem Marktversagen, dass Versorgungssicherheit, im

¹⁸⁸Erwarten die Kraftwerksbetreiber für die Zukunft eine höhere Nachfrage als der staatliche Akteur, können diese durchaus auch außerhalb des Kapazitätsmechanismus in neue Kapazitäten investieren. Solch ein Szenario scheint aber sehr unwahrscheinlich.

Gegensatz zu normalen Märkten, ein relevantes Problem darstellt. Zudem scheint es signifikante Anzeichen zu geben, dass Situationen mit dem Zusammenbruch der Stromversorgung auf wettbewerblichen Strommärkten aufgrund deren Struktur früher oder später zwingend auftreten werden, es also eine Tendenz zur Unterinvestition gibt. Genannte empirische Beispiele bestärken diese Vermutung. Die Analyse hat aber auch gezeigt, dass ein wettbewerblicher Strommarkt weder das Gut Versorgungssicherheit erstellen kann, noch Informationen zu dessen optimaler Höhe liefert. Das optimale Niveau der Versorgungssicherheit ist ein theoretisches Konstrukt, dessen Wert nur ungenau bzw. annäherungsweise berechnet werden kann. Im wissenschaftlichen Diskurs ist es umstritten, ob die Strukturen eines wettbewerblichen Strommarktes tatsächlich zu einer zu geringen Versorgungssicherheit führen oder ob der Staat durch einen Eingriff wie beispielsweise Kapazitätsmechanismen ein besseres Ergebnis erzeugen kann. Nichtsdestotrotz ist es sinnvoll, sich mit Kapazitätsmechanismen zu beschäftigen. Diese können in angebotsbasierte und mengenbasierte Mechanismen unterteilt werden. Der Vorteil der angebotsorientierten Kapazitätsmechanismen besteht darin, dass sie nur einen moderaten Eingriff in den Markt erfordern, während sie die Versorgungssicherheit erhöhen. Zudem können sie sehr gute Marktsignale bezüglich rechtzeitiger Investitionen, ein wesentliches Manko reiner Strommärkte, liefern. Mengenbasierte Mechanismen dagegen erfordern, mit der Vorgabe einer Kapazitätsmenge und dem Implementieren eines parallelen Kapazitätsmarktes einen relativ umfangreichen Eingriff in den Strommarkt. Dafür sind sie im Vergleich zu den angebotsorientierten Mechanismen wesentlich besser in der Lage, die verschiedenen Defekte bzw. Probleme des reinen Strommarktes zu beseitigen. Das Problem aller Kapazitätsmechanismen bleibt jedoch, dass eine bestimmte, möglichst optimale Kapazitätsmenge respektive Niveau der Versorgungssicherheit festgelegt werden muss. Dieses Dilemma kann weiterhin nicht gelöst werden. Dementsprechend kann auch nicht abschließend beurteilt werden, ob Kapazitätsmechanismen gegenüber einem reinen wettbewerblichen Strommarkt zu bevorzugen sind. Dieses Urteil hängt zu großen Teilen davon ab, für wie fähig der Staat gehalten wird, einen effizienten und sinnvollen Kapazitätsmechanismus zu implementieren. Es wäre sicherlich interessant, die Forschung in diese Richtung zu vertiefen. In den bisherigen Arbeiten zu Kapazitätsmechanismen und Versorgungssicherheit im Stromsektor wurde dieser Aspekt zu großen Teilen vernachlässigt.

Literaturverzeichnis

Achner, S. et al. (2011): Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Working Paper.

Böske, J. (2007): Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft. Lit Verlag, Berlin/Wien.

Cramton, P./ Ockenfels A. (2012): Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 36 (2), S. 113-134.

Cramton, P./ Stoff, S. (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem. Working Paper.

De Vries, L. (2004): Securing the Public Interest in Electricity Generation Markets. Working Paper.

De Vries, L. (2007): Generation Adequacy: Helping the Market do its Job. In: Utilities Policy 15 (2007), S. 20 – 35.

Handelsblatt Online, <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-altmaier-zieht-die-strompreis-bremse/7696742.html>, abgerufen am 01.04.2013.

Hogan, W. (2005): On an „Energy Only“ Electricity Market Design for Resource Adequacy. Working Paper.

Joskow, P. (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. Working Paper.

Kemfert, C. (2003): Märkte unter Strom: Die Folgen der Strommarktliberalisierung. In: EINBLICKE Nr. 38, S. 12-14.

Müsgens, F./ Peek, M. (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? –

Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. In: ZNER, Heft 6, S. 576 – 583.

Roth, S. (2011): VWL für Einsteiger. UVK Lucius, München/ Konstanz.

Stoft, S. (2002): Power System Economics. IEEE Press, Piscataway.

Süßenbacher, W./ Schwaiger, M./ Stigler, H. (2011): Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. Working Paper.

Tietjen, O. (2012): Kapazitätsmärkte – Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen Emissionsarmen deutschen Strommarkt. Working Paper.

Erklärung

1. Hiermit versichere ich an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne die Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten und nicht veröffentlichten Schriften entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit ist in gleicher oder ähnlicher Form oder auszugsweise im Rahmen einer anderen Prüfung noch nicht vorgelegt worden.

2. Ich bin darüber informiert, dass meine Abschlussarbeit (gegebenenfalls anonymisiert) zum Zweck der Überprüfung mittels der Software zur Entdeckung von Plagiarismus „Turnitin“ (iParadigms LLC.) (kurzfristig) elektronisch gespeichert und verarbeitet, also untersucht, und anschließend dort gelöscht wird. Zu diesem Zweck reiche ich zeitgleich zur Abgabe meiner schriftlichen Ausarbeitung dieselbe Arbeit in elektronischer Form als Microsoft Word- oder pdf-Datei per mail an meinen betreuenden Mitarbeiter ein. Ich versichere, dass es sich bei der elektronischen Fassung exakt um dieselbe Version und Fassung der Arbeit handelt.

Ort, Datum

Unterschrift

3. Darüber hinaus bin ich damit einverstanden, dass meine Arbeit unter Nennung meines Namens als Urheber des Textes und des Speicherdatums in der Datenbank der Plagiat-Erkennungs-Software Turnitin dauerhaft gespeichert bleibt und so der Universität zu Köln zum Abgleich künftiger uploads anderer Arbeiten zur Verfügung steht. Sollte ich nicht mit der Speicherung meiner Arbeit zum Zweck der künftigen Plagiatserkennung einverstanden sein, entstehen mir daraus keine Nachteile. Ich kann dieses Einverständnis jederzeit mit Wirkung für die Zukunft widerrufen; meine Arbeit wird dann aus der turnitin-Datenbank gelöscht.

Ja, ich bin mit der dauerhaften Speicherung mit Nennung meiner Urheberschaft einverstanden.

Nein, ich bin nicht mit der dauerhaften Speicherung mit Nennung meiner Urheberschaft einverstanden.

Ort, Datum

Unterschrift
